



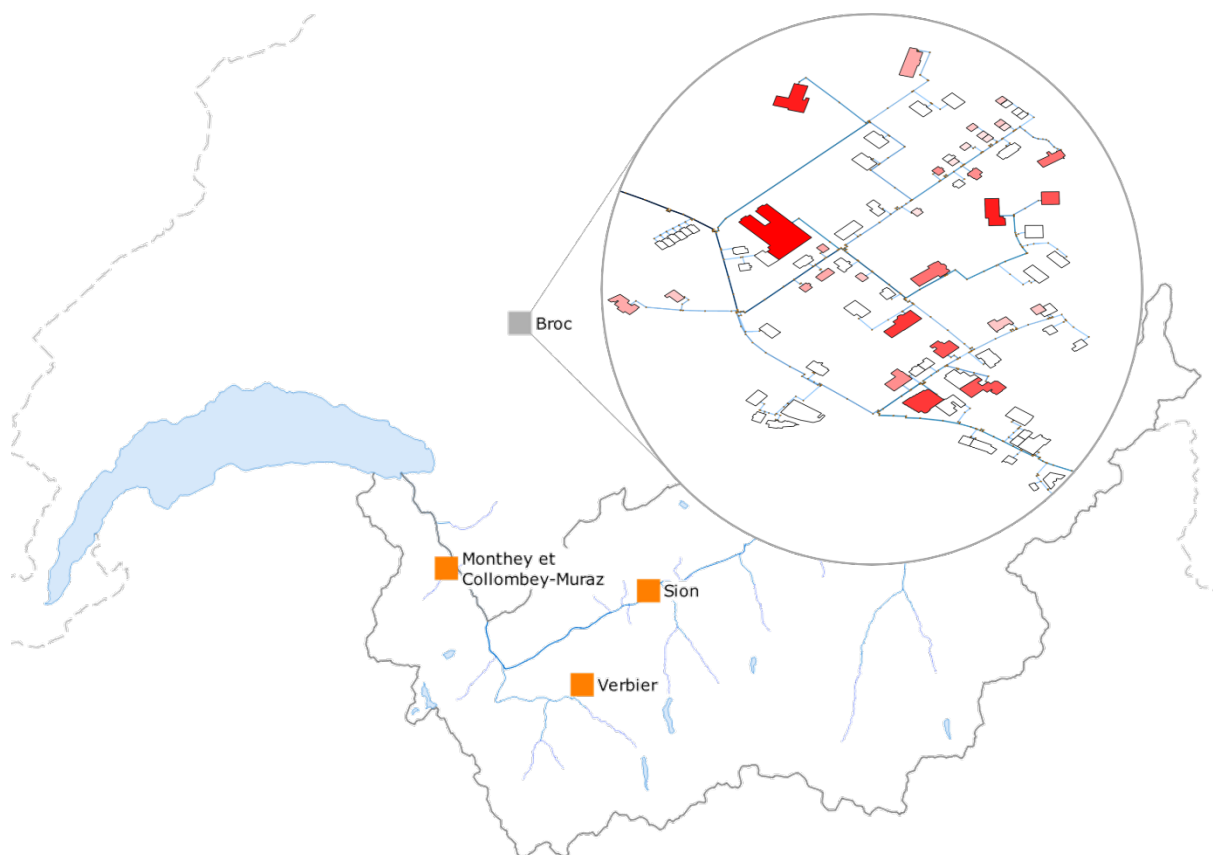
Rapport final du 20 juin 2024

---

## eguzki

Programme de simulation de réseaux de chauffage à distance  
basé sur l'intelligence artificielle pour la résolution rapide et  
prédictive de réseaux complexes bouclés

---



Source : Composition d'images par RWB Valais SA : réseau CAD de Broc (Idiap Research Institute), Carte Suisse (Swisstopo)



**Date :** 20 juin 2024

**Lieu :** Berne

**Prestataire de subventions :**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
Section Recherche énergétique et cleantech  
CH-3003 Berne  
[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Cofinancement :**

**Bénéficiaires de la subvention :**

RWB Valais SA  
Rue d'Aoste 5b, 1920 Martigny  
[www.rwb.ch](http://www.rwb.ch)

SATOM SA  
Route Boeuferrant-Nord 16, 1870 Monthey 1  
[www.satomsa.ch](http://www.satomsa.ch)

ALTIS Groupe SA  
Place de Curala 5, 1934 Le Châble  
[www.altis.swiss](http://www.altis.swiss)

OIKEN SA  
Rue de l'Industrie 43, 1951 Sion  
[www.oiken.ch](http://www.oiken.ch)

Idiap Research Institute  
Rue Marconi 19, 1920 Martigny  
[www.idiap.ch](http://www.idiap.ch)

**Auteur(s) :**

Michel Bonvin (chef de projet), SATOM SA, [bom@netplus.ch](mailto:bom@netplus.ch)  
Patrick Dewarrat, RWB Valais SA, [patrick.dewarrat@rwb.ch](mailto:patrick.dewarrat@rwb.ch)  
Jérôme Kämpf, Idiap Research Institute, [jerome.kaempfer@idiap.ch](mailto:jerome.kaempfer@idiap.ch)  
Mentor Ilazi, SATOM SA, [mentor.ilazi@satomsa.ch](mailto:mentor.ilazi@satomsa.ch)  
Anissa Nafzger, RWB Valais SA, [anissa.nafzger@rwb.ch](mailto:anissa.nafzger@rwb.ch)

**Suivi du projet à l'OFEN :**

Men Wirz<sup>1</sup>, [men.wirz@bfe.admin.ch](mailto:men.wirz@bfe.admin.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN :** SI/502111-01

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

---

<sup>1</sup> Les auteurs du présent rapport remercient sincèrement M. Wirz pour les conseils avisés partagés tout au long de la réalisation de ce projet. Ses connaissances du domaine et son pragmatisme ont grandement contribué à la qualité et à la lisibilité du présent rapport.



## Abstract

District heating networks have a significant role to play in terms of energy efficiency, since they allow the recovery of heat usually lost in the environment.

However, to be economically profitable compared to the production of heat of fossil origin (gas, fuel oil), the operators of these networks must be able to reduce losses in the pipes while ensuring a stable supply all year round. They also must provide for expansion opportunities to use the power that the energy efficiency measures imposed on buildings will generate. Concretely, they must be able to dynamically optimize the control parameters of their networks and simulate their extensions as a function of demand and local production of buildings. Furthermore, the branched network with a single central heating plant is no longer the only network configuration. With the multiplication of heat sources, the different network temperatures and the extension of existing networks, district heating networks are becoming multi-heating station and meshed. Until now, this configuration was not easy to implement in existing software.

The use of artificial intelligence, which was at the heart of this approach, makes it possible to carry out an instantaneous simulation to replace the explicit physical simulation of networks. Once the physical calculation engine adapted to complex heating networks (multi-heating stations, meshed) had been developed and validated on various heating networks (Broc, Satom, Verbier), it was used to train neural networks. Two types of neural network were used: a graphical network (GNN) for hydraulic simulation and a classical recurrent model (LSTM) for thermal simulation. The simulation results obtained are satisfactory for existing heating networks ( $< 0.001$  kg/s and  $< 1.37$  K of MAE). However, they are not good enough for simulation of new networks or extensions in comparison with real networks. Finally, based on the physical model, a software interface has been created, enabling the three partner operators in the project to independently carry out projects to extend, adapt or optimise their networks.

As part of this development project, Satom SA undertook to implement at least five improvement measures on its heating network to illustrate the use of eguzki software in the management and optimisation of a district heating network. These measures involved optimising the network's flow temperatures and pressures, using the network as a heat accumulator to limit peak demand, optimising the deployment of an extension, modifying problematic substations, and optimising the regulation of the network's distribution pumps. The results obtained by eguzki were particularly interesting in helping operators to achieve a given objective in terms of the operation or development of their network. For example, it has been shown that it is financially more profitable to maintain a high flow temperature rather than lowering it as a function of the outside temperature, as the costs associated with heat losses are lower than the electrical costs of the pumps. Similarly, it was possible to optimise the development of new branches of the network by maximising the use of existing pipes, reducing the cost of a project from CHF 2.5 million to CHF 0.5 million.

With eguzki, energy operators can model scenarios for such networks at a very reasonable simulation cost. With clear, rapid results, the software helps to illustrate the issues involved in decisions to be made to managers who do not necessarily have a technical background: this makes it a much-appreciated communication tool.

More work is needed beyond this project to develop statistical models capable of representing arbitrary network structures such as networks under construction or expanding networks. On the other hand, if the eguzki software is to be widely distributed to thermal network operators and made user-friendly, an improved graphical user interface needs to be developed. [www.eguzki.ch](http://www.eguzki.ch)



## Zusammenfassung

Fernwärmenetze spielen eine wichtige Rolle in Bezug auf die Energieeffizienz, da sie die Rückgewinnung von Wärme ermöglichen, die normalerweise an die Umwelt verloren geht.

Um im Vergleich zur Erzeugung fossiler Wärme (Gas, Heizöl) wirtschaftlich rentabel zu sein, müssen die Betreiber dieser Netze jedoch in der Lage sein, die Verluste in den Leitungen zu reduzieren und gleichzeitig eine stabile Versorgung über das ganze Jahr hinweg sicherzustellen. Außerdem müssen sie Erweiterungsmöglichkeiten vorsehen, um die Leistung zu nutzen, die durch die erforderlichen Energieeffizienzmassnahmen von Gebäuden freigesetzt wird. Konkret müssen sie in der Lage sein, die Steuerparameter ihrer Netze dynamisch zu optimieren und ihre Erweiterungen als Funktion der lokalen Nachfrage und Produktion der Gebäude zu simulieren. Andererseits ist das verzweigte Netz mit einer einzigen Heizzentrale nicht mehr die einzige Netzkonfiguration. Mit der Zunahme von Wärmequellen, den unterschiedlichen Netztemperaturen und der Erweiterung bestehender Netze werden Wärmenetze zu Multi-Heizzentralen und Ringnetzen. Bisher waren diese Konfigurationen nicht einfach mit Hilfe bestehender Software zu simulieren.

Der Einsatz von künstlicher Intelligenz, der das Herzstück dieses Forschungsprojekts bildete, ermöglicht eine sofortige Simulation, die die explizite physikalische Simulation der Netze ersetzt. Nachdem die für komplexe Wärmenetze (mehrere Heizzentralen, mit Schleifen) geeignete physikalische Rechenmaschine entwickelt und an verschiedenen Wärmenetzen (Broc, Satom, Verbier) validiert worden war, wurde sie zum Training neuronaler Netze verwendet. Es wurden zwei Arten von neuronalen Netzen verwendet: ein grafisches Netz (GNN) für die hydraulische Simulation und ein klassisches rekursives Modell (LSTM) für die thermische Simulation. Die erzielten Simulationsergebnisse sind für bestehende Wärmenetze zufriedenstellend ( $< 0.001$  kg/s und  $< 1.37$  K MAE). Sie sind jedoch nicht gut genug im Vergleich mit den Beobachtungen für die Verallgemeinerung auf neue Netze oder Erweiterungen. Schließlich wurde auf der Grundlage des physikalischen Modells eine Softwareschnittstelle erstellt, die es den drei Wärmenetz-Betreibern des Projekts ermöglicht, unabhängig Rechnungen zur Erweiterung, Anpassung der Architektur oder Optimierung ihrer Netze durchzuführen.

Im Rahmen dieses Entwicklungsprojekts verpflichtete sich Satom SA, mindestens fünf Verbesserungsmaßnahmen an seinem Wärmenetz durchzuführen, um die Verwendung der Software eguzki beim Betrieb und bei der Optimierung eines Fernwärmenetzes zu testen und zu veranschaulichen. Diese Maßnahmen umfassten die Optimierung der Vorlauftemperaturen und -drücke, die Nutzung des Netzes als Wärmespeicher zur Begrenzung von Bedarfsspitzen, die Optimierung der Leitungsführung einer Erweiterung, die Änderung problematischer Unterstationen und die Optimierung der Regelung der Verteilerpumpen des Netzes. Die von eguzki erzielten Ergebnisse sind besonders interessant, da sie den Betreibern helfen, die Arbeiten präzise zu planen, je nachdem, welche Auswirkungen sie auf den Betrieb und die Entwicklung ihres Netzes haben sollen. So konnte z.B. gezeigt werden, dass es finanziell rentabler ist, eine hohe Vorlauftemperatur beizubehalten, als sie in Abhängigkeit von der Außentemperatur zu senken. Die Kosten für die Wärmeverluste sind nämlich geringer als die Stromkosten für den Antrieb der Pumpen. Ebenso war es möglich, die Entwicklung neuer Netzzweige durch die maximale Nutzung bestehender Leitungen zu optimieren, wodurch z.B. die Kosten eines Projektes von 2.5 Mio. auf 0.5 Mio. CHF gesenkt werden konnten.

Mit eguzki können Betreiber oder Energieversorger Szenarien für solche Netze modellieren, wobei die Zeit für die Simulation sehr vernünftig bleiben. Durch klare und schnelle Ergebnisse ermöglicht es die Software, die Konsequenzen der jeweiligen Entscheidungen den Verantwortlichen, die nicht unbedingt





aus dem technischen Bereich stammen, leicht zu demonstrieren: Sie wird so zu einem geschätzten Kommunikationsmittel.

Über dieses Projekt hinaus ist noch weitere Arbeit erforderlich, um statistische Modelle zu entwickeln, die beliebige Netzwerkstrukturen wie sich ausbreitende Netzwerke darstellen können. Andererseits ist die Entwicklung einer graphischen und benutzerfreundlichen Schnittstelle Voraussetzung für die weite Verbreitung der eguzki-Software unter den Netzbetreibern und deren erleichterte Nutzung.  
[www.eguzki.ch](http://www.eguzki.ch)



## Résumé

Les réseaux de chaleur à distance ont un rôle prépondérant à jouer au niveau de l'efficacité énergétique, puisqu'ils permettent la valorisation de chaleur habituellement perdue dans l'environnement.

Toutefois, afin d'être rentables économiquement par rapport aux productions de chaleur d'origine fossile (gaz, mazout), les exploitants de ces réseaux doivent être en mesure de réduire les pertes dans les conduites tout en assurant un approvisionnement stable toute l'année. Ils doivent aussi prévoir des possibilités d'extension pour utiliser la puissance qui ne manquera pas d'être libérée par les efforts d'efficacité énergétique demandés aux bâtiments. Concrètement, ils doivent pouvoir optimiser dynamiquement les paramètres de contrôle de leurs réseaux et en simuler les extensions en fonction de la demande et de la production locale des bâtiments. D'autre part, le réseau ramifié avec une seule centrale de chauffe n'est plus la seule configuration de réseau. Avec la multiplication des sources de chaleur, les différentes températures de réseau et l'extension de réseaux existants, les réseaux de chaleur deviennent multi-centrales et bouclés. Jusqu'à présent, ces configurations n'étaient pas évidentes à implanter dans les logiciels existants.

Le recours à l'intelligence artificielle, qui a été le cœur de ce projet de recherche, permet d'effectuer une simulation instantanée en remplacement de la simulation physique explicite des réseaux. Après que le moteur de calcul physique adapté à des réseaux de chaleur complexes (multi-centrales, maillés) a été développé et validé sur différents réseaux de chaleur (Broc, Satom, Verbier), il a été utilisé pour entraîner des réseaux de neurones. Deux types de réseaux neuronaux ont été utilisés : un réseau graphique (GNN) pour la simulation hydraulique et un modèle récurrent classique (LSTM) pour la simulation thermique. Les résultats de simulation obtenus sont satisfaisants pour des thermoréseaux existants ( $< 0.001$  kg/s et  $< 1.37$  K de MAE). Toutefois, ils ne sont pas suffisamment bons pour le cas de généralisation à des nouveaux réseaux ou des extensions par rapport à la mesure sur le terrain. Finalement sur la base du modèle physique, une interface logicielle a été réalisée, qui permet aux trois exploitants partenaires du projet de réaliser de manière indépendante des projets d'extension, d'adaptation d'architecture ou d'optimisation de leurs réseaux.

Dans le cadre de ce projet de développement, Satom SA s'est engagé à mettre en œuvre au moins cinq mesures d'amélioration sur son réseau de chaleur pour tester et illustrer l'utilisation du logiciel eguzki dans la gestion et l'optimisation d'un réseau de chaleur à distance. Ces mesures ont porté sur l'optimisation des températures et pressions de départ du réseau, l'utilisation du réseau comme accumulateur de chaleur pour limiter les pics de demandes, l'optimisation du déploiement d'une extension, la modification des sous-stations problématiques et l'optimisation de la régulation des pompes de distribution du réseau. Les résultats obtenus par eguzki ont démontré des résultats particulièrement intéressants pour aider les exploitants à mieux planifier les travaux à mettre en œuvre en fonction de l'impact recherché sur l'exploitation et le développement de leur réseau. Il a ainsi p.ex. été possible de démontrer qu'il était financièrement plus rentable de conserver une température de départ élevée plutôt que de la diminuer en fonction de la température extérieure, les coûts liés aux pertes thermiques étant plus faibles que les coûts électriques des pompes. De même, il a été possible d'optimiser le développement de nouvelles branches du réseau en maximisant l'utilisation des conduites existantes, diminuant ainsi les coûts d'un projet de 2.5 mio à 0.5 mio CHF.

Avec un coût de simulation très raisonnable, les exploitants ou contracteurs énergétiques s'offrent avec eguzki la possibilité de modéliser des scénarios sur de tels réseaux. Avec des résultats clairs et rapides, le logiciel permet de démontrer facilement les implications des décisions prises auprès des



responsables qui ne sont pas nécessairement issus de la technique : Il devient ainsi un vecteur de communication très apprécié.

Du travail est encore nécessaire au-delà de ce projet pour développer des modèles statistiques capables de représenter des structures de réseaux arbitraires tels que des réseaux en construction ou des réseaux en expansion. D'autre part, la diffusion large du logiciel eguzki auprès des exploitants de réseaux et de son utilisation facilitée par ces derniers, passe par l'élaboration d'une interface améliorée et conviviale. [www.eguzki.ch](http://www.eguzki.ch)



# Table des matières

<b>Abstract .....</b>	<b>3</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>4</b>
<b>Résumé .....</b>	<b>6</b>
<b>Table des matières .....</b>	<b>8</b>
<b>Table des figures .....</b>	<b>10</b>
<b>Table des tableaux .....</b>	<b>14</b>
<b>Quelques abréviations .....</b>	<b>15</b>
<b>1 Introduction .....</b>	<b>16</b>
1.1 Contexte et arrière-plan .....	16
1.2 Justification du projet .....	17
1.3 Objectifs du projet .....	18
<b>2 Description des installations .....</b>	<b>18</b>
2.1 Description des installations SATOM .....	18
2.2 Description des installations ALTIS .....	20
<b>3 Procédure et méthode .....</b>	<b>22</b>
3.1 Architecture logicielle .....	23
3.2 Digitalisation d'un réseau .....	24
3.3 Recherche d'erreurs topologiques .....	25
3.4 Conditions de bord pour réseaux bouclés .....	26
3.5 Groupe pompes départ CAD .....	26
3.6 Digitalisation d'une sous-station .....	27
3.7 Digitalisation des cas particuliers .....	28
<b>4 Résultats et commentaires .....</b>	<b>30</b>
4.1 A0 – Gestion de projet .....	30
4.2 A1 – Revue de littérature et des méthodes physiques de simulation .....	30
4.3 A2 – Base de données pour le cas d'étude 1 - SATOM .....	31
4.4 A3 – Import et export des données pour la simulation physique du réseau .....	31
4.5 A4 – Mesures, filtrage et fiabilisation des données du cas d'étude 1 - SATOM .....	33
4.6 A5 – Calibration des modèles physiques de simulation .....	34
4.7 A6 – Préparation des données pour l'apprentissage .....	37
4.8 A7 – Préparation du modèle statistique réseau de neurones profond .....	38
4.9 A8 – Vérification et adaptation du modèle statistique réseau de neurones profond .....	40
4.10 A9 – Améliorations sur le réseau de la SATOM .....	42
4.11 A10 – Modélisation du réseau ALTIS à Verbier .....	50
4.12 A10 – Modélisation du réseau OIKEN à Sion .....	51



4.13	A13 – Développement de l'interface utilisateur .....	52
<b>5</b>	<b>Conclusions et résumé .....</b>	<b>55</b>
<b>6</b>	<b>Aperçu et mise en œuvre prochaine .....</b>	<b>56</b>
<b>7</b>	<b>Coopération nationale et internationale.....</b>	<b>57</b>
<b>8</b>	<b>Publications .....</b>	<b>57</b>
<b>9</b>	<b>Annexes .....</b>	<b>59</b>
9.1	Structure de la base de données d'un réseau de chaleur.....	59
9.2	Action corrective 1 : Optimisation des températures, débits et pressions du réseau & Utilisation du réseau comme accumulateur pour les pics de demande .....	61
9.3	Action corrective 2 : Modification des sous-stations qui perturbent le réseau .....	65
9.4	Action corrective 3 : Optimisation du dimensionnement d'une extension en projet & Mise en place d'un bouclage complémentaire .....	73
9.5	Action corrective 4 : Remplacement pompes départ CAD .....	76
	81	
9.6	Action corrective 5 : Meilleur étapage des pompes / ajustement hystérèse .....	88
9.7	Action corrective 6 : Apport des vannes de régulation dans un réseau CAD Bouclé .....	94
9.8	Chambres CRR - Scénarios 1 à 5.....	100
9.9	Mode d'emploi pour l'utilisation d'eguzki .....	111



## Table des figures

Figure 1 : Vue schématique du réseau SATOM actuellement déployé à Monthey et Collombey. En bleu, les extensions actuellement à l'étude.....	19
Figure 2 : Vue du réseau actuellement en déploiement à Verbier avec les 3 centrales de chauffe actuelles. ....	21
Figure 3 : Représentation schématique de l'architecture logicielle.....	23
Figure 4 : Représentation de la simplification utilisée dans la digitalisation du réseau. ....	24
Figure 5 : Représentation de la méthode de digitalisation semi-automatique du réseau. ....	25
Figure 6 : Sous-station standard avec un échangeur de chaleur. ....	27
Figure 7 : Sous-station type 2 avec deux échangeurs de chaleur. ....	28
Figure 8 : Sous-station type 3 avec trois échangeurs de chaleur. ....	28
Figure 9 : Schéma de principe des outils d'import et export basés sur la base de données A2. ....	32
Figure 10 : Visualisation QGIS des données d'entrée de la simulation physique (gauche), et des résultats de simulations (droite). ....	32
Figure 11 : Calibration de la demande d'une sous-station en fonction des données de consommation mesurées (gauche) et de la facturation (droite). ....	33
Figure 12 : Évolution temporelle et distribution des erreurs relatives comparant les résultats de simulation avec les données mesurées sur la température d'entrée de la centrale de chauffe à Broc.	34
Figure 13 : Évolution temporelle et distribution des erreurs relatives comparant les résultats de simulation avec les données mesurées sur la température d'entrée de la centrale des Trois Rocs en 2019.....	35
Figure 14 : Comparaison des températures de retour simulées et mesurées sur une période de 6 jours pour la centrale de chauffe principale (MAIN) et secondaire (SEC1) avec des barres montrant l'erreur absolue en K. Les barres sont colorées en bleu si l'erreur absolue est inférieure à -2°C, en rouge si elle est supérieure à 2°C, et en vert si elle se situe entre ces valeurs. La zone ombrée en bleu autour des mesures indique le seuil de +/-2°C, tandis que les zones ombrées en rouge indiquent les pas de temps où les données mesurées étaient manquantes. ....	36
Figure 15 : Distribution de l'erreur absolue sur la différence de pression (à gauche) et de l'erreur relative après la correction (à droite). Les lignes rouges indiquent les seuils de +/-1.2%. ....	36
Figure 16 : Représentation des résultats de prédictions pour le 21 mars à 7h (droite), et comparaison entre les solstices et équinoxes (gauche). ....	37
Figure 17 : Modélisation de la température de départ du CAD de la SATOM (gauche), représentation du débit simulé dans les conduites de la SATOM (droite). ....	38
Figure 18 : Représentation du réseau (à gauche) et sous forme de graphe (à droite). Dans l'exemple de gauche, la centrale thermique, les deux consommateurs et les 6 tuyaux (3 dans la ligne d'alimentation, en rouge, et 3 dans la ligne de retour, en bleu) deviennent des arêtes dirigées dans la représentation graphique de droite. Les nœuds représentent les connexions entre ces arêtes. ....	38



Figure 19 : Transformation d'un graphe en son graphique linéaire correspondant. Les arêtes du graphe original à gauche deviennent des nœuds dans le graphe transformé à droite. La même couleur est utilisée dans la figure pour les arêtes et les nœuds correspondants avant et après la transformation.....	39
Figure 20 : Résumé de l'approche des données SIG à la simulation hydraulique et thermique dynamique.....	40
Figure 21 : Évolution de l'erreur pendant l'apprentissage du modèle pour la simulation hydraulique sur un cas unique. Le côté alimentation du réseau est représenté à gauche, avec la centrale thermique en rouge et les sous-stations en vert. Le graphique d'entraînement à droite montre comment la MAE diminue sur 300 pas d'entraînement jusqu'à des valeurs négligeables (inférieures à 0,001 kg/s).....	41
Figure 22 : Prédictions du modèle et valeurs de référence pour la meilleure (à gauche) et la pire (à droite) de l'ensemble de données de validation pour 50 pas de temps de 30 secondes. Les résultats pour la perte de chaleur sont présentés en haut, tandis que ceux pour la température de sortie sont présentés en bas. ....	42
Figure 23 : Tracés prévus par SATOM SA (zone A), extensions futurs (zone C) et nouveau bouclage (zone B). ....	46
Figure 24 : Pompes actuelles pour la distribution du CAD .....	47
Figure 25 : Modélisation du réseau de Verbier composé de 3 réseaux interconnectés avec chacun leur centrale (n°1 Centre Sportif, n°2 Mondzeu, n°3 Les trois Rocs).....	50
Figure 26 : Capture de la situation du réseau réalisé à Sion (en rouge) et projeté (en violet). ....	52
Figure 27 : Ruban présentant les différents boutons permettant l'utilisation d'eguzki.....	53
Figure 28 : Fenêtre d'introduction et de visualisation des caractéristiques d'une sous-station.....	53
Figure 29 : Fenêtre d'introduction et de visualisation des caractéristiques d'une conduite.....	54
Figure 30 : Fenêtre présentant différents paramètres essentiels à la définition d'un scénario de simulation. ....	54
Figure 31 : Régulation de la température de départ du CAD en fonction de la température extérieure .....	61
Figure 32 : Température retour de la sous-station CM1203 avant mesures correctives.....	66
Figure 33 : Température retour de la sous-station M0739 après mesures corrective.....	67
Figure 34 : Température retour de la sous-station M0739 après mesures correctives .....	67
Figure 35 : Température retour de la sous-station M0862 avant les mesures correctives.....	68
Figure 36 : Température retour de la sous-station M0862 après les mesures correctives.....	69
Figure 37 : Température retour de la sous-station M0862 après les mesures correctives.....	69
Figure 38 : Température retour de la sous-station M5291 avant les mesures correctives.....	70
Figure 39 : Tracés influencés par le fonctionnement de la sous-station CM1203 (en rouge) La centrale de chauffe est figurée en bleue et la sous-station en jaune.....	71



Figure 40 : Tracés prévus par SATOM SA (zone A) et extensions futurs (zone C) et nouveau bouclage (zone B).....	74
Figure 41 : Pompes actuelles pour la distribution dans le CAD .....	76
Figure 42 : Photo SATOM futur.....	77
Figure 43 : Lieu d'intégration.....	78
Figure 44 : Echangeur Alfa Laval .....	80
Figure 45 : Disposition du collecteur .....	81
Figure 46 : Monotone de la puissance sur le réseau CAD de SATOM SA durant l'année 2021 .....	82
Figure 47 : Schéma de principe de la nouvelle centrale de distribution de SATOM SA.....	83
Figure 48 : Dimensionnement des pompes pour le réseau CAD Centre secondaire avec une puissance totale de 30 [MW] et l'installation de 6 pompes en parallèle. ....	84
Figure 49 : Capture d'écrans de la supervision de la centrale avec les pompes à gauche et les deux échangeurs sur la vapeur à droite.....	88
Figure 50 : Données mesurées en centrale avec débit total et différentiel de pression au niveau des pompes.....	90
Figure 51 : Fonctionnement mesuré des pompes (en rouge; en jaune : estimation du fonctionnement en période de faible débit (qu'est-ce qui est en rouge et qu'est-ce qui est en jaune ?)) par rapport à la courbe de dimensionnement des pompes .....	91
Figure 52 : Centrales de chauffe, CRR et piquages avec vanne d'isolement .....	95
Figure 53 : Scénario 1 – Valeur aux CRR.....	100
Figure 54 : Scénario 1 – Branches « mortes ».....	101
Figure 55 : Scénario 2 – Valeur aux CRR.....	102
Figure 56 : Scénario 2 – Branches « mortes ».....	103
Figure 57 : Scénario 3 – Valeur aux CRR.....	104
Figure 58 : Scénario 3 – Branches « mortes ».....	105
Figure 59 : Scénario 4 – Valeur aux CRR.....	106
Figure 60 : Scénario 4 – Branches « mortes ».....	107
Figure 61 : Scénario 5 – Valeur aux CRR.....	108
Figure 62 : Scénario 5 – Branches « mortes ».....	109
Figure 63 : Téléchargement de la version actuelle de QGIS .....	113
Figure 64 : Ouvrir le programme OSGeo4W.....	114
Figure 65 : Commande pip install.....	115
Figure 66 : Ouvrir le gestionnaire d'extension.....	116
Figure 67 : Installer depuis un ZIP .....	116





Figure 68 : Activation / Désactivation de l'interface dans l'onglet « Installée » .....	117
Figure 69 : Barre d'outils eguzki dans QGIS .....	117
Figure 70 : Barre d'outils eguzki désactivée.....	118
Figure 71 : Activation de la barre d'outils d'eguzki dans le menu contextuel de QGIS.....	118
Figure 72 : Outil pour se logger dans l'application. ....	119
Figure 73 : Outil pour insérer les paramètres de connexion .....	120
Figure 74 : Paramètres de connexion pour les serveurs kaemco.....	120
Figure 75 : Outil pour la création d'un nouveau projet .....	120
Figure 76 : Outil pour se connecter à un projet existant .....	121
Figure 77 : Outil pour créer une nouvelle variante du projet.....	122
Figure 78 : Outil pour comparer deux variantes.....	123
Figure 79 : Outil pour créer un nouveau nœud sur le réseau .....	124
Figure 80 : dialogue pour un nouveau nœud sur le réseau .....	125
Figure 81 : Création juste des conduites sur le réseau.....	127
Figure 82 : Outil pour créer une nouvelle centrale de chauffe sur le réseau .....	128
Figure 83 : Outil pour créer une nouvelle sous-station sur le réseau .....	129
Figure 84 : Outil pour créer un nouveau bâtiment sur le réseau.....	130
Figure 85 : Outil pour créer une nouvelle zone de desserte .....	131
Figure 86 : Outil pour bouger une conduite existante .....	132
Figure 87 : Outil pour couper une conduite existante .....	132
Figure 88 : Outil pour enregistrer les modifications sur toutes les couches .....	133
Figure 89 : Outil pour annuler les modifications sur toutes les couches.....	133
Figure 90 : Outil pour passer en mode édition .....	133
Figure 91 : Outil pour sélection des objets.....	134
Figure 92 : Outil pour sélection des objets.....	134
Figure 93 : Outil pour éditer les objets eguzki.....	134
Figure 94 : Boite de dialogue pour les conduites.....	135
Figure 95 : Boite de dialogue pour les nœuds .....	136
Figure 96 : Boite de dialogue pour les centrales de chauffe.....	137
Figure 97 : Boite de dialogue pour les sous-stations .....	138
Figure 98 : Outil « importer les données météorologiques » .....	138
Figure 99 : Boite de dialogue d'importation des données météorologiques .....	139



Figure 100 : bouton « Lancer les simulations » ..... 140

Figure 101 : Dialogue pour le lancement des simulations ..... 141

## Table des tableaux

Tableau 1 : Evolution du réseau depuis sa mise en service en 2011..... 20

Tableau 2 : Grandeurs caractéristiques du réseau actuel. .... 20

Tableau 3 : Tableau représentant l'état du réseau. .... 26

Tableau 4 : Résumé des paramètres d'une pompe selon le nombre des pompes en parallèle. .... 27

Tableau 5 : Revue des différentes simplifications utilisées lors de la digitalisation des sous-stations. 29

Tableau 6 : Liste des améliorations possibles établies en collaboration avec la SATOM. .... 44

Tableau 7 : Consommation électriques des pompes en fonction du nouveau dimensionnement des pompes et une nouvelle régulation de cascade de pompes. .... 85

Tableau 8 : Consommation électrique des pompes en fonction du nouveau dimensionnement des pompes et une nouvelle régulation de cascade de pompes. .... 86

Tableau 9 : Coût des vannes en fonction des diamètres et types ..... 94

Tableau 10 : Pourcentage des puissances par centrales et scénarios..... 96

Tableau 11 : Tableau des différentielles de pression (dynamiques) par centrale et par scénarios..... 96

Tableau 12 : Tableau des pressions (statiques + dynamiques) par centrale et par scénarios..... 98



## Quelques abréviations

CAD	Réseau de chauffage à distance
CoPil	Comité de pilotage de projet
CRR	Dénomination spécifique des chambres de vannes SATOM SA
DH	District heating
DirPro	Direction de projet
EGID	Eidgenössischer Gebäude Identifikator (Numéro fédéral d'un bâtiment)
GNN	Graph Neural Network
IA	Intelligence artificielle
IDIAP	Idiap Research Institute
LSTM	Long Short-Term Memory
MAE	Mean Absolute Error (Erreur absolue moyenne)
MCR	Mesure, commande et régulation
KVS	Coefficient de perte de charge minimum lié à un ensemble hydraulique
RegBL	Registre fédéral des bâtiments et des logements
RETS	Réseaux thermiques suisses
SIT	Système d'information territoriale
UVTD	Usine de valorisation et de traitement des déchets



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte et arrière-plan

Les réseaux de chaleur à distance ont un rôle prépondérant à jouer au niveau de l'efficacité énergétique puisqu'ils permettent la valorisation de chaleur habituellement perdue dans l'environnement.

Toutefois, afin d'assurer leur rentabilité par rapport aux productions de chaleur d'origine fossile (gaz, mazout), les exploitants de ces réseaux doivent être en mesure de réduire les pertes dans les conduites tout en assurant un approvisionnement stable toute l'année. Ils doivent aussi prévoir des possibilités d'extension pour utiliser la puissance qui ne manquera pas d'être libérée par les efforts d'efficacité énergétique demandés aux bâtiments. Concrètement, ils doivent pouvoir optimiser dynamiquement les paramètres de contrôle de leurs réseaux et en simuler les extensions en fonction de la demande et de la production locale des bâtiments.

Le bureau d'ingénieurs RWB a conçu le logiciel eguzki ramifié en 2017-2018 avec l'aide de l'école d'ingénieurs de Fribourg. Ce logiciel est utilisé avec très grande satisfaction par RWB pour ses nombreux clients exploitants et contracteurs. Basé sur une résolution algorithmique physique, il est adapté aux réseaux ramifiés avec un seul point d'injection. Les grands exploitants y ont trouvé une solution en pleine adéquation avec leurs besoins pour les petits réseaux.

D'une part, c'est un logiciel pour ingénieurs spécialisés, peu adapté pour être utilisé directement par des exploitants de réseaux à des fins d'optimisation des conditions d'exploitation. D'autre part, il n'est pas applicable pour les grands réseaux bouclés avec plusieurs points d'injection. Or on s'attend à ce que, comme l'implique la stratégie énergétique 2050, les réseaux de chaleur se développent en nombre et en taille, au point que les grands réseaux de demain seront bouclés et auront plusieurs points d'injection. Dès lors, pour pouvoir les simuler de manière pratique, il est nécessaire de passer par un mode de résolution avec l'IA (Intelligence Artificielle) basé sur de la statistique.

L'une des solutions potentielles à ce problème consiste à utiliser des modèles de substitution basés sur l'apprentissage automatique (IA), qui ont été utilisés dans des travaux récents pour réduire la charge de calcul de plusieurs simulateurs physiques. Toutefois, pour former des modèles d'apprentissage automatique, il faut disposer de grandes quantités de données qui, dans le cas des réseaux de distribution, ne peuvent normalement être générées que par des simulations, en raison de l'absence de systèmes de surveillance détaillés dans les canalisations. À cette fin, des outils de simulation avancés sont nécessaires, éventuellement avec une grande flexibilité en termes d'entrées et de sorties afin que différentes approches puissent être comparées. À cette fin, les outils open-source actuels pour la simulation et l'optimisation des systèmes énergétiques sont encore relativement limités, ce qui empêche les chercheurs de reproduire les résultats et de partager ouvertement le code, ce qui, à son tour, peut potentiellement ralentir les progrès dans des directions de recherche prometteuses telles que l'utilisation d'algorithmes d'apprentissage automatique (ou Machine Learning).

Parmi les outils de simulation à code source ouvert, nous trouvons actuellement des outils logiciels autonomes, souvent écrits en C++, des paquets Python et des bibliothèques Modelica. Parmi ceux-ci, nous pouvons mentionner :

- SIM-VICUS un logiciel récemment introduit, écrit en C++, qui vise spécifiquement à simuler les réseaux de chauffage et de refroidissement urbains de 5<sup>e</sup> génération ainsi que les bâtiments connectés. Le logiciel utilise une méthode de nœuds en régime permanent pour résoudre les équations hydrauliques et un modèle dynamique basé sur Euler pour le transfert thermique, où les équations sont résolues à l'aide de la méthode Newton-Raphson,



- Pandapipes un paquetage Python pour les simulations en régime permanent de réseaux de fluides qui peut également être utilisé pour simuler des réseaux thermiques de différentes générations. Il calcule l'hydraulique découplée du transfert thermique d'un réseau de canalisations à l'aide d'une méthode de nœuds et du solveur de Newton-Raphson. Il peut également être utilisé avec Pandapower pour simuler des réseaux multi-énergies.
- La dernière catégorie d'outils de simulation libres comprend les bibliothèques Modelica. La bibliothèque Modelica IBPSA a été développée dans le cadre du projet IBPSA 1, dans le but de fournir aux utilisateurs de Modelica des modèles de base pour la création de composants spécifiques pour les systèmes énergétiques et de contrôle des bâtiments et communautés. Parmi les bibliothèques basées sur ce travail, DisHeatLib est spécifiquement conçue pour les réseaux thermiques. Malgré la popularité de Modelica, due à la flexibilité et à la précision potentielle qu'elle offre, et l'existence de nombreuses bibliothèques de composants libres, la modélisation de systèmes complexes nécessite généralement des environnements d'exécution fermés tels que DYMOLA.

Comme les réseaux de chauffage urbain de troisième génération détiennent toujours la plus grande part de marché, il est nécessaire de disposer d'un outil conçu pour soutenir la conception et l'exploitation de ces réseaux. En même temps, l'analyse de la littérature a montré qu'il n'existe actuellement aucun outil à code source ouvert permettant de développer des composants de réseau personnalisés tout en utilisant un environnement agnostique. Nous soutenons qu'un tel outil présenterait un grand intérêt pour les applications de recherche, en particulier pour la génération d'ensembles de données pour l'entraînement de modèles d'apprentissage automatique, tout en étant également adapté pour être utilisé comme moteur de simulation dans des outils logiciels plus conviviaux.

Avec ce développement, nous avons fait évoluer eguzki d'un logiciel avec un seul point d'injection et réseaux ramifiés à un logiciel pouvant comporter de multiples points d'injection avec des réseaux bouclés complexes. L'algorithme comportant du Machine Learning a permis de prouver ses compétences sur quatre niveaux :

- Rapidité de mise en place en vue de simulation (basé sur les SIT) ;
- Simulation ultrarapide des scénarios ;
- Possibilité de créer des variantes rapidement avec des scénarios que l'on peut superposer ;
- Précision des calculs par rapport à la situation réelle.

Ainsi, nous pouvons dire que le logiciel a atteint ses buts de base, si bien que les plus grands exploitants de réseaux comme les Services Industriels de Lausanne (SIL) font confiance à eguzki afin de simuler et dimensionner les artères futures de la ville. Ce travail a pu être réalisé en moins d'un mois, avec des résultats en accord avec ceux obtenus en une année sans eguzki. Dans ce contexte, eguzki démontre qu'en une semaine, trois variantes ont pu être créées et simulées afin de prendre le bon choix pour le futur.

## 1.2 Justification du projet

Le recours à l'intelligence artificielle (le cœur de cette démarche) devra permettre d'effectuer une simulation instantanée en remplacement de la simulation physique explicite des réseaux, laquelle s'avère généralement longue et gourmande en puissance de calcul. Il s'agit de développer un logiciel d'aide à la décision que les contracteurs pourront utiliser avant de procéder à de lourds investissements.



Dans les faits, eguzki va permettre, d'une part, d'optimiser l'architecture des réseaux en diminuant les coûts d'investissement et, d'autre part, d'optimiser l'exploitation et de minimiser les pertes énergétiques du réseau.

### 1.3 Objectifs du projet

Le bureau d'ingénieurs RWB et les 3 exploitants de réseaux ALTIS, OIKEN et SATOM ont affiné l'expression de leurs besoins, afin de formuler le cahier des charges d'un logiciel adaptés aux réels enjeux du métier. Dans un premier temps, eguzki sera développé et calibré sur le réseau de la SATOM. Dans un deuxième temps, le modèle sera transposé sur les réseaux ALTIS et OIKEN. Enfin, des tests et mesures physiques seront effectués avec l'objectif d'affiner les modèles de simulation au point que l'écart entre simulation et réalité reste inférieur à 10%.

En outre, l'outil eguzki doit aussi conduire à des améliorations concrètes au niveau de l'exploitation des réseaux existants : Pour ce qui est du réseau actuel de la SATOM, au moins 5 actions correctives issues de la simulation seront mises en place et suivies pendant une année afin de vérifier la pertinence des optimisations convenues. Comme actions correctives, on peut par exemple penser aux possibilités que voici :

- Optimisation de la température départ CAD en fonction des conditions météorologiques ;
- Optimisation de la pression départ CAD en fonction de la demande de chaleur ;
- Mise en place de régulateurs de pression actifs afin d'améliorer la répartition des pertes de charges sur le réseau ;
- Modification des sous-stations qui perturbent le plus le réseau au niveau de la température de départ CAD ;
- Modification des sous-stations dont la demande est oscillante ;
- Mise en place d'un surpresseur saisonnier (hiver) sur la branche où la pression est la plus faible ;
- Optimisation du dimensionnement d'une extension en projet ;
- Mise en place d'un bouclage complémentaire.

## 2 Description des installations

### 2.1 Description des installations SATOM

SATOM SA est une entreprise active dans le traitement des déchets. Sa vision est d'innover sans cesse pour valoriser les matières, produire de l'énergie propre et préserver l'environnement. Fondée en 1972, elle a d'abord développé son site d'incinération de Monthey où les déchets sont aujourd'hui valorisés sous forme d'énergie (couplage chaleur-force) ainsi que sous forme de matière (récupération des métaux).



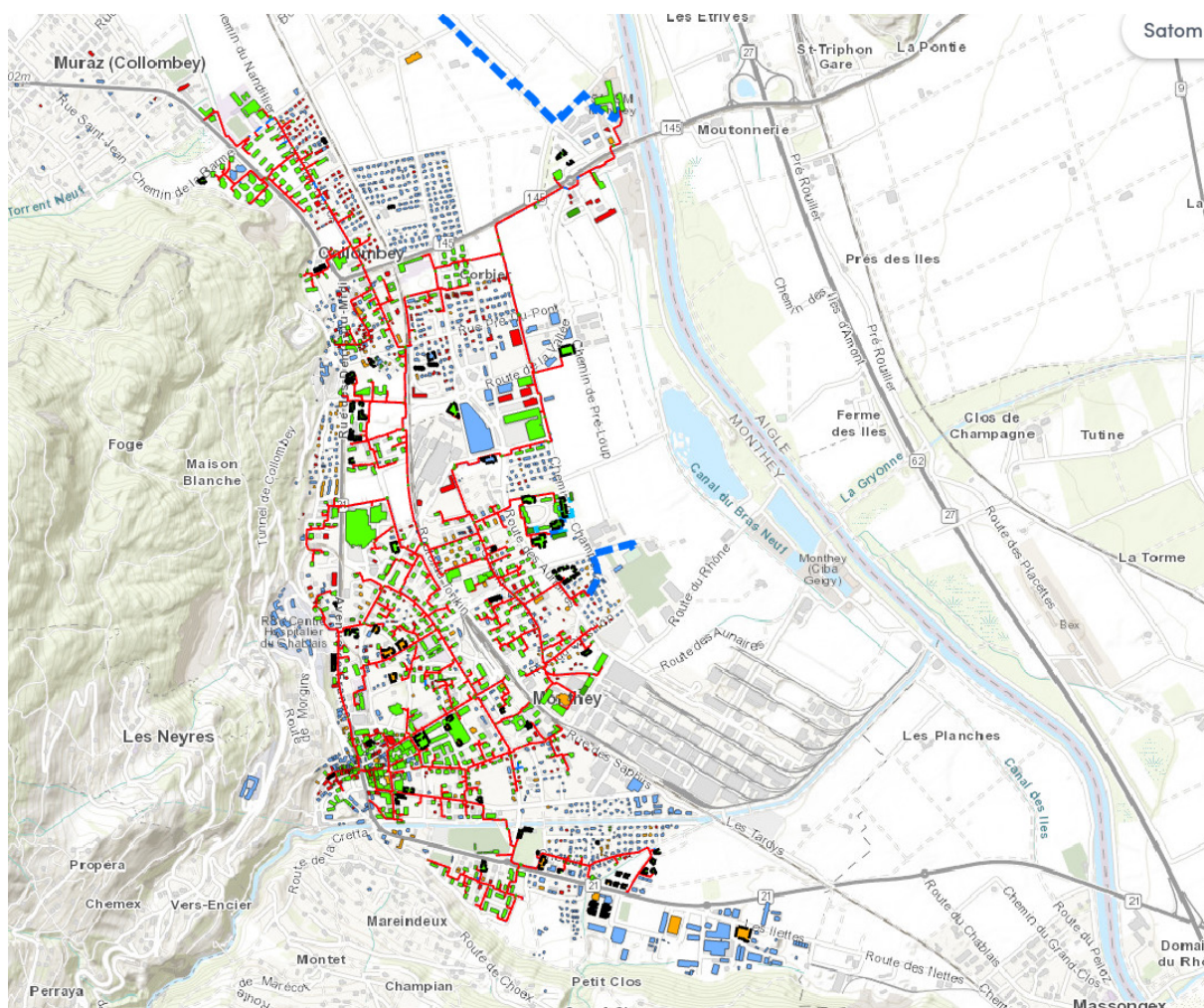


Figure 1 : Vue schématique du réseau SATOM actuellement déployé à Monthey et Collombey. En bleu, les extensions actuellement à l'étude.

SATOM produit donc, avec l'énergie contenue dans les déchets, de la vapeur d'eau qui permet d'entraîner une turbine et de produire de l'électricité. Une partie des rejets de chaleur est récupérée pour alimenter le chauffage à distance sur les communes de Monthey et de Collombey-Muraz, soit 450 abonnés, ce qui représente une puissance souscrite de 48 MW.

L'énergie issue de la combustion est d'environ 600 GWh/an. Cette énergie permet une valorisation électrique d'environ 140 GWh<sub>élec</sub>/an et une valorisation thermique de plus 80 GWh<sub>th</sub>/an pour les besoins du thermoréseau.

L'UVTD SATOM possède deux fours d'incinération avec un régime de production de vapeur de 42 t/h chacune, ce qui donne une production annuelle brute de vapeur d'environ 630'000 t/an (pression nominale de 49 bar<sub>abs</sub> et une température de service de 410 °C).

Le thermoréseau actuel récupère en premier lieu l'énergie en ruban contenue dans les rejets gazeux. Pour les pointes de demande, un soutirage de la vapeur à 3 et 6.5 bar<sub>abs</sub> est effectué. Le système de



chaleur urbain déployé à Monthey et à Collombey est un réseau bouclé avec de faibles contraintes gravitationnelles, dont la pression nominale est PN16 et la température de service nominale de 120 °C (la température de fonction se situe plutôt entre 70 et 95 °C en fonction de la température extérieure). Le caloporteur (eau chaude) est acheminé dans des tubes rigides en acier avec une isolation thermique qui est constituée de mousse dure en polyuréthane. La chaleur livrée par le thermoréseau à ses clients remplace la production de chaleur décentralisée (principalement gaz naturel et mazout) pour le chauffage des bâtiments et la préparation d'eau chaude sanitaire. Cette revalorisation énergétique d'une usine d'incinération des déchets est considérée comme n'émettant pas de CO<sub>2</sub> donc neutre en émissions sachant que les déchets sont de provenance indigène.

Le tableau 1 ci-dessous présente l'évolution des caractéristiques générales du réseau depuis sa mise en service en 2011. Le tableau 2 résume des grandeurs particulières telles que températures aller et retour, pression, volume d'eau et débit.

	Unités	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energie totale injectée dans le réseau	MWh	1821	6072	19590	32100	49073	63251	74131	72432	79702	81360
Energie livrée aux clients	MWh	1336	5599	15648	26035	38564	54576	64873	62390	69970	71101
Différence	MWh	485	473	3942	6065	10509	8675	9258	10042	9732	10259
Pertes de réseau	%	26.6	7.8	20.1	18.9	21.4	13.7	12.5	13.9	12.2	12.6
Puissance souscrite	kW	1400	6023	15021	24659	31535	37349	40793	43693	45166	47134
Nbre de clients		17	47	105	174	242	296	333	368	389	419
Degrés-jours Aigle		2936	2936	2936	2936	2936	2936	2936	2700	2919	2799
Réductions CO2 obtenues	t d'éq.-CO2	146	669	2802	5136	8007	11544	13790	16785	15439	15241
Nombre de clients		17	30	58	69	68	54	37	35	21	30
Longueur	m'	6000	12000	15000	20000	26000	28000	30000	31000	33000	35000
Densité énergétique	MWh/m'	0.22	0.47	1.04	1.30	1.48	1.95	2.16	2.01	2.12	2.03

Tableau 1 : Evolution du réseau depuis sa mise en service en 2011.

Grandeur	Valeur	Unités
Température aller (hiver / été)	89 / 73	°C
Température retour (hiver / été)	58 / 64	°C
Pression minimale requise	0.8	barü
Volume d'eau du réseau	1500	m <sup>3</sup>
Débit maximal	880	m <sup>3</sup> /h
Valeur max. des pertes de charges	300	Pa/m
Dénivellation entre le point haut et le point bas	44.5	m

Tableau 2 : Grandeurs caractéristiques du réseau actuel.

## 2.2 Description des installations ALTIS

La société ALTIS est active dans la commune de Val de Bagnes et développe depuis 2012 plusieurs réseaux de chauffage à distance dont notamment un important dans la station de Verbier, haut lieu touristique de l'Entremont.

La particularité du réseau de Verbier est celle d'être un réseau bouclé complexe qui sera, à terme, alimenté par quatre chaufferies localisées à différents endroits de la station. Ce développement complexe, mais contrôlé, est influencé par l'incitation à se raccorder plutôt que par la contrainte, ce qui





implique de profiter des opportunités et de suivre la demande. Toutefois, une planification du réseau à 30 ans a été réalisée (plan directeur) afin d'en maîtriser les investissements.

La zone de desserte de plus de 115 ha se situe dans la zone dense de la station et comprend un dénivelé important de l'ordre de 200 m. Le bâti est principalement composé d'immeubles de logements, d'hôtels, d'habitations individuelles (chalets) et d'un centre sportif (au total 150 bâtiments), reliés par 25 km de conduites aller-retour. La demande en chaleur est fluctuante et guidée par les activités touristiques et l'occupation des résidences secondaires.

Trois chaufferies sont actuellement en fonction dont les deux principales fonctionnant au bois (pellets) et une centrale d'appoint alimentée au mazout. Elles sont toutes intégrées dans le bâti existant. Localisées à l'ouest, à l'est et au centre de la station, elles sont interconnectées par un réseau principal. Afin d'assurer une sécurité d'approvisionnement en énergie, ce réseau principal est dédoublé et des vannes de sectionnement sont installées aux endroits stratégiques du réseau. Des ramifications complètent ces réseaux et alimentent les quartiers à forte densité de constructions de Verbier. La figure 1 présente l'emplacement des 3 centrales de chauffe ainsi que la structure générale du réseau. Une quatrième centrale de chauffe est prévue pour 2028.

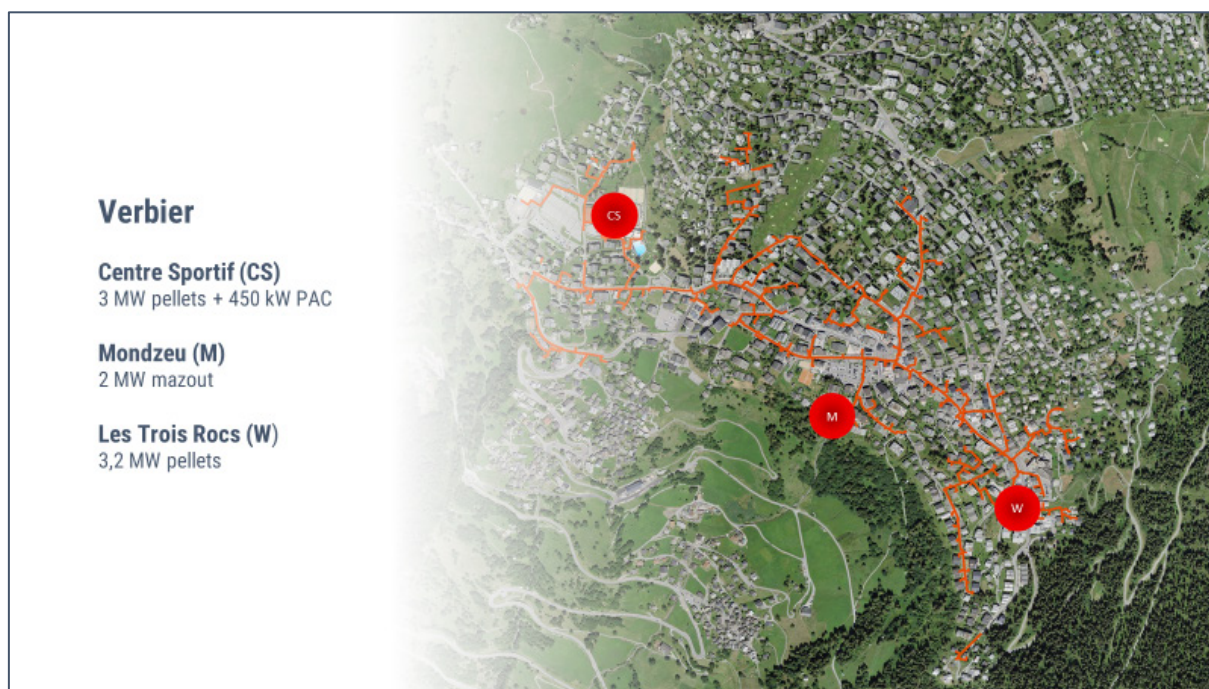


Figure 2 : Vue du réseau actuellement en déploiement à Verbier avec les 3 centrales de chauffe actuelles.

La structure globale complexe du réseau, multi-chaufferies et en boucles, ainsi que le développement intensif des raccordements demandent d'avoir un outil performant d'aide à la décision et adaptatif pour le calcul du dimensionnement de base des conduites mais également pour simuler dynamiquement toutes les caractéristiques d'un réseau CAD.

ALTIS investit fortement dans le monitoring des installations (chaufferies, réseaux et sous-stations) et dispose déjà aujourd'hui d'un nombre considérable de données pour le pilotage de ses installations.



Compte tenu du fort développement du réseau (2-3 km/an) et de l'incertitude de la localisation des raccordements (pas d'obligation de raccordement), l'outil eguzki est attendu, entre autres, comme :

- Aide à la décision par la simulation de nouveaux tronçons et de nouveaux raccordements ;
- Instrument de visualisation graphique des résultats de simulation au travers d'outils SIT ;
- Instrument de comparaison des différents scénarios d'alimentation du réseau (un, deux ou trois points d'injection) ;
- Outil d'optimisation permettant de juger de l'amélioration entre l'état actuel du réseau et l'état projeté, pour ce qui est du rendement, de la pression, de la température, etc.

### 3 Procédure et méthode

La réalisation du projet eguzki repose sur la synergie de 3 groupes d'acteurs aux besoins, profils et compétences distinctes :

- Trois exploitants de réseaux de chaleur à distance aux profils très différents. La SATOM exploite depuis plusieurs décennies dans une région de plaine (Monthey-Collombey) un important réseau qui a des besoins d'optimisation quant à son fonctionnement et qui présente encore de bonnes possibilités d'extension. ALTIS exploite déjà un noyau de réseau, situé en montagne (Verbier) et qui se trouve actuellement dans une phase d'expansion rapide. OIKEN a tout juste démarré dans la région de Sion la construction d'un réseau urbain dont le déploiement va se réaliser dans la décennie qui vient. Les exploitants expriment des besoins concrets en provenance du terrain ;
- Le bureau d'ingénieurs RWB actif, entre autres, dans la planification de thermoréseaux, et dont les souhaits sont clairement de pouvoir disposer d'un outil de calcul flexible et fiable ;
- Un centre de recherche universitaire de haut niveau, l'IDIAP, qui met ses outils et ses compétences à disposition pour développer les algorithmes nécessaires au calcul des réseaux.

Il est ainsi évident qu'un des éléments essentiels à la réussite d'un tel projet est la constitution d'une équipe de projet soudée, dans laquelle tous les éléments travaillent main dans la main. C'est ainsi que le bureau RWB devient l'élément essentiel de cohésion, responsable à la fois de la collecte et de la formulation des besoins des exploitants et du pilotage des travaux de recherche et développement pris en charge par l'IDIAP. L'organisation du projet eguzki a été pensée et mise en place avec le souci que les différents acteurs puissent œuvrer les uns avec les autres avec toute la cohésion nécessaire.

Concrètement, le logiciel vise plusieurs objectifs soit :

- Conception et digitalisation de réseaux CAD ;
- Optimisation de l'exploitation ;
- Optimisation du fonctionnement des sous-stations ;
- Gestion des centrales de chauffe ;
- Suivi de l'évolution du réseau dans le temps.



L'architecture flexible retenue s'appuie donc sur les SIT (logiciel QGIS) largement utilisés par les collectivités publiques et les exploitants de réseaux (eau potable, électricité, eaux usées ou autres).

### 3.1 Architecture logicielle

Les éléments entrants nécessaires à un calcul eguzki sont les suivants (Figure 2) :

- Les conditions météorologiques extérieures ;
- Le réseau à simuler qui doit être digitalisé (digitalisation of DH) ;
- Les consommateurs qui interviennent au niveau des sous-stations (substations) ;
- Les éléments producteurs de chaleur (heating stations).

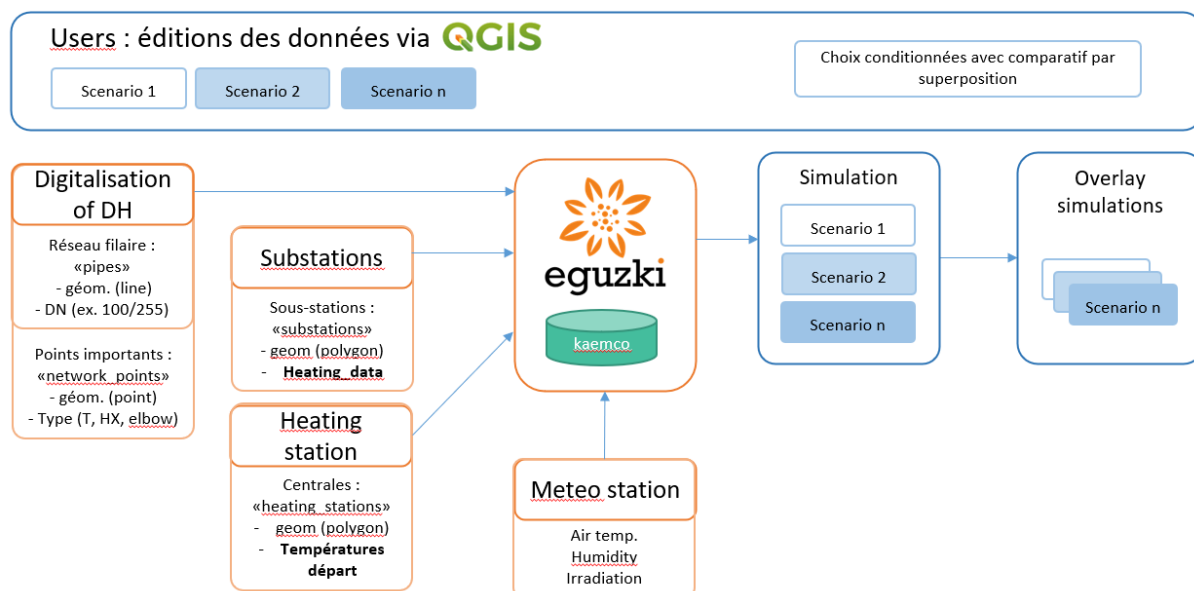


Figure 3 : Représentation schématique de l'architecture logicielle.

Il est ainsi possible de modifier chacun des paramètres et d'analyser les effets de ces modifications sur le réseau. L'exploitant peut agir sur des leviers différents, par exemple :

- La température de départ CAD pour rechercher l'optimum entre les pertes thermiques et la consommation d'électricité des pompes de circulation ;
- Les données météo, ce qui rend possible la simulation de conditions extrêmes telles que température extérieure de -20 °C pendant 3 jours consécutifs ;
- Adaptation de l'architecture du réseau en rajoutant, par exemple, des sous-stations, un bouclage supplémentaire, un producteur de chaleur, un surpresseur, des vannes de régulation, etc. ;
- Adaptation du fonctionnement du réseau par la modification de la demande d'une sous-station qui perturbe le réseau ;



En sortie, eguzki livre des images des différents scénarios qu'il est possible de superposer avec un outil de superposition appelé « overlay simulations ». Par la comparaison de scénarios, les choix qui conviennent le mieux aux objectifs sont ainsi facilités. En résumé, eguzki est un outil d'aide à la décision.

### 3.2 Digitalisation d'un réseau

Deux méthodes de digitalisation ont été testées. La première consistait à modéliser la réalité du réseau avec tous ses détails. Mais, face à la multiplicité des éléments et au temps nécessaire à la création du modèle, une méthode simplifiée a été développée. L'idée en est d'abord de dessiner à la main, en s'appuyant sur les points GPS, les lignes (PIPES) d'un réseau unifilaire. Ensuite, le doublement (unifilaire en bifilaire) est réalisé automatiquement, avec reprise de l'altitude. En procédant de la sorte et en introduisant quelques corrections pour les éléments particuliers (par exemple les éléments en T), on s'attend à ce que l'erreur en pertes de charge reste inférieure à 0.5 %. La figure 3 schématise la démarche.



Figure 4 : Représentation de la simplification utilisée dans la digitalisation du réseau.

La digitalisation est ensuite faite de manière semi-automatique. L'utilisateur doit veiller à intégrer (figure 4) :

- Les producteurs de chaleur « heating stations » ;
- Les conduites « pipes » ;
- Les nœuds de calculs « networks points » ;
- Les sous-stations « substations » ;
- Les propriétés des éléments de distribution « pipes properties ».

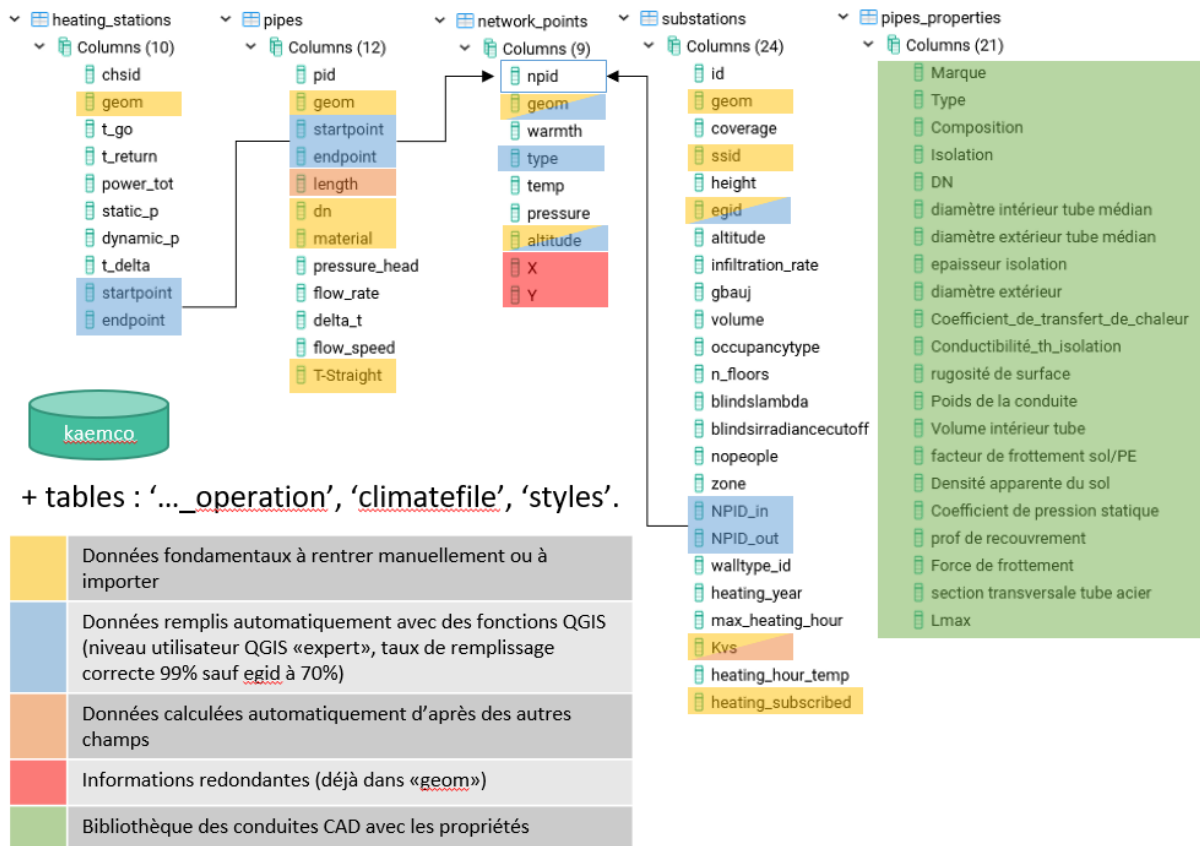


Figure 5 : Représentation de la méthode de digitalisation semi-automatique du réseau.

### 3.3 Recherche d'erreurs topologiques

Sur les grands réseaux à modéliser comme ceux de SATOM, ALTIS ou OIKEN, des erreurs dans les bases de données lors de la modélisation apparaissent fréquemment. Un outil de recherche d'erreurs a été réalisé en 2 phases. Développé d'abord pour les réseaux ramifiés, celui-ci a été adapté pour la recherche d'erreurs sur les réseaux bouclés. Cet outil est une nécessité pour de tels réseaux, car sans lui, il peut être laborieux ou même impossible de mettre en évidence les erreurs dans la connectique du maillage.

Le tableau 3 représente l'état du réseau. Les problèmes sont affichés avec le message « true » ainsi que l'emplacement de l'erreur éventuelle.



Messages:	
is_disconnected:	False
disconnected_nodes:	[]
disconnected_edges:	[]
over_degree:	False
under_degree:	False
converging:	False
diverging:	False
over_degree_nodes:	[]
under_degree_nodes:	[]
converging_nodes:	[]
diverging_nodes:	[]
not_isomorphic:	None
reversed_producers:	True
same_line_producers:	False
reversed_producers_edges:	[('A.2400', 'R.2400')]
same_line_producers_edges:	[]
reversed_consumers:	False
same_line_consumers:	False
reversed_consumers_edges:	[]
same_line_consumers_edges:	[]
WARNING: the results assume that the first heating station gives the correct direction!	

Tableau 3 : Tableau représentant l'état du réseau.

### 3.4 Conditions de bord pour réseaux bouclés

Les conditions de bord sont essentielles à la convergence des algorithmes de simulation. La démarche retenue pour déterminer les conditions de bord est la suivante :

- Fixer un différentiel de température de 30 K ;
- Vérifier que le débit correspondant au différentiel de température décidé produise une puissance de chauffage supérieure à la somme des puissances de l'ensemble des sous-stations ;
- Puisque les conduites ne peuvent résister qu'à une pression maximale de 25 bar, vérifier qu'avec la perte de charge moyenne de prédimensionnement du réseau, la distance la plus longue multipliée par la perte de charge moyenne ne dépasse pas les 25 bar ;
- Définir une centrale « Master » avec des pompes à débit variable allant jusqu'à 25 bar et placer les autres centrales en mode « Slave » avec des débits fixes à puissance constante.

### 3.5 Groupe pompes départ CAD

Le groupe de départ d'une centrale comprend généralement plusieurs pompes identiques en parallèle. Pour simplifier la modélisation du groupe de départ, plusieurs pompes sont regroupées et représentées par une courbe caractéristique résultante. Le tableau ci-dessous, présente les paramètres de la pompe résultante installée à la SATOM.

Les valeurs caractéristiques  $a_1$  et  $a_2$  du tableau 4 sont calculées par rapport au moteur de la pompe, sur trois points de fonctionnement à la même fréquence. Le domaine de validité de la courbe



caractéristique, pour ne pas rentrer dans une zone de cavitation, peut être simplifié avec un débit minimal et un débit maximal en fonction de la vitesse de rotation :

$$\Delta p_{pump} = a_0 \frac{\omega^2}{\omega_0^2} + a_1 \frac{\omega}{\omega_0} \dot{m} + a_2 \dot{m}^2$$

$$\dot{m}_{min} = \dot{m}_{nominal} \cdot \frac{\omega}{\omega_0} \cdot 15\%$$

$$\dot{m}_{max} = \dot{m}_{nominal} \cdot \frac{\omega}{\omega_0}$$

nr de pompes en parallèle	1	2	3	4	Unités
$\omega_0$	2'982	2'982	2'982	2'982	1/min
$a_0$	1'500'000	1'500'000	1'500'000	1'500'000	Pa
$a_1$	4'460	2'230	1'487	1'115	Pa·s/kg
$a_2$	-105	-26	-12	-7	Pa·s <sup>2</sup> /kg <sup>2</sup>

Tableau 4 : Résumé des paramètres d'une pompe selon le nombre des pompes en parallèle.

### 3.6 Digitalisation d'une sous-station

Les sous-stations sont simplifiées avec un point d'entrée et un point de sortie 'HX'. Les vannes de type BALLOMAX n'ont pas d'influence sur la perte de charge (diamètre passage intégral). Dès lors, on travaille sur une perte de charge globale qui est directement influencée par l'ouverture de la vanne 2 voies motorisée. A pleine demande, la vanne est entièrement ouverte.

Sur le réseau CAD de la SATOM, la totalité des sous-stations installées sont de type standard et la représentation schématique de fonctionnement est présentée à la figure 6 ci-dessous. Chaque compteur de chaleur est lié à un numéro client qui permet d'associer les données historiques d'énergie et de température sur le modèle digitalisé.

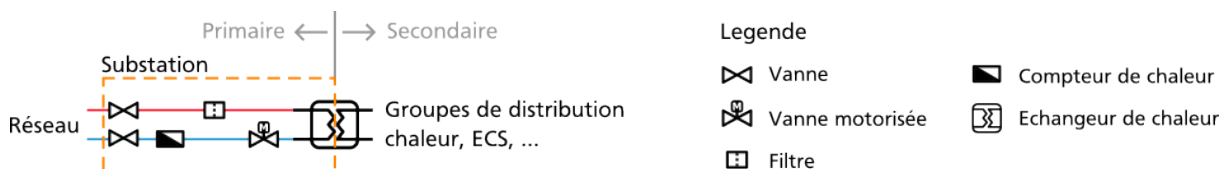


Figure 6 : Sous-station standard avec un échangeur de chaleur.

Le réseau CAD ALTIS comprend plusieurs types de sous-stations :

- **type standard**





- **type double** avec deux échangeurs (un pour le chauffage et un pour l'eau chaude sanitaire). Vu qu'un seul compteur de chaleur est installé, cette sous-station est simplifiée pour être assimilée à une sous-station de type standard.



Figure 7 : Sous-station type 2 avec deux échangeurs de chaleur.

- **Type triple** : les bâtiments équipés de rampes chauffantes pour le déneigement sont équipés d'un échangeur complémentaire dédié à cette fonction. La figure 8 ci-dessous, représente un bâtiment avec trois échangeurs de chaleur. Cette typologie de type 3 est simplifiée pour être réduite à deux sous-stations standards.

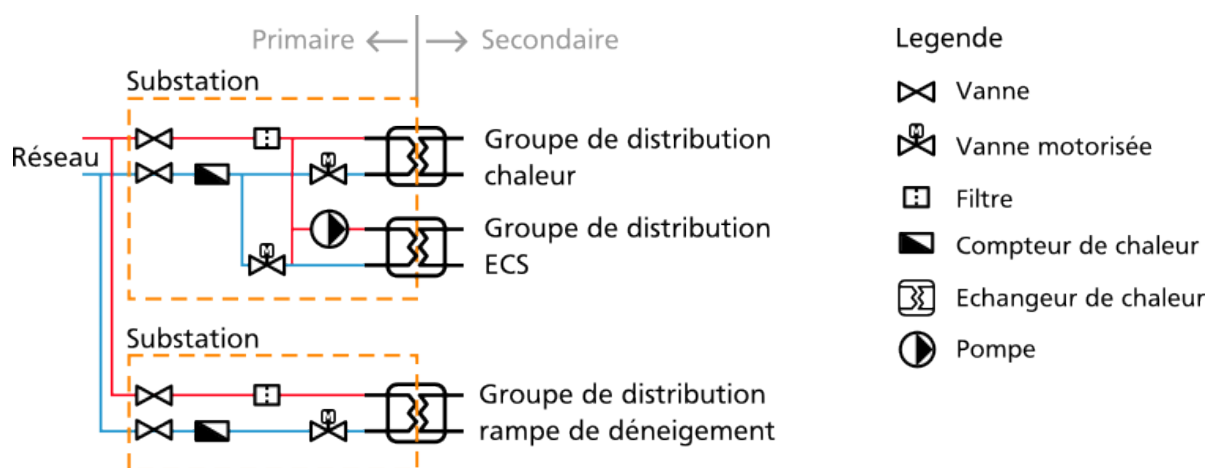


Figure 8 : Sous-station type 3 avec trois échangeurs de chaleur.

### 3.7 Digitalisation des cas particuliers

Dans le cas d'étude de la SATOM mais aussi pour ALTIS, la représentation d'une sous-station sous forme de multi-polygone n'est plus suffisante. En effet, il est possible de rencontrer des empreintes au sol du plan officiel cadastral qui sont superposées, ou un bâtiment à plusieurs sous-stations, ou même plusieurs bâtiments chauffés à partir d'une seule sous-station. Dans la table suivante, on présente un résumé des différents cas spéciaux.





	Base	Simplification 1	Simplification 2	Description
1				Un bâtiment avec une seule introduction de conduites et deux sous-stations, est simplifié et réduit à une seule surface « bâtiment/sous-station » ou à une surface bâtiment et deux objets ponctuels de type sous-station.
2				Un bâtiment avec deux introductions de conduites distinctes, avec deux sous-stations, est simplifié et réduit à deux surfaces « bâtiment/sous-station » ou à une surface bâtiment et deux objets ponctuels sous-stations.
3				Trois bâtiments distincts chauffés par une seule sous-station
4				Sous station Type 3 ALTIS avec rampe chauffante

#### Legende

Conduite	Point type "HX"	Bâtiment	Sous-station
Point type "T"	Point type coude, vanne, réduction de diamètre	Rampe de déneigement	

Tableau 5 : Revue des différentes simplifications utilisées lors de la digitalisation des sous-stations.



## 4 Résultats et commentaires

Le projet de recherche et de développement eguzki a été découpé en 13 paquets d'activité (A0 à A12).

### 4.1 A0 – Gestion de projet

Le projet a été organisé pour favoriser dans toute la mesure du possible l'atteinte des objectifs exprimés par les exploitants de réseaux de chaleur (disposer d'un outil d'optimisation de leur réseau et d'aide à la décision pour extensions à venir) ainsi que ceux exprimés par le bureau d'ingénieurs (disposer d'un outil de calcul flexible et fiable). Elle s'appuie sur 3 éléments :

- Le règlement d'organisation de projet. Il précise l'organigramme du projet, les tâches et responsabilités du comité de pilotage, celles de la direction de projet et celles des partenaires du projet. Il fixe les règles de transparence entre les différents partenaires et précise les différents niveaux de compétences financières ;
- Le comité de pilotage de projet (CoPil). Il est composé d'un membre de chacun des 3 exploitants de réseaux, d'un membre du bureau d'ingénieurs et du chef de projet. Il est présidé par un représentant des exploitants et veille à ce que le projet poursuive les objectifs approuvés par l'ensemble des partenaires. Il se réunit trimestriellement. Les décisions prises à chaque séance font l'objet d'un procès-verbal ;
- Le comité de direction de projet (DirPro), responsable de la réalisation de tous les aspects du projet. Il est présidé par un représentant d'un exploitant de réseau, et est composé d'un représentant des exploitants, d'un représentant du bureau d'ingénieurs et d'un représentant de l'institut de recherche. Il se réunit mensuellement. Chaque séance est documentée par un procès-verbal ainsi que deux rapports d'avancement technique, l'un relatant les activités du bureau d'ingénieurs, l'autre celles de l'institut de recherche.

### 4.2 A1 – Revue de littérature et des méthodes physiques de simulation

Une revue de la littérature au sujet des méthodes et outils de simulation a été réalisée dans les 3 premiers mois du projet. Les systèmes de chauffage urbain sont décomposés en 3 éléments souvent étudiés séparément : les centrales de chauffe, les échangeurs de chaleur liés aux consommateurs et finalement le réseau de distribution. Comme eguzki se concentre sur la simulation des réseaux de distribution de chaleur (ou chauffage à distance), l'étude de l'état de l'art en la matière s'est concentrée sur les méthodes de modélisation et simulation physiques. L'objectif de ces méthodes est de déterminer pression, débit et température dans les conduites en prenant en compte des conditions de bord fixées. Ces conditions de bord imposées aux limites du réseau de CAD sont données par la (ou les) centrale(s) de chauffe et les échangeurs de chaleur aux consommateurs. Les avantages et inconvénients des outils suivants ont été analysés : CitySim, DESSim, DHNx, ESP-r, Open Modelica, Pandapipes Thermos, outils divers en Matlab et Excel. Les outils ne permettant pas de simuler la pression (DESSim, Thermos), les outils ne permettant pas de simuler des boucles (DHNx), les outils non-modulaires (Excel) ainsi que ceux requérant une licence (Matlab, Open Modelica) ont été écartés. Le choix final s'est porté sur deux candidats : CitySim et Pandapipes, tous deux open-source et dont les auteurs sont réactifs aux sollicitations. En adaptant les fichiers d'entrée des deux logiciels, il est possible d'imposer les consommations mesurées aux sous-stations, et de simuler un contrôle simple des centrales de chauffe. Les deux logiciels peuvent calculer de façon horaire l'état du réseau en termes de pression, température et débit. Comme escompté, le temps de simulation physique est plutôt long et ne permet pas un ajustement des paramètres de la simulation en temps réel.



#### 4.3 A2 – Base de données pour le cas d'étude 1 - SATOM

Avant de simuler le réseau, toutes les données ont dû être digitalisées dans une base de données SIT (Système d'Information du Territoire). La méthode suivante a été utilisée pour le réseau 1 SATOM :

- Attribution d'un numéro EGID unique pour chaque sous-station (preneur de chaleur) ;
- Attribution des données techniques de chaque sous-station (puissance, KVS) ;
- Digitalisation du réseau avec les coordonnées spatiales ;
- Attribution des caractéristiques des composants du réseau (diamètre hydraulique, isolation, rugosité) ;
- Assemblage de tous les éléments bout à bout, pièces du réseau et sous-stations afin que tous les composants puissent interagir de manière correcte en vue d'une simulation.

Une fois la digitalisation est terminée, le modèle est prêt pour son utilisation en simulation.

Caractéristiques du modèle digital :

- Nombre de sous-stations : 421 ;
- Longueurs de conduites : 43'050 m ;
- Nombre d'éléments interconnectées : 1'386.

Pour standardiser la demande des données nécessaires à la digitalisation d'un réseau CAD, un document a été réalisé pour résumer les différents échanges avec SATOM (voir annexe 9.1). Ce cahier des charges pour l'acquisition des données a été utilisé pour finaliser l'acquisition des données sur les cas d'étude 2 et 3.

Enfin, nous avons procédé à la spécification et à la commande d'une station météo pour l'enregistrement sur site des données météorologiques.

#### 4.4 A3 – Import et export des données pour la simulation physique du réseau

En nous basant sur la structure de la base de données définie en A2 (annexe 9.1) et les outils de simulation physique identifiés en A1, des programmes informatiques de liaison ont été réalisés pour pouvoir simuler les différents cas d'études qui seront étudiés. La Figure 9 représente graphiquement ces liaisons.

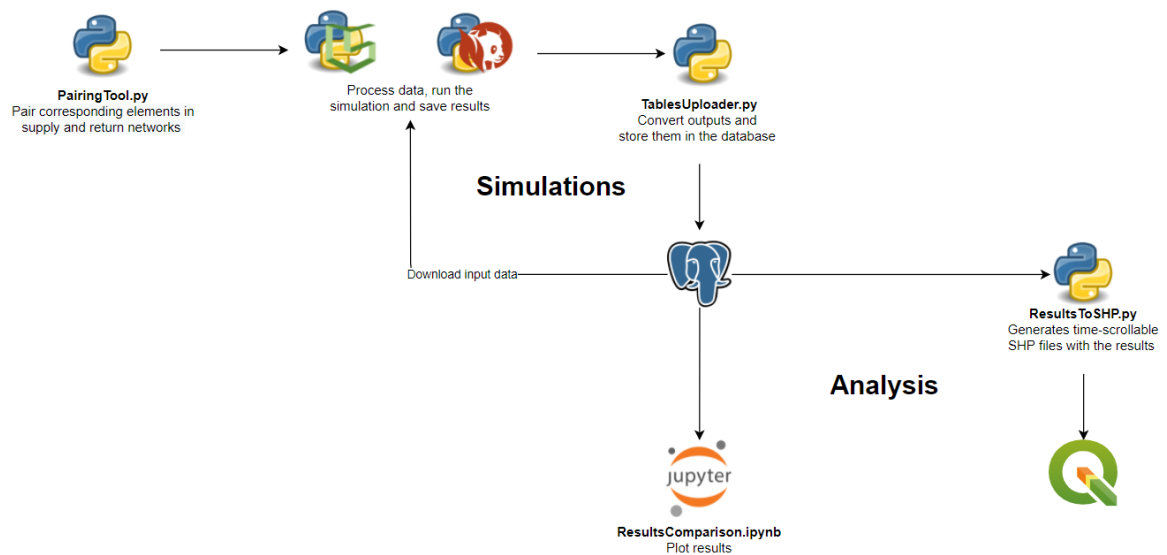


Figure 9 : Schéma de principe des outils d'import et export basés sur la base de données A2.

Un « PairingTool » s'occupe de télécharger les informations nécessaires à la simulation par CitySim et Pandapipes dans la base de données PostgreSQL, et de lancer les simulations. Les résultats des simulations sont ensuite insérés dans la base de données par l'outil « TablesUploader », qui permet ensuite une analyse des résultats dans un notebook jupyter, ou directement une visualisation dans l'outil GIS open-source QGIS (Figure 10).

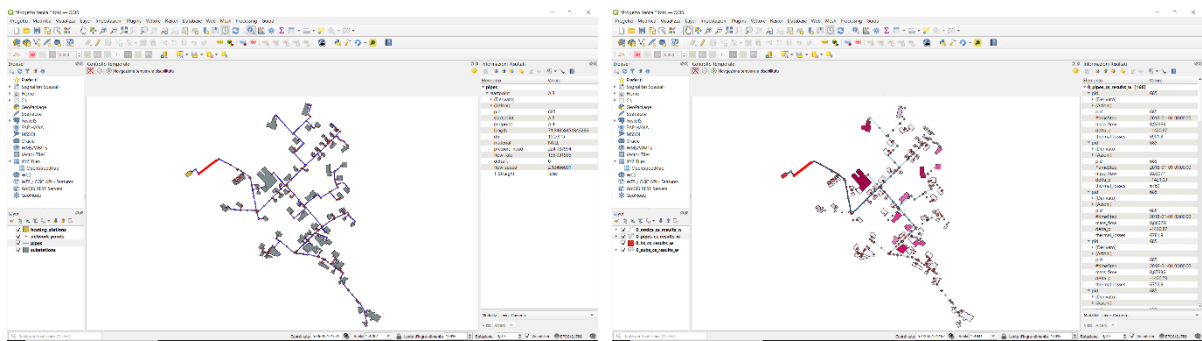


Figure 10 : Visualisation QGIS des données d'entrée de la simulation physique (gauche), et des résultats de simulations (droite).

Les résultats insérés dans la base de données concernent autant les nœuds entre les conduites que les conduites elles-mêmes pour des valeurs de température, débit et pression. Comme chaque outil a ses conventions, les résultats sont uniformisés de façon à pouvoir les comparer.



## 4.5 A4 – Mesures, filtrage et fiabilisation des données du cas d'étude 1 - SATOM

Après avoir signé un accord de confidentialité avec SATOM, nous avons obtenu un accès VPN au serveur MySQL de l'entreprise qui permet la facturation aux clients. Le schéma des classes ainsi que des informations détaillées sur la structure de la base de données nous ont été fournis par SATOM. Nous avons ainsi pu récupérer près de deux années de consommations aux sous-stations, avec des pas temporels variables entre 5 minutes et 3 heures.

Dans un deuxième temps, nous avons pu récupérer les informations de la centrale de chauffe à-travers une demande spécifique au spécialiste SATOM, car ces dernières sont sur un autre système d'acquisition. Les données de consommation récoltées au niveau de la chaleur distribuée sont par pas de 100 kWh, ce qui rend les valeurs difficilement interprétables particulièrement en été. En effet, avec de faibles consommations renseignées toutes les 3 heures, il est difficile d'établir un profil horaire pour nourrir les simulations numériques réalisées au moyen des outils identifiés en A1. Pour cette raison, une étape de pré-traitement a été effectuée dans le but d'augmenter la résolution des données de consommation d'énergie disponibles.

Cette étape a notamment été réalisée en calibrant une simulation physique des besoins en chauffage des locaux et d'eau chaude sanitaire de chaque bâtiment à l'aide du logiciel CitySim. La calibration a été effectuée en modifiant certains paramètres clés de la simulation comme le taux d'infiltration et de vitrage des bâtiments à l'aide de la méthode de la bissectrice pour converger progressivement vers un résultat proche de la courbe mesurée. La comparaison entre les simulations et les mesures a été faite en cumulant les données simulées ou facturées puis en mesurant la différence en fin de période entre les deux courbes (voir Figure 11).

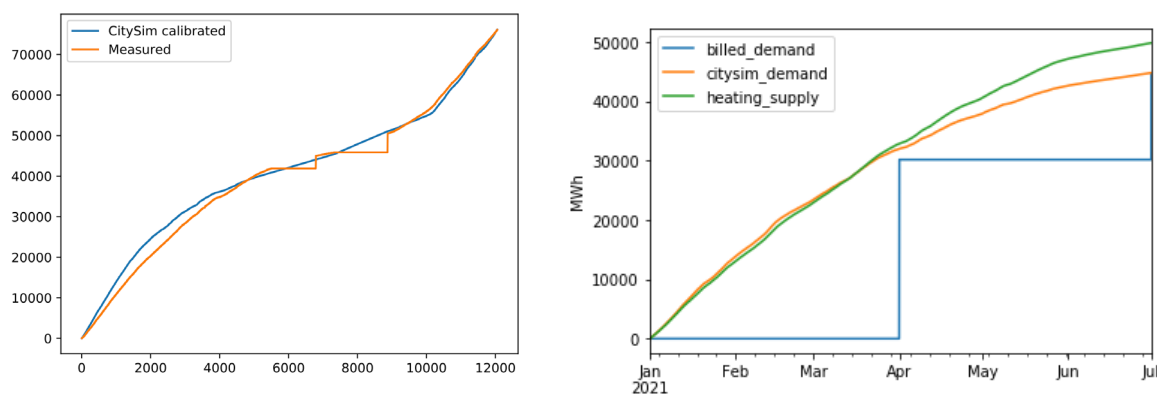


Figure 11 : Calibration de la demande d'une sous-station en fonction des données de consommation mesurées (gauche) et de la facturation (droite).



## 4.6 A5 – Calibration des modèles physiques de simulation

Pour pouvoir faire confiance aux modèles de simulation physique sélectionnés au point A1, c'est-à-dire CitySim et Pandapipes, ces derniers doivent être validés. Toutefois, les données mesurées pour les cas d'études ne contiennent aucune information à l'intérieur du réseau, mais uniquement à ses bords (centrales et sous-stations). Nous devons donc dans un premier temps nous assurer que les pertes thermiques et de pression font du sens dans les résultats des simulations. Pour ce faire nous avons réalisé deux études avec l'outil CitySim :

- 1) Cas d'étude de Broc. Dans ce cas d'étude nous avons considéré comme hypothèse de fonctionnement pour les sous-stations une différence de température fixe de 30°C. Nous avons adapté plusieurs hypothèses pour calculer les pertes thermiques dans le sol. Les résultats sur une période de mesure fiabilisée montrent que les résultats de CitySim sont dans les 20% d'erreurs relatives admises par rapport à un intervalle de confiance de 95% sur la température de retour à la centrale de chauffe (voir Figure 12). La température de retour a été choisie comme critère car son calcul est basé sur l'évaluation de tous les débits et températures du réseau. Par conséquent, l'erreur sur cette variable cumule les erreurs effectuées sur tout le réseau. Elle permet donc d'avoir une évaluation globale de la performance de l'outil de simulation.

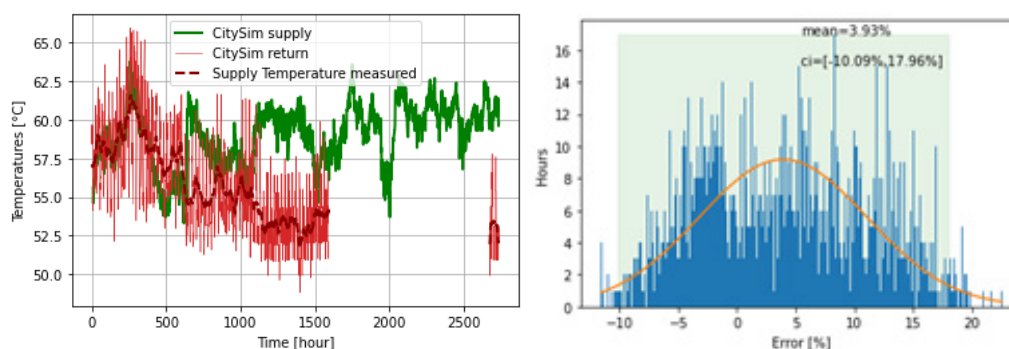


Figure 12 : Évolution temporelle et distribution des erreurs relatives comparant les résultats de simulation avec les données mesurées sur la température d'entrée de la centrale de chauffe à Broc.

- 2) Cas d'étude de Verbier. Dans ce cas d'étude, nous avons modélisé uniquement le réseau aller de distribution de CAD de Verbier pour le simuler avec CitySim. Nous avons conservé l'hypothèse d'une différence de 30°C aux sous-stations, et modélisé les pertes de charges spécifiques dans le réseau. Les résultats sur 2019 nous montrent la validité de l'outil CitySim. Encore une fois, le critère est basé sur la température de retour à la centrale des Trois Rocs. Les résultats sont dans les 20% d'erreurs relatives admises par rapport à un intervalle de confiance de 95% sur la température de retour comme illustré dans la Figure 13.

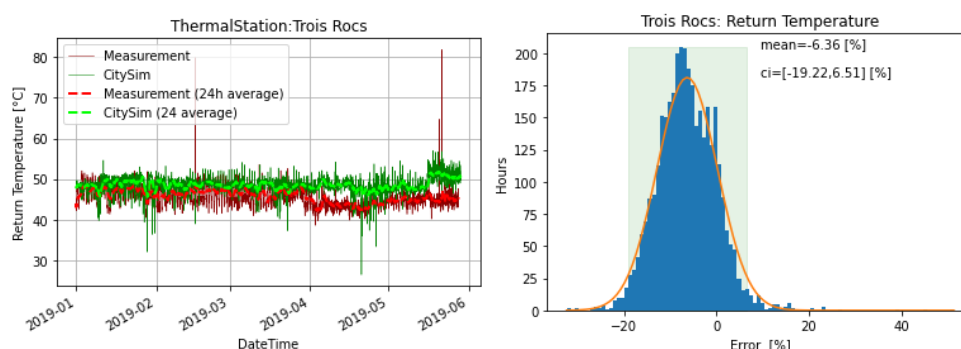


Figure 13 : Évolution temporelle et distribution des erreurs relatives comparant les résultats de simulation avec les données mesurées sur la température d'entrée de la centrale des Trois Rocs en 2019.

Ces études ont permis de calibrer les résultats de simulation de CitySim au plus près des mesures disponibles. En ce qui concerne le logiciel Pandapipes, nous l'avons fait évoluer vers une version améliorée basée sur les développements réalisés dans CitySim mais dans un langage Python plus propice aux développements de l'équipe de recherche. Le nouveau logiciel du nom de PyDHN est :

- Vérifié de la même façon que CitySim l'a été sur le cas d'étude bien renseigné de Verbier, toutefois avec plusieurs centrales de chauffes ;
- Validé sur le DESTEST<sup>2</sup>, une procédure de test de la simulation énergétique des réseaux de chauffage à distance qui a été présentée en conférence et publiée (Boggetti et al., 2023) ;
- La méthodologie de simulation ainsi que les résultats des vérifications et des validations ont été publiés dans une revue scientifique de renom (Boggetti and Kämpf, 2024) et le code mis à disposition en open-source sur GitHub<sup>3</sup>. D'autre part, un benchmark a été proposé sur la base de données mesurées pour améliorer le DESTEST (Boggetti and Kämpf, 2023) ;
- En résumé, la méthodologie de simulation de PyDHN repose sur un modèle efficace en régime permanent pour la simulation hydraulique et un modèle dynamique basé sur Lagrange pour la partie thermique. Le modèle est vérifié sur des données réelles provenant du réseau de Verbier avec une granularité de 15 minutes. Pour la période considérée de 6 jours, le modèle a estimé les températures de retour de deux centrales thermiques avec une erreur moyenne de 0,08 K et 0,43 K et des écarts types de 0,56 K et 0,71 K respectivement (voir Figure 14). Sur la partie hydraulique, après application d'un facteur de correction fixe, l'erreur sur les différences de pression a été estimée en 3 points périphériques du réseau. Dans le cas le plus défavorable, la distribution de l'erreur relative avait une moyenne de 0,38 % et un écart type de 8,74 % (voir Figure 15).

<sup>2</sup> <https://github.com/ibpsa/project1-destest>

<sup>3</sup> <https://www.github.com/idiap/pydhn>

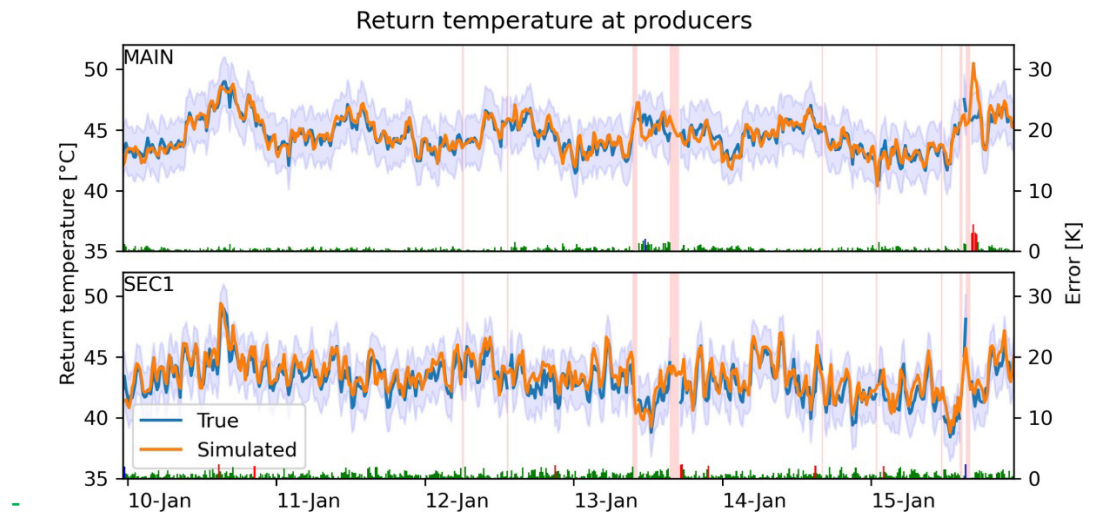


Figure 14 : Comparaison des températures de retour simulées et mesurées sur une période de 6 jours pour la centrale de chauffe principale (MAIN) et secondaire (SEC1) avec des barres montrant l'erreur absolue en K. Les barres sont colorées en bleu si l'erreur avec est inférieure à  $-2^{\circ}\text{C}$ , en rouge si elle est supérieure à  $2^{\circ}\text{C}$ , et en vert si elle se situe entre ces valeurs. La zone ombrée en bleu autour des mesures indique le seuil de  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ , tandis que les zones ombrées en rouge indiquent les pas de temps où les données mesurées étaient manquantes.

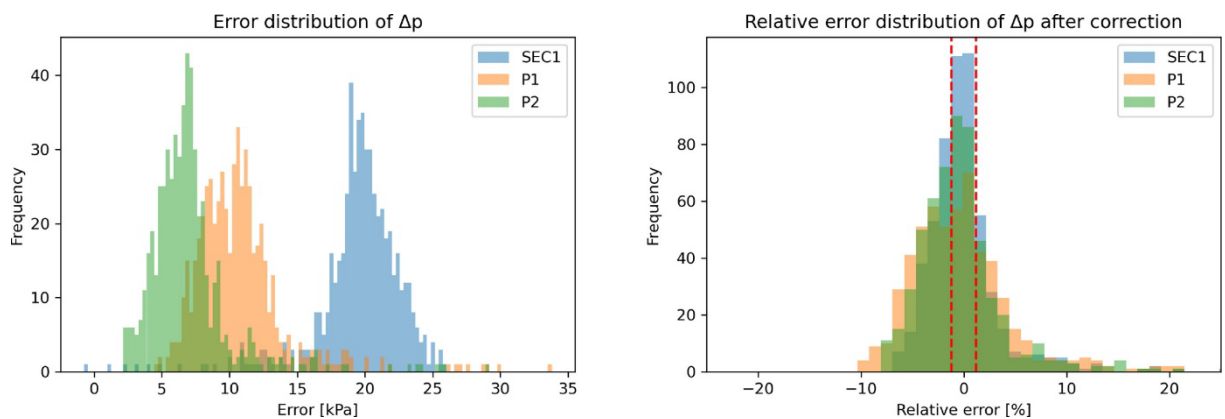


Figure 15 : Distribution de l'erreur absolue sur la différence de pression (à gauche) et de l'erreur relative après la correction (à droite). Les lignes rouges indiquent les seuils de  $\pm 1.2\%$ .





## 4.7 A6 – Préparation des données pour l'apprentissage

Dans l'attente de la numérisation du cas d'étude de la SATOM, la préparation des données pour l'apprentissage a été réalisée pour les simulations CitySim pour les cas d'études Broc et Verbier simplifié (avec une seule conduite – la conduite d'aller qui a été dédoublée). Toutes les données de simulation de température, pression et débit dans chaque conduite ont été remises dans la base de données à l'aide des outils d'import / export réalisés en A3. Ces résultats heure par heure pour les périodes de calibration dans l'A5 peuvent être représentés dans une structure de graphe dépendante de la structure géométrique et physique du réseau qui servira aux modèles d'apprentissage. Des discussions ont été menées pour définir un « benchmarking » des algorithmes de « machine learning » par rapport aux résultats des simulations physiques. Ce benchmark, basé sur l'erreur admissible d'énergie fournie aux sous-stations, définit une précision acceptable dans la simulation par « machine learning » et permettra de sélectionner et d'améliorer les algorithmes.

A la suite de la fiabilisation des données de la SATOM (Activité A4), nous nous sommes basés sur les résultats horaires des besoins thermiques des bâtiments simulés par CitySim et calibrés, pour créer un modèle de régression Random Forest. Ce dernier a été initialement développé par des étudiants de l'EPFL<sup>4</sup> pour permettre la mise en place d'une API REST afin d'obtenir les consommations horaires de bâtiments (voir Figure 16) en fonction de quelques paramètres statistiques disponibles dans les données libres du RegBL. Ce travail a été renforcé par l'équipe du projet pour en faire une publication scientifique révisée par des pairs (Tognoli et al., 2023) ainsi qu'une API web publique que l'on peut visualiser sur QGIS.

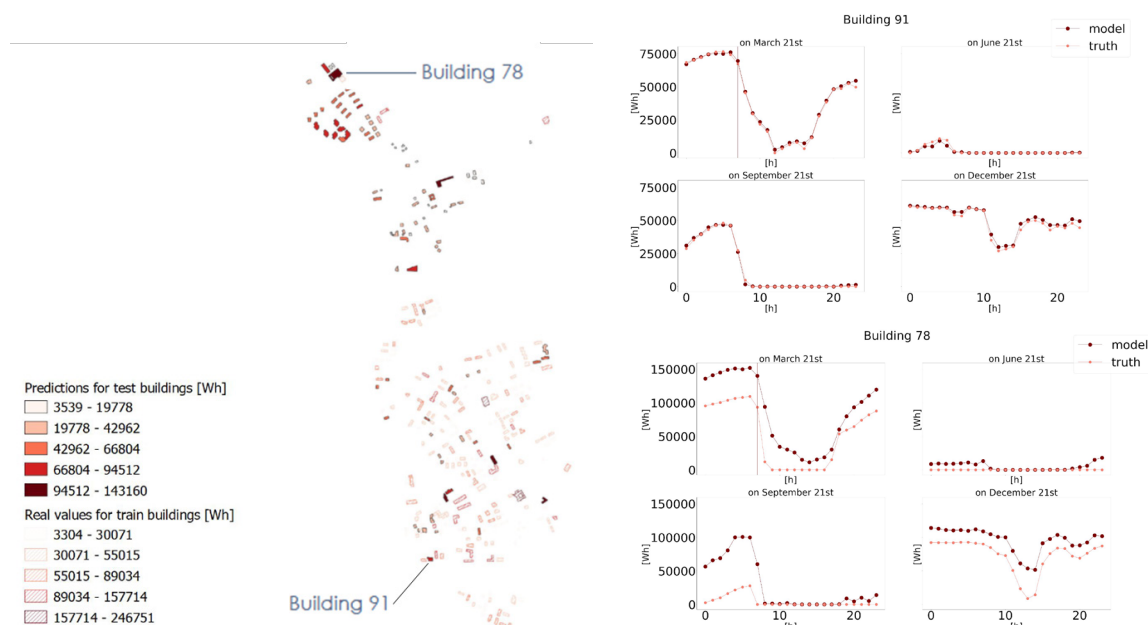


Figure 16 : Représentation des résultats de prédictions pour le 21 mars à 7h (droite), et comparaison entre les solstices et équinoxes (gauche).

<sup>4</sup> <https://actu.epfl.ch/news/17-design-project-sie-2022/>



Une fois la numérisation du réseau thermique de la SATOM achevée (Activité A2) et grâce aux besoins thermiques des bâtiments simulés par CitySim, (Activité A4), nous avons pu simuler avec CitySim l'ensemble du réseau de la SATOM en reproduisant la température mesurée au départ de la centrale pour une période d'une année (voir Figure 17). Ces données ont servi de benchmark pour les algorithmes statistiques préparés dans l'activité suivante A7.

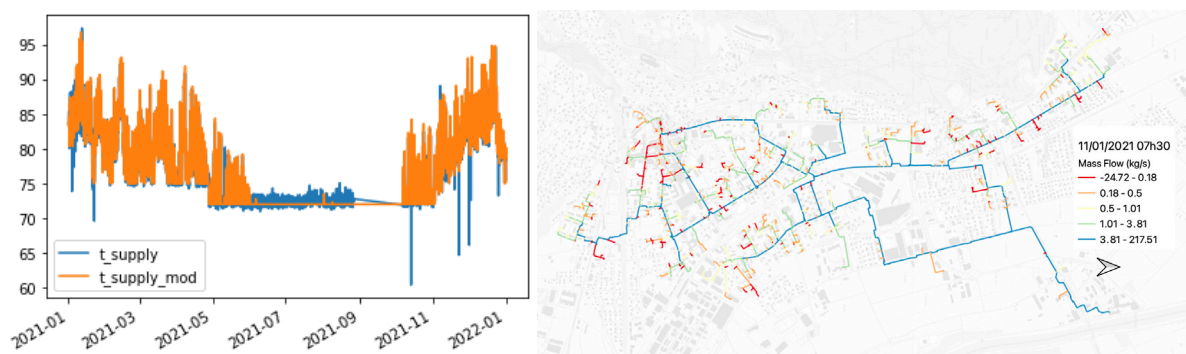


Figure 17 : Modélisation de la température de départ du CAD de la SATOM (gauche), représentation du débit simulé dans les conduites de la SATOM (droite).

## 4.8 A7 – Préparation du modèle statistique réseau de neurones profond

Comme la plupart des modèles existants basés sur la physique, le modèle statistique développé utilise une approche découplée, où l'hydraulique du système est résolue en premier lieu, et le transfert thermique est calculé dans un second temps. Dans les deux cas, le réseau de chauffage urbain est initialement formalisé sous la forme d'un graphe orienté, où les sous-stations, les centrales thermiques et les canalisations sont des arêtes (Figure 18). Les caractéristiques physiques des canalisations sont supposées connues, ainsi que certaines valeurs de consigne : le débit massique imposé aux sous-stations et aux centrales thermiques pour l'hydraulique, l'énergie thermique échangée par les sous-stations et la température de départ de la centrale thermique pour le transfert thermique. La décision d'imposer des points de consigne précis au lieu de paramètres opérationnels, tels que la position des vannes et la vitesse de rotation des pompes, a été prise pour éviter les recherches itératives des valeurs nécessaires pour atteindre des points de consigne arbitraires, qui peuvent être calculés a posteriori dans l'approche choisie. Dans ce contexte, l'objectif du modèle statistique est de calculer le débit massique, la perte d'énergie et la température de sortie dans toutes les conduites du réseau tout en évitant les processus lents ou itératifs requis pour les simulations purement physiques des réseaux de chauffage urbain maillés.

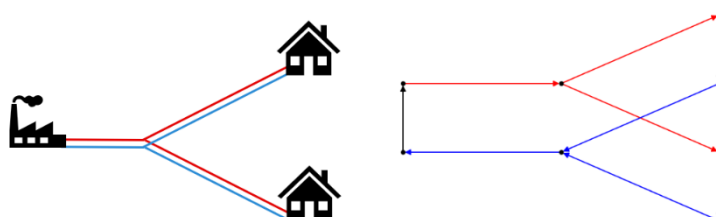


Figure 18 : Représentation du réseau (à gauche) et sous forme de graphe (à droite). Dans l'exemple de gauche, la centrale thermique, les deux consommateurs et les 6 tuyaux (3 dans la ligne d'alimentation, en rouge, et 3 dans la ligne de retour, en bleu) deviennent des arêtes dirigées dans la représentation graphique de droite. Les nœuds représentent les connexions entre ces arêtes.



La complexité du problème et la grande variabilité de la taille et de la topologie des réseaux existants ont orienté le choix du modèle statistique vers les réseaux neuronaux graphiques (GNN en Anglais). En effet, les GNN peuvent approximer des fonctions arbitrairement complexes sans être liés à un graphe particulier, car ils paramètrent le passage de messages entre chaque nœud et ses voisins et non le traitement du graphe entier. Cela permet d'entraîner le modèle sur un sous-ensemble de réseaux de chauffage urbain et de l'appliquer à un autre sous-ensemble. L'un des inconvénients de cette approche est que le modèle se concentre sur les nœuds, alors que dans notre formulation, les entrées et les sorties du modèle se situent sur les arêtes du graphe. En outre, dans le cadre du passage de messages entre les nœuds, les relations distantes dans le graphe sont coûteuses à appréhender et difficiles à reproduire à grande échelle, car chaque nœud ne reçoit des informations sur les autres nœuds qu'à un maximum égal au nombre de fois que ce processus est répété.

Pour résoudre le premier problème, une étape de prétraitement est appliquée au graphe de réseau qui le transforme en son graphe linéaire, où les arêtes deviennent des nœuds et chaque nœud entre deux arêtes devient une arête (Figure 19). Pour le deuxième inconvénient, différentes stratégies sont utilisées dans les parties hydrauliques et thermiques et détaillées dans ce qui suit.

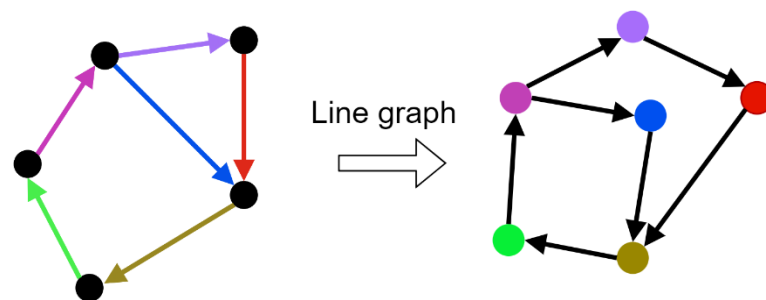


Figure 19 : Transformation d'un graphe en son graphique linéaire correspondant. Les arêtes du graphe original à gauche deviennent des nœuds dans le graphe transformé à droite. La même couleur est utilisée dans la figure pour les arêtes et les nœuds correspondants avant et après la transformation.

Pour la partie hydraulique, de nouveaux nœuds virtuels sont créés et connectés aux nœuds qui forment un cycle élémentaire dans le graphe original. Les arêtes entre les nœuds virtuels et le graphe original sont non dirigées mais reçoivent un attribut supplémentaire qui vaut soit 1, si la direction du cycle et de l'élément connecté correspond, soit -1 si ce n'est pas le cas. De cette manière, une valeur de débit massique pour chaque cycle peut être calculée et propagée aux éléments connectés grâce au principe de superposition. Cette approche permet de réduire efficacement la distance minimale nécessaire pour propager l'information dans le réseau par passage de message avec la distance maximale entre deux cycles. Même pour les grands réseaux, cette distance est beaucoup plus petite que la distance maximale entre deux éléments, ce qui permet de dimensionner le modèle de manière arbitraire. Entre les entrées et l'agrégation au niveau des cycles, un ensemble de 12 couches de transmission de messages avec un mécanisme d'attention à 4 têtes [https://doi.org/10.48550/arXiv.2105.14491] et 128 neurones est utilisé. Des connexions par saut et des normalisations sont utilisées entre chaque couche.

Bien que cette approche ait donné les meilleurs résultats, plusieurs autres solutions ont été testées :

- Les GNN spectraux ont donné des résultats précis sur des études de cas uniques, mais le modèle appris a la particularité de ne pas pouvoir être transféré à des topologies de graphe arbitraires ;



- Les GNN spatiaux sans nœuds virtuels nécessitent plusieurs couches pour comprendre les relations distantes, ce qui entraîne des problèmes tels que le lissage excessif. En outre, comme cette distance doit être définie a priori, ils ne peuvent pas s'appliquer à des réseaux de taille arbitraire ;
- Les réseaux GNN spatiaux avec un seul nœud virtuel ont introduit une amélioration notable de l'évolutivité, mais ont une puissance de représentation plus faible et ne peuvent pas tirer parti de la conservation de la masse, qui réduit considérablement la dimensionnalité du problème.

Pour la simulation thermique, il a été décidé d'opter pour une simulation dynamique avec un mélange parfait aux nœuds : cette approche permet de découpler le calcul de la topologie du réseau, puisque la perte thermique et la température de sortie de chaque élément ne dépendent que de son état au pas de temps précédent. Un modèle récurrent classique (Long Short-Term Memory, LSTM) est utilisé pour notre application.

Un résumé du processus complet est illustré dans la Figure 20.

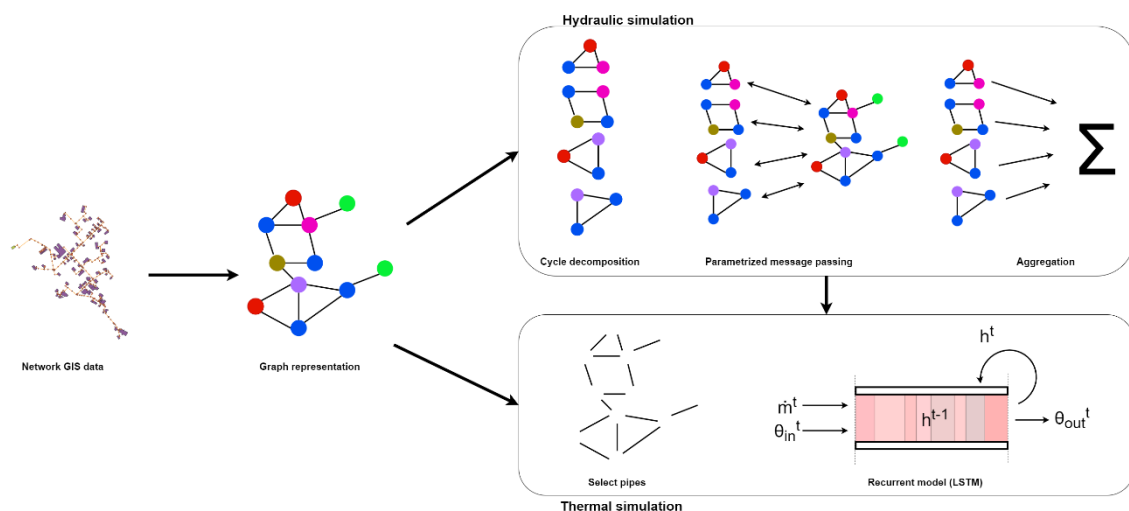


Figure 20 : Résumé de l'approche des données SIG à la simulation hydraulique et thermique dynamique.

#### 4.9 A8 – Vérification et adaptation du modèle statistique réseau de neurones profond

Afin de préparer un modèle de base pour la simulation hydraulique à adapter aux différents réseaux existants, un générateur de réseau aléatoire a été construit qui génère diverses topologies de réseau qui émulent les différentes configurations possibles trouvées dans les réseaux thermiques du monde réel. Pour garantir la couverture d'un large éventail de configurations, le générateur permet de personnaliser des paramètres tels que le nombre de nœuds et la fréquence des boucles internes. Pour chaque réseau généré, un nombre arbitraire de scénarios de demande aléatoires est ensuite tiré et ces scénarios sont simulés à l'aide de PyDHN. Ces simulations servent de valeurs de référence pour développer et tester les modèles basés sur le GNN. Une approche similaire est utilisée pour la



simulation thermique, où plusieurs tuyaux avec des combinaisons raisonnables de caractéristiques (diamètre, épaisseur de l'isolation et longueur) sont générés, et pour chacun une trajectoire de débit d'entrée d'eau et de température variables est décidée.

Pour les deux problèmes, une métrique est définie pour mesurer la performance du modèle entraîné. Il s'agit de l'erreur absolue moyenne (MAE) sur le débit massique aux arrêtes du graphe pour le modèle hydraulique et la perte thermique des conduites et leur température de sortie pour le modèle thermique. Ces trois erreurs sont ensuite utilisées comme une mesure intuitive de la fiabilité des modèles et pour comparer visuellement les différentes implémentations.

Pour la simulation hydraulique, les résultats préliminaires illustrés dans la Figure 21 montrent que l'approche fonctionne bien si elle est appliquée à un seul cas, où le modèle est entraîné et testé sur une seule topologie. La Figure 21 illustre les résultats sur un cas simple de réseau maillé pour lequel la MAE devient négligeable ( $< 0.001$  kg/s).

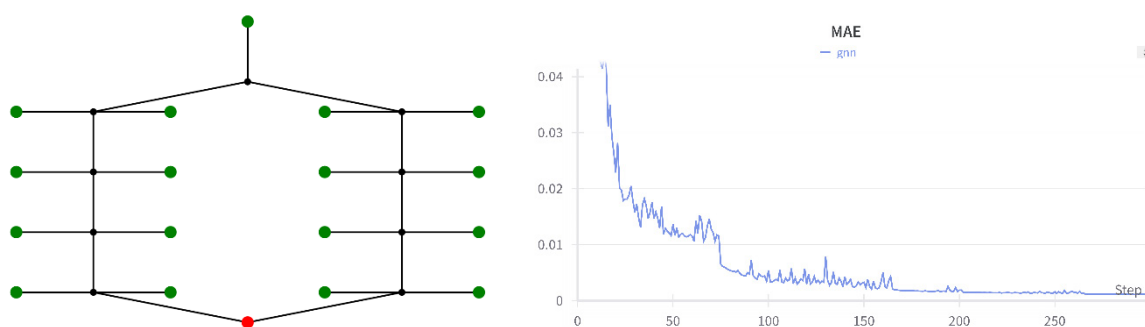


Figure 21 : Évolution de l'erreur pendant l'apprentissage du modèle pour la simulation hydraulique sur un cas unique. Le côté alimentation du réseau est représenté à gauche, avec la centrale thermique en rouge et les sous-stations en vert. Le graphique d'entraînement à droite montre comment la MAE diminue sur 300 pas d'entraînement jusqu'à des valeurs négligeables (inférieures à  $0,001$  kg/s).

Pour les topologies variables, cependant, l'erreur par rapport à la vérité de terrain est encore trop importante pour que le modèle soit fiable : la MAE sur l'ensemble de données de validation est de  $0,19$  kg/s, faussée par des erreurs très importantes dans certains cycles. Les modèles ayant une plus grande capacité (plus de 12 couches et plus de 128 neurones) donnent de meilleurs résultats, mais des travaux supplémentaires sont nécessaires pour réduire suffisamment l'erreur afin qu'elle soit utilisable dans des contextes pratiques. Une approche potentielle, actuellement explorée dans le cadre de la thèse de doctorat de Roberto Boghetti qui sera remise en juin 2025, consiste à utiliser l'apprentissage par transfert pour former un modèle de base qui est ensuite affiné sur des études de cas spécifiques, ce qui permet de réduire efficacement les données et l'effort de calcul nécessaires pour le modèle final.

Enfin, en ce qui concerne le modèle thermique, les résultats montrent que l'utilisation d'un modèle récurrent peut reproduire correctement la tendance de la perte d'énergie, avec des erreurs plus importantes lorsque la valeur de la perte de chaleur est faible (voir le meilleur et le pire cas dans la Figure 22). La MAE sur l'ensemble de données de validation est de  $72$  W pour la perte de chaleur et de  $1,37$  K pour la température de sortie.

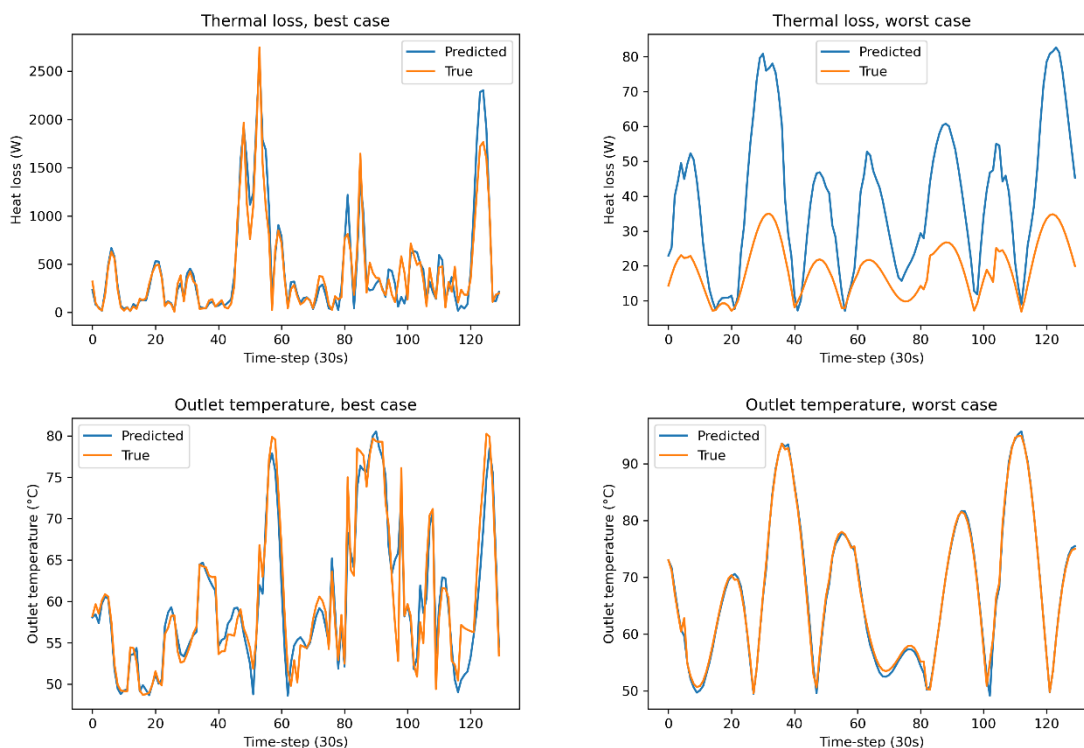


Figure 22 : Prédictions du modèle et valeurs de référence pour la meilleure (à gauche) et la pire (à droite) de l'ensemble de données de validation pour 50 pas de temps de 30 secondes. Les résultats pour la perte de chaleur sont présentés en haut, tandis que ceux pour la température de sortie sont présentés en bas.

En conclusion, les modèles implémentés dans le cadre de ce projet donnent satisfaction en ce qui concerne les réseaux existants et ne présentant pas de modifications structurales. Toutefois, du travail est encore nécessaire au-delà de ce projet et dans le cadre de la thèse de Roberto Boghetti qui va jusqu'en été 2025, pour espérer voir le jour à des modèles statistiques capables de représenter des structures de réseaux arbitraires tels que des réseaux en construction ou des réseaux en expansion.

## 4.10 A9 – Améliorations sur le réseau de la SATOM

### 4.10.1 Introduction

À la suite de l'incendie et des dégâts matériels subis par la turbine à vapeur de Satom SA à Monthey durant la nuit du 15 au 16 novembre 2022, l'alimentation du chauffage à distance (CAD) a été assurée par les chaudières de secours en place ainsi que par plusieurs chaudières mobiles. Lors de cet incident, il y a eu de gros dégâts dans le système électrique ainsi que sur les équipements de mesure du chauffage à distance.



Dès lors, il n'a pas été possible de réaliser les actions correctives nécessaires dans le calendrier prévu car le système de mesure n'était plus fonctionnel et SATOM SA avait comme priorité la remise en état de la turbine.

C'est seulement à partir de l'été 2023 que les installations SATOM SA sont à nouveau fonctionnelles pour la partie CAD. La turbine quant à elle a été mise en service en mars 2024.

En conséquence, les actions correctives initialement prévues ont dû être adaptées aux mesures effectuées à partir d'octobre 2023.

#### 4.10.2 Liste des améliorations

SATOM SA s'était engagée à mettre place au moins 5 mesures d'amélioration et à en publier les résultats. Les actions correctives retenues sont présentées dans le tableau 6.

Les actions correctives sont décrites et documentées dans les annexes 9.2 à 9.9. Nous ne présentons ici qu'une indication sur les bénéfices que le logiciel eguzki a apportés lors de la réalisation et de l'évaluation de chacune d'elles.



No	Améliorations possibles		Nouveau No
1	Optimisation des températures, débits et pressions du réseau	Fusionné	1
2	Utilisation du réseau comme accumulateur pour les pics de demandes		
3	Mise en place de régulateur de pression actifs afin d'améliorer la répartition des pertes de charges sur le réseau	Impossible	
4	Modification des sous-stations qui perturbent le plus le réseau au niveau de la température départ/retour CAD	Fusionné	2
5	Modification des sous-stations dont la demande est oscillante		
6	Mise en place d'un surpresseur saisonnier (hiver) sur la branche où la pression est la plus faible	Impossible	
7	Optimisation du dimensionnement d'une extension en projet	Fusionné	3
8	Mise en place d'un bouclage complémentaire		
9	Remplacement pompes départ CAD	Modifié car nouveau projet CAD Chablais. Dimensionnement des nouvelles pompes avec données eguzki pour futur projet	4
10	Meilleur étapage des pompes / ajustement hystérèse		5
11	Simulation accumulateur départ CAD SATOM	Pas dans Cahier des charges eguzki	
12	Apport des vannes de régulation dans un réseau CAD Bouclé	Réalisé sur le CAD Chablais, commune d'Aigle	6

Tableau 6 : Liste des améliorations possibles établies en collaboration avec la SATOM.





#### 4.10.3 Action corrective 1 : Optimisation des températures, débits et pressions du réseau & utilisation du réseau comme accumulateur pour les pics de demande

Le logiciel eguzki a permis de rapidement réaliser les simulations nécessaires pour calculer les pertes thermiques sur l'ensemble du réseau en fonction des conditions de régulation de la température de départ. La réalisation de ces simulations a permis la mise en évidence de conclusions qui ne sont pas nécessairement intuitives au premier abord. En effet, il est communément admis qu'il est préférable de baisser la température de départ des réseaux de chauffage à distance en fonction de la température extérieure afin de limiter les pertes thermiques et donc les coûts financiers y relatifs.

Cependant, comme le montre les résultats des simulations, dans le cas du réseau de SATOM SA, avec des coûts d'achat de l'énergie thermique relativement bas, 6 cts/kWh, et des coûts d'achat électriques relativement élevés, 25 cts/kWh, il est financièrement préférable de conserver une température de départ élevée pour conserver un delta de température sur le réseau aussi élevé que possible. En partant du principe que la température de départ du réseau est systématiquement abaissée à 75°C à partir de 14°C de température extérieure, l'économie financière est d'environ 60'000 CHF/an.

Cette conclusion n'aurait pu être que difficilement établie sur la base de calculs manuels sur le réseau ou en prenant uniquement des approximations des pertes thermiques fournies par les fournisseurs des conduites CAD. Ces dernières ne sont valables que pour les conditions dans lesquelles elles ont été calculées et ne peuvent pas être extrapolées facilement à un fonctionnement particulier de réseau de chauffage à distance.

Le logiciel eguzki a donc permis d'estimer rapidement la plus-value d'une modification de la régulation du réseau en estimant les pertes de chaleur et les consommations électriques des pompes de distribution. Cela en fait donc un logiciel important pour l'optimisation des réseaux. Dans le cadre de la présente étude, nous avons pris des prix d'achat fixes pour les énergies, mais l'étude pourrait également prendre en compte des coûts variables en fonction de la saison et de l'heure de consommation des différentes énergies pour définir un optimum au niveau de la régulation de la température de départ et de l'effet d'accumulation dans le réseau.

#### 4.10.4 Action corrective 2 : Modification des sous-stations qui perturbent le réseau

Le fonctionnement des sous-stations exerce une influence considérable sur la stabilité et le fonctionnement d'un réseau de chauffage à distance. Dès lors, il est important pour un exploitant de suivre de manière régulière le fonctionnement de l'ensemble de ses sous-stations pour déceler rapidement les dysfonctionnements ou les situations suspectes au niveau des débits et températures retour des sous-stations. Mais il s'agit ensuite de prioriser les interventions et d'estimer les bénéfices que ces dernières peuvent apporter à l'exploitation du réseau de chaleur à distance.

C'est là que le logiciel eguzki apporte une véritable plus-value. Il permet de rapidement définir l'influence des actions sur l'exploitation du réseau et d'estimer les économies potentielles qu'elles peuvent engendrer.



#### 4.10.5 Action corrective 3. Optimisation du dimensionnement d'une extension et mise en place d'un bouclage complémentaire

Les différentes variantes d'extension sont représentées sur la figure 23 ci-dessous. La variante de base de SATOM SA est représentée par le tracé en jaune dans la région A. Cette variante avait pour objectif de permettre le transit de la chaleur vers les futures extensions du réseau qui sont prévues dans la zone C sur la figure.

À la suite de simulations avec le logiciel eguzki, il est apparu qu'avec l'extension prévue par SATOM SA, le réseau actuel - figuré en vert - était sous exploité en termes de capacité de transport. Toutefois, le réseau actuel montrait un point faible - en termes de capacité de transit - au niveau du point D.

En supprimant l'extension prévue dans la région A et en ajoutant un nouveau bouclage dans la zone B, les simulations d'eguzki ont démontré qu'il était possible de faire transiter la totalité de la puissance requise tout en restant sous le différentiel de pression maximal produit par les pompes.

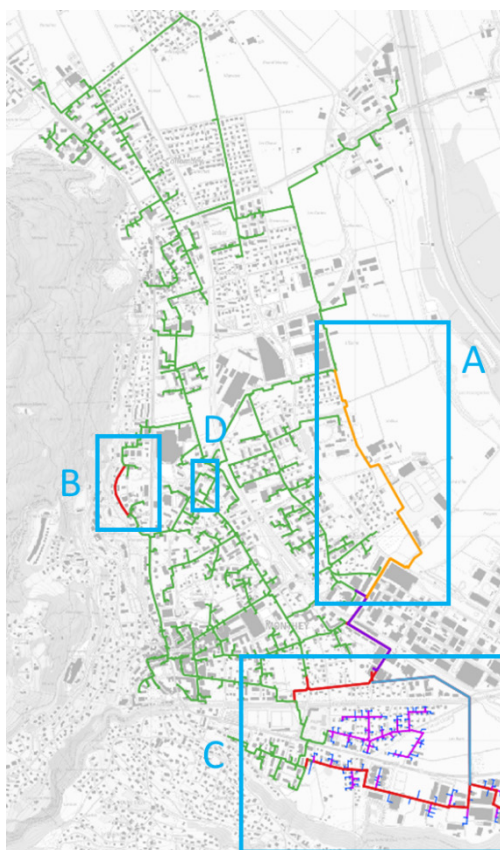


Figure 23 : Tracés prévus par SATOM SA (zone A), extensions futurs (zone C) et nouveau bouclage (zone B).

Sur le plan économique, la variante prévue par SATOM SA nécessitait la pose d'environ 1'200 m de conduites en DN300, soit un investissement d'environ 2.5 millions de CHF. La variante proposée nécessite uniquement la pose d'environ 300 m de DN150, soit un investissement d'environ 450'000 CHF.



Au niveau des pertes thermiques, la variante proposée permet de diminuer d'au moins un facteur 5 les pertes thermiques totales liées à l'extension, soit 9 kW de pertes thermiques à la place d'environ 50 kW pour la version de base de SATOM SA. En tenant compte d'une période de 50 ans d'exploitation, l'économie financière est d'environ 880'000 CHF.

#### 4.10.6 Action corrective 4. Remplacement des pompes de départ CAD

La centrale de production actuelle de SATOM SA dispose de 5 pompes montées en parallèle. Sur ces 5 pompes, 4 sont en général enclenchées pour subvenir aux besoins du réseau et une pompe est conservée en secours en cas de défaillance d'une autre pompe.



Figure 24 : Pompes actuelles pour la distribution du CAD

Les pompes actuelles sont relativement vieilles et présentent des signes d'usures. Il est donc nécessaire à court ou moyen terme de les remplacer. De plus, le dimensionnement des pompes a été réalisé à l'époque des premiers développements du réseau. Depuis, de nombreux changements sont intervenus. Des projets futurs sont également à prendre en compte pour la mise en place de nouvelles pompes qui seront prévues pour les 20 prochaines années.

Ainsi, le dimensionnement des nouvelles pompes doit prendre en compte le développement futur du réseau avec une augmentation de la puissance à 30 MW pour le réseau de chauffage à distance du centre (CAD CENTRE Alimentant Monthey et Collombey). Deux autres nouveaux groupes de départ



sont prévus dans la centrale, un pour le futur réseau CAD Nord (Alimentation Aigle), également d'une puissance de 30 MW et le dernier pour le futur réseau CAD Nord 2 de 15 MW (Alimentation Ollon).

Le dimensionnement des pompes ne fait en soi pas partie du cahier des charges du logiciel eguzki. Cependant, les simulations du réseau par le logiciel eguzki permettent de rapidement sortir les données de pression et de débit nécessaires pour permettre un dimensionnement fiable et précis des nouvelles pompes.

L'utilisation du logiciel eguzki permet donc de diminuer drastiquement le temps nécessaire pour calculer une courbe de régulation pour un réseau complexe bouclé comme celui de SATOM SA. De plus, il permet d'assurer le dimensionnement en permettant la réalisation d'analyse de sensibilité en fonction des variations de puissances dans les sous-stations et de températures sur le réseau. Il est donc plus facile de valider le choix des nouvelles pompes que par une analyse traditionnelle manuelle des courbes de régulation.

C'est grâce à ce logiciel que nous pouvons quantifier les économies électriques sur une année et démontrer en connaissance de cause aux investisseurs qu'il est nécessaire de choisir tel ou tel scénario. Dans notre cas, les nouvelles pompes seront amorties en moins de 8 ans grâce aux économies d'électricité. La durée de vie de ce type de pompes étant de 20 ans, la démarche est particulièrement rentable.

#### 4.10.7 Action corrective 5. Meilleur étapage des pompes et ajustement de l'hystérèse

En tenant compte de la configuration actuelle du réseau et de la centrale de distribution, il n'est pas possible de diminuer le nombre de pompes en fonctionnement simultané sans modifier le fonctionnement du CAD ou changer les pompes départ, ce qui n'est pas prévu dans le cadre de la présente action.

Les pertes de charges dans la centrale exercent une influence non négligeable sur le fonctionnement des pompes de distribution. D'après les données de simulation et les données mesurées, les pertes de charges dans la chaufferie représentent un à deux bars de pression.

Le différentiel de pression sur le réseau est également limité à 10 bars compte tenu de la configuration du branchement des pompes, alors que les pompes sont dimensionnées pour permettre un différentiel de 15 bars, soit une perte de fonctionnalité de 5 bars.

Le logiciel eguzki permet de facilement recréer une courbe réseau et une courbe de régulation pour les pompes de distribution. Dans ce cas particulier, le logiciel a également permis de mettre en évidence les pertes de charges inhérentes à la centrale.

La création d'une courbe réseau et d'une courbe de régulation est particulièrement importante pour le dimensionnement des pompes ou l'analyse de leur fonctionnement. La création d'une telle courbe est complexe dans un grand réseau CAD, car chaque sous-station a une consommation différente selon la période et la température extérieure.



Le logiciel eguzki permet aussi de facilement recréer une courbe réseau sur la base des consommations des différentes sous-stations. Cette faculté est particulièrement intéressante sur de grands réseaux avec des profils de consommateurs variés, car elle permet de rapidement définir le différentiel et le débit nécessaire en centrale pour différents points de fonctionnement du réseau.

Sur la base de ces données, il est donc possible de recréer les courbes de fonctionnement des pompes selon les données du constructeur et analyser le fonctionnement des pompes en fonction de la vitesse de rotation et de leur efficacité générale.

Les simulations réalisées par eguzki permettent également de mieux analyser les données mesurées, ainsi que les données de dimensionnement utilisées. Dans le cas présent, on se rend compte que la courbe réseau utilisée lors du dimensionnement des pompes tient uniquement compte des pertes de charge du réseau - et que ces dernières correspondent à ce qui a été construit – mais négligeait les pertes de charges engendrées par la configuration de l'installation à l'intérieur de la centrale. Or ces dernières exercent une influence non négligeable sur le différentiel de pression total.

La réalisation des mesures sur les pompes a également mis en évidence qu'il serait intéressant d'intégrer un facteur kvs (facteur qui induit des pertes de charges en fonction du débit) dans la centrale de chauffe lors des simulations. Cela permettrait de tenir compte des pertes de charges liées à la chaufferie. En effet, le logiciel eguzki a été développé pour calculer les pertes de charge du réseau depuis les murs de la centrale, mais dans certains cas – comme celui de la SATOM – il serait nécessaire d'intégrer également les pertes de charge de la centrale pour garantir le bon dimensionnement des pompes.

#### 4.10.8 Action corrective 6. Apport des vannes de régulation dans un réseau CAD bouclé

Dans le cadre du réseau CAD SATOM SA pour le déploiement du réseau du CAD Chablais, la question se pose de la pertinence d'intégrer ou non des vannes de régulation dans les chambres principales où les flux principaux s'entrecroisent. Ces vannes devraient permettre de mieux gérer les débits dans les différentes branches du réseau, mais sont liées à des surcoûts importants :

- Coût d'achat de la vanne bien supérieur à une vanne conventionnelle ;
- Intégration de la motorisation progressive de la vanne, ce qui implique la mise en place de régulation dans les chambres et d'une introduction électrique et MCR ;
- Nécessité d'installer des chambres plus grandes pour intégrer tous les équipements annexes.

L'objectif de la présente étude est donc de fournir à SATOM SA les données nécessaires pour prendre la décision d'installer ou non ce type de vanne. Et les simulations de différents scénarios réalisés à l'aide d'eguzki montrent qu'il n'y a pas besoin d'intégrer des vannes de régulation dans les CRR (dénomination spécifique des chambres de vannes SATOM SA) mais des simples vannes de sectionnement sont suffisantes. Il sera néanmoins indispensable d'intégrer une régulation générale afin d'optimiser le débit des pompes dans les différentes centrales en fonction du différentiel de pression dynamique.





C'est grâce à sa rapidité de mise en œuvre, à sa vitesse de simulation et à sa capacité de superposer les scénarios qu'eguzki a pu éclairer l'exploitant - avec moins d'une semaine de travail à la clé, ce qui reste un investissement acceptable en comparaison des enjeux financiers liés à l'installation.

#### 4.11 A10 – Modélisation du réseau ALTIS à Verbier

L'entièreté du réseau de chaleur à distance de Verbier a été modélisée sous eguzki. La modélisation s'est basée sur les extractions de la base de données SIT d'Altis. Les données des sous-stations ont été reprises d'un fichier de données contenant les immeubles, ainsi que leurs caractéristiques principales.

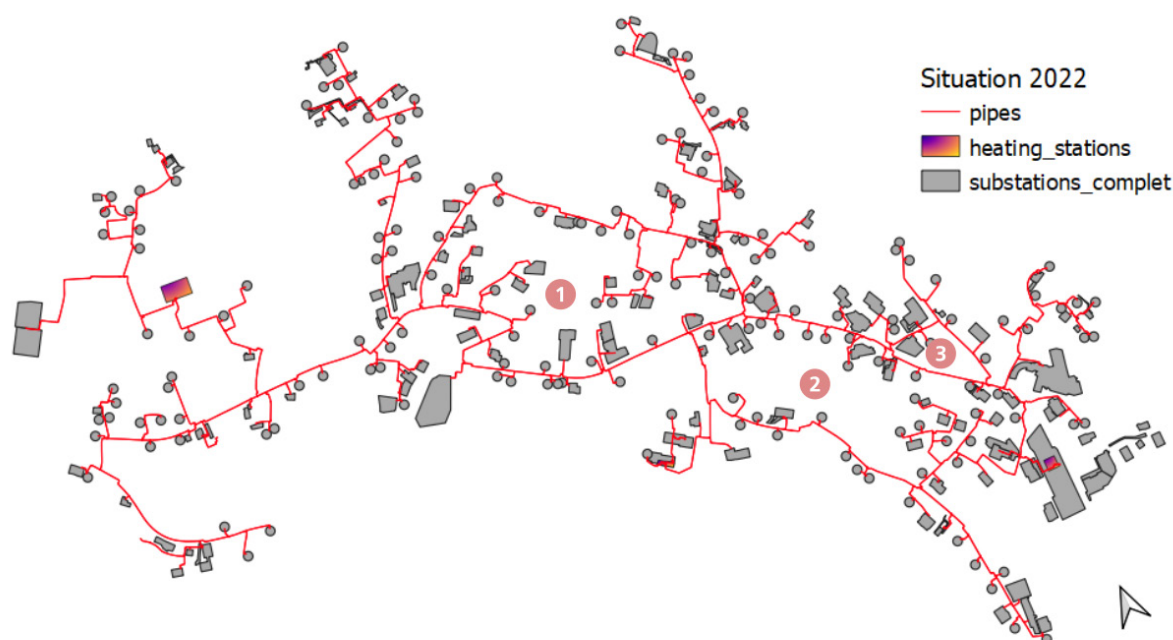


Figure 25 : Modélisation du réseau de Verbier composé de 3 réseaux interconnectés avec chacun leur centrale (n°1 Centre Sportif, n°2 Mondzeu, n°3 Les trois Rocs)

La modélisation du tracé de Verbier - ainsi que celui de Sion - a mis en évidence les problématiques de concordance des données, notamment au niveau de la digitalisation des tracés et des attributs sauvegardés. Aucune standardisation des données n'est actuellement réalisée. Les données géométriques et attributaires sont donc dans des formats variables, ce qui exige d'importantes ressources de traitement des données pour permettre leur utilisation dans eguzki.



Spécificités du projet digitalisé :

- Le réseau est situé en altitude avec des variations d'altitude importantes selon les tracés ;
- Le réseau présente de nombreux bouclages avec des sens de débits qui peuvent varier en fonction des centrales enclenchées et des preneurs de chaleur ;
- Le réseau est constitué de 131 sous-stations existantes. A cela s'ajoute encore 172 attentes sur des branches aveugles. Aucun by-pass n'est créé sur le réseau ;
- Le réseau s'étend sur une longueur de 24,8 km de conduites ;
- Les centrales d'ALTIS sont bidirectionnelles. Elles peuvent fournir et/ou consommer de la chaleur en effet, ces trois centrales ont la particularité d'intégrer des équipements de production d'énergie mais aussi des bâtiments attenants aux centrales, consommateurs de grande importance. Dès lors, il a fallu intégrer ces particularités dans les simulations eguzki.

En 2022, une vanne de régulation a été mise en place sur un des bouclages. Il a donc été nécessaire d'intégrer des vannes de régulation dans les simulations eguzki également.

Les centrales du réseau sont brièvement caractérisées de la manière suivante :

- Master : Centre sportif (CS) avec trois pompes en parallèle. Puissance installée : chaudière à pellets de 3 MW et pompes à chaleur de 450 kW, accumulateur de chaleur disponible ;
- Slave 1 : Les trois Rocs (W) avec deux pompes en parallèle et chaudière à pellets de 3.2 MW ;
- Slave 2 : Mondzeu (M) avec deux pompes en parallèle et chaudière à mazout de 2 MW.

Une des particularités du réseau de Verbier est sa proportion de conduites aériennes dans les sous-sols des bâtiments. Les pertes thermiques de ces conduites sont donc directement influencées par la température extérieure et plus uniquement par la température du sol. Le calcul des pertes thermiques du réseau doit donc tenir compte de cette particularité.

## 4.12 A10 – Modélisation du réseau OIKEN à Sion

La modélisation du réseau de Sion est basée sur l'état actuel du réseau. Le réseau étant en cours de planification et de réalisation, le tracé des conduites est régulièrement modifié, ainsi que leur diamètre. Comme pour le réseau d'ALTIS, la modélisation du réseau d'OIKEN met en avant la problématique de la structuration des données dans le cadre des projets CAD. Pour permettre une meilleure intégration d'eguzki dans le développement des projets, il est important de définir une structure de données – tant sur la géométrie des entités que sur le stockage des attributs – permettant de facilement transférer les données entre eguzki et les planificateurs de projet CAD.

Pour permettre ce transfert de données, des discussions sont en cours avec OIKEN pour la création d'une passerelle automatique d'échange entre leur base de données SIT et la base de données eguzki. Cette passerelle doit permettre d'actualiser les simulations eguzki sur la base des avancées au niveau de la réalisation et de la planification du réseau.

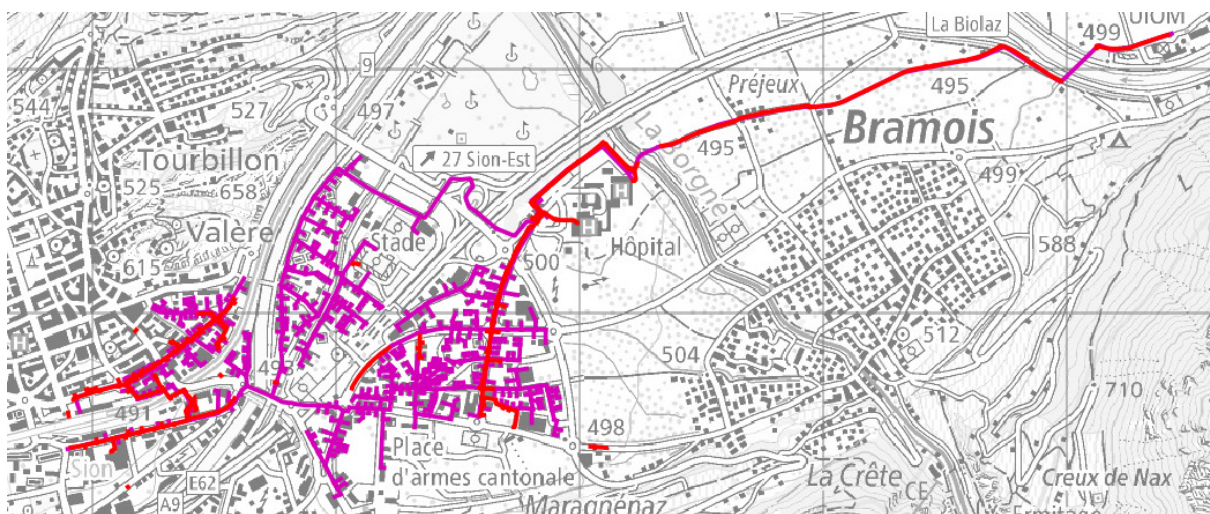


Figure 26 : Capture de la situation du réseau réalisé à Sion (en rouge) et projeté (en violet).

La modélisation du réseau de Sion présente la particularité d'avoir des pompes en série dans ses centrales. En effet, les centrales d'appoint de l'hôpital et d'OIKEN ont des pompes de départ en série pour les branches principales. En termes de modélisation, ces pompes peuvent être considérées comme des surpresseurs permettant d'assurer la distribution de chaleur dans toutes les branches du réseau.

#### 4.13 A13 – Développement de l'interface utilisateur

À la suite des différentes rencontres avec les exploitants et de la demande de ces derniers, une étude pour l'amélioration de l'interface a été réalisée avec l'appui de NEWIS, société active dans le développement logiciel. Le but est de rendre l'interface utilisateur aussi « User-Friendly » que possible.

Cette opération a été financée par les trois exploitants et va permettre de faciliter les opérations suivantes :

- Modification du réseau : La modélisation du réseau a été simplifiée pour permettre de réaliser plus rapidement les tracés de réseau. La création des nœuds se fait automatiquement en fonction du tracé des conduites et seule la conduite aller doit être dessinée. La création de nœuds pour les sous-stations et pour les centrales est également automatisée d'après leur position géographique et selon l'existence ou non de nœuds déjà présents provenant de conduites. La connexion au réseau est alors automatique ;
- Sous-stations : La création de sous-stations, en incluant la reprise des données nécessaires, est simplifiée ;
- Création de variantes : L'interface permet de créer des projets de base, ainsi que des variantes du projet. Les variantes peuvent être par exemple la création d'extension du réseau ou de modification des caractéristiques des conduites. La création de variantes permet de copier rapidement la géométrie et les attributs des différentes entités du réseau pour modifier uniquement les données que l'on souhaite ;





- Comparaison de scénarios : L'interface permet également de comparer deux variantes entre elles. La comparaison comprend aussi bien les attributs géométriques – création de nouvelles conduites, etc. – que les attributs tabulaires – résultats des simulations, etc. -. Différentes vues permettent de rapidement mettre en lumière les différences entre les variantes – par exemple différence de débit ou de pertes de charges dans les conduites.



Figure 27 : Ruban présentant les différents boutons permettant l'utilisation d'eguzki.

ID

Nom

454

M1153

Sous-station

Importation données

Options avancées

Consommateur

Puissance max [kW]

1000

Puissance souscrite [kW]

0

Demande puissance [kW]

800

Énergie annuelle [kWh]

820170000

Type de sous-station

Type de sous-station

Etat sous-station

Remarques

NPID in: A.295  
NPID out: R.295  
cellar\_linear\_length: 20.0  
coverage: None  
heating\_subscribed: 1000000.0

Données réseau

Consigne T° retour [°C]

50

Consigne T° secondaire [°C]

0

Perte de pression [bar]

1.30

Débit [m3/h]

17.20

Température aller [°C]

90

Température retour [°C]

50

Régulation

Sous-station

puissance

Annuler

OK

Figure 28 : Fenêtre d'introduction et de visualisation des caractéristiques d'une sous-station.



ID: 45 Nom: 2062

Conduites Options avancées

Type de conduite: DN 150 | Isolation type 3 | Brugg | premant Type de segment:

Données hydrauliques

Longueur [m]	107.4
Débit [m³/h]	69.5
Vitesse [m/s]	1.0
Pression linéaire [Pa/m]	47.0

Conduite aller Conduite retour

Température entrée [°C]	89.8	48.9
Température sortie [°C]	89.8	48.8
Pertes thermiques [kW]	2.1	1.0

Remarques

dn:150/315  
endpoint:A.864  
length:107.373  
material:None  
pressure\_head:150.863

OK Annuler

Figure 29 : Fenêtre d'introduction et de visualisation des caractéristiques d'une conduite.

Dialog

Lancement de la simulation eguzki

Options pour la simulation eguzki

☒ Simulation one step  
☐ Simulation multistep

Ordre de priorité pour les centrales

heatingplan\_1

Paramétrage de la centrale

Gestion hydraulique: [v]  
Consigne pression [bar]: 0.0  
Consigne débit [m³/h]: 0.0

Paramétrage du réseau pour les simulations one step

Température aller réseau [°C]: 90.0

Afficher les erreurs: ☐  
Afficher la sous-station avec la plus grande perte de charge: ☐

OK Annuler

Figure 30 : Fenêtre présentant différents paramètres essentiels à la définition d'un scénario de simulation.



## 5 Conclusions et résumé

Les activités se sont déroulées conformément au planning, à l'exception de la numérisation du cas d'étude de la SATOM qui s'est avérée plus compliquée que prévue (Activité A2). En effet, l'obtention des informations détaillées sur le tracé et les propriétés physiques des conduites a demandé des efforts importants de coordination et de communication avec le bureau d'ingénieurs conseil qui a planifié l'ouvrage. En l'absence des données géométriques et physiques sur l'ensemble du tracé du CAD de la SATOM, une numérisation des cas d'études de Broc et de Verbier a été réalisée pour avancer dans les autres activités. Une transposition des méthodes développées (Activités A3, A5 et A6) au cas d'étude de la SATOM a été initiée rapidement et a fait l'objet d'une analyse de scénarios pour l'activité A9.

Les simulations physiques des cas d'études de Broc et de Verbier donnent des résultats satisfaisants. Toutefois une validation plus approfondie avec la présence de plusieurs centrales de chauffe sur Verbier a été réalisée avant d'aller plus en avant avec le « machine learning ». D'autre part, la possibilité de valider le logiciel de simulation avec une procédure de test standard définie internationalement (DESTEST) a permis de faire totalement confiance aux différents éléments de calculs hydrauliques et thermiques. Les calculs thermiques ont en outre été dynamisés tout en réduisant les pas de temps. On arrive ainsi à une étape charnière, avec un premier solveur physique qui donne des résultats satisfaisants sur des réseaux complexes maillés avec une ou plusieurs centrales de chauffe, et qui sert à tester différents scénarios pour différents cas d'études.

Les premiers essais de la simulation des réseaux de chauffage à distance par réseaux de neurones donnent des résultats encourageants pour la simulation hydraulique avec des réseaux de neurones basés sur les graphes et, pour la simulation thermique, avec des réseaux de neurones récurrents. Pour une topologie fixe de réseau de chauffage à distance, la simulation par réseaux de neurones donne des résultats satisfaisants permettant une optimisation des paramètres de contrôle des centrales de chauffe. En revanche, pour une topologie variable des travaux supplémentaires sont encore nécessaires pour réduire suffisamment l'erreur afin que la simulation soit utile dans un contexte d'extension des réseaux de chauffage à distance. Cette piste sera approfondie dans le cadre du doctorat EPFL de Roberto Boghetti qui s'étend sur une année supplémentaire après la fin de ce projet. En utilisant une décomposition des réseaux CAD en cycles et en utilisant un principe de superposition des solutions avec des nœuds virtuels, de bonnes chances existent pour aboutir à des résultats intéressants : Il vaut donc la peine d'investir plus de temps de recherche afin de parvenir à réduire considérablement le temps de simulation pour l'analyse d'extensions de réseaux CAD.

En outre, de manière tout à fait générale, on peut affirmer que le projet eguzki a permis des échanges nombreux et fructueux entre les exploitants et les personnes du métier. Au travers de conférences et d'exposés, notamment avec RETS, il a permis d'illustrer la nécessité de simuler les réseaux CAD, si bien qu'aujourd'hui tous les exploitants de grande importance le font.

Le développement du logiciel eguzki a également mis en lumière les disparités entre les bureaux d'ingénieurs et les exploitants dans le stockage et la gestion des données des réseaux de chaleur. Les données disponibles sur les réseaux sont stockées dans des formats différents et avec une description plus ou moins précise des caractéristiques des éléments du réseau. Une difficulté rencontrée a donc été de mettre en place une structure de données communes pour tous les utilisateurs afin de permettre l'interconnexion des données. Cette standardisation devrait être réalisée au niveau de l'interprofession notamment au travers de l'association RETS (réseaux thermiques suisses).



Le logiciel eguzki a été utilisé de manière intensive dans le cadre de projets de développement de réseaux CAD, notamment dans le cadre du développement du réseau CAD dans le Chablais, projet piloté par Satom SA. Le logiciel a permis de rapidement analyser et évaluer des variantes de réseaux complexes présentant plusieurs bouclages et productions de chaleur décentralisées. Ces analyses ont permis de maximiser l'utilisation des infrastructures existantes et d'optimiser le diamètre des nouvelles conduites. Les données de simulation ont permis de réaliser des analyses technico-financières intéressantes avec la conséquence de baser la décision uniquement sur des critères objectifs.

Pour ce qui est de l'optimisation des infrastructures existantes, le logiciel eguzki a permis de prioriser les interventions sur les sous-stations problématiques en analysant l'impact de ces dernières sur les températures retour et les débits du réseau dans sa globalité. Il a également rendu possible l'analyse du fonctionnement des pompes actuelles et le dimensionnement des futures pompes de distribution. Il a également contribué à la définition de la régulation optimale de la température départ du réseau et de la cascade de pompes pour maximiser l'efficacité du réseau.

Le logiciel a démontré sa simplicité de prise en main, sa précision et son adéquation avec les besoins du terrain ainsi que sa surprenante rapidité de calcul. En outre, il ouvre les portes au prédictif par l'utilisation de données météo, qu'elles soient prévisionnelles ou mesurées in situ. En effet, lors de ce projet, une année de consommation du réseau SATOM SA a été simulée avec les données de la station météo montée sur site et l'on a pu démontrer l'adéquation à quelques % entre les données simulées et les données mesurées. Cela ouvre la porte pour faire passer la gestion d'un réseau d'un régime réactif à un régime anticipatif.

Avec la multiplication des sources de chaleur, la diversité de production et le développement continu des réseaux de chaleur à distance, le modèle traditionnel du réseau CAD avec une centrale et un réseau ramifié évolue progressivement vers un modèle multi-centrale et avec des réseaux bouclés. Cette évolution nécessite de nouveaux outils et méthode de calculs pour appréhender les nouveaux défis liés à ce type de réseau. Le logiciel eguzki participe à cette évolution.

## 6 Aperçu et mise en œuvre prochaine

D'un point de vue scientifique, une évolution logique du projet serait d'améliorer le solveur de calcul eguzki pour qu'il puisse travailler avec des réseaux plus complexes. La structure modulaire du code de PyDHN qui a été proposée permet de rajouter des éléments tels que des stockages journaliers ou saisonniers en différents points du réseau. Ces ressources de stockage permettraient d'écarter les pics de production injectés dans le réseau en différents points et d'optimiser la régulation de l'ensemble. Il serait également pertinent d'envisager la simulation des réseaux de 5<sup>e</sup> génération, intégrant des productions de chaleur à l'aide de pompes à chaleur décentralisées, ainsi que des réseaux de 6<sup>e</sup> génération utilisant le CO<sub>2</sub> comme fluide caloporteur. Les changements de phase dans la simulation des réseaux CAD de 6<sup>e</sup> génération sont particulièrement complexes à modéliser et représentent un défi important. En parallèle, la recherche en intelligence artificielle devrait se concentrer sur la généralisation des algorithmes de simulation par réseaux de neurones, en particulier pour les extensions de réseaux CAD, ce qui implique d'avoir des nœuds supplémentaires et donc une représentation équivalente pour les réseaux de neurones qui doit être adaptative.



En ce qui concerne l'utilisation d'eguzki par les exploitants de réseaux de chaleur, un travail sur l'interface utilisateur visant à le rendre plus intuitif et plus facile d'emploi serait sans doute très utile. D'autre part, des fonctionnalités nouvelles pourraient faire d'eguzki un outil participant à planification énergétique territoriale : Interconnectivité avec d'autres systèmes de gestion énergétique à l'échelle de la ville, création de fonctions d'aide à la détermination des tracés optimaux en matière d'extension de réseaux, etc.

Enfin, des discussions sont en cours concernant une prochaine commercialisation du logiciel impliquant, entre autres, les partenaires acteurs du projet. [www.eguzki.ch](http://www.eguzki.ch)

## 7 Coopération nationale et internationale

Une coopération internationale a été établie avec le Prof. Behzad Najafi du Politecnico di Milano (Italie). L'étudiant-doctorant Marco Tognoli en fin de thèse a passé 3 mois à l'IDIAP pour partager son expérience dans le « machine learning » appliqué à 3 éléments : les centrales de chauffages, les pertes du réseau et les besoins des bâtiments. La caractéristique de l'approche italienne est basée uniquement sur des mesures dans le cas d'étude du campus « Leonardo » à Milan. Bien que la portée de généralisation de leur modèle soit particulièrement limitée, les approches utilisées restent intéressantes. Le Dr Jérôme Kämpf a participé à la défense de thèse de Marco Tognoli en qualité de co-directeur de thèse (Tognoli, 2022).

Ces approches ont été approfondies par une évolution du modèle prédictif des besoins des bâtiments (décrit dans l'Activité A6) par des méthodes de « machine learning en pipelines », et ont fait l'objet d'une publication de conférence conjointe avec le Politecnico di Milano (Tognoli et al., 2023) .

L'équipe de projet IDIAP a en outre pu rejoindre l'Annexe EBC 84 de l'IEA (<https://annex84.iea-ebc.org>) qui travaille sur le « Demand Management of Buildings in Thermal Networks », et a participé activement à la Sub-Task C « Methods and Tools » pour présenter les outils de simulation des réseaux de chauffage à distance développés dans le cadre de ce projet eguzki. Le Dr Jérôme Kämpf a participé au 5<sup>e</sup> meeting de l'Annexe 84 à Berlin du 23 au 24 novembre 2023, et Roberto Boghetti au 6<sup>e</sup> meeting à Graz du 8 au 9 avril 2024.

## 8 Publications

Boghetti, R., Kämpf, J.H., 2024. Verification of an open-source Python library for the simulation of district heating networks with complex topologies. Energy 290, 130169.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130169>

Boghetti, R., Kämpf, J.H., 2023. A benchmark for the simulation of meshed district heating networks based on anonymised monitoring data. J. Phys. Conf. Ser. 2600, 022008.  
<https://doi.org/10.1088/1742-6596/2600/2/022008>



Boggetti, R., Peronato, G., Kämpf, J., 2023. Verification of PyDHN - a Python library for the thermo-hydraulic simulation of district heating networks - through the DESTEST, in: Proceedings of Building Simulation 2023: 18th Conference of IBPSA, Building Simulation. IBPSA, Bruges, Belgium, pp. 3062–3069. <https://doi.org/10.26868/25222708.2023.1592>

Tognoli, M., 2022. Physical/data-driven dynamic modelling of fire-tube boilers and demand prediction aiming at adaptive optimization of the supply set-point condition (PhD). Politecnico di Milano, Milano

Tognoli, M., Peronato, G., Kaempf, J.H., 2023. A Machine Learning Model for the Prediction of Building Hourly Heating Demand from CityGML Files: Training Workflow and Deployment as an API, in: Proceedings of Building Simulation 2023: 18th Conference of IBPSA, Building Simulation. IBPSA, Bruges, Belgium, pp. 2932–2939. <https://doi.org/10.26868/25222708.2023.1570>



## 9 Annexes

### 9.1 Structure de la base de données d'un réseau de chaleur

- Contracteur :                      Lieu :
- Nom du réseau :                      Personne de référence :

#### Données de niveau 1

##### Indispensables pour lancer une simulation de base

- **Format** : DXF/DWG/SHAPE/CSV
- Points GPS (géométrie de type point, relevés X ; Y du géomètre) ;
- Conduites avec informations (géométrie de type ligne, DN hydraulique et diamètre externe isolation ou type d'isolation, constructeur, rigide ou flexible) ;
- Sous-stations à jour (géométrie de type polygone "empreinte au sol" des bâtiments raccordés, liste avec nr. identifiant du contracteur lié à un/plusieurs nr. EGID ou l'adresse, puissance souscrite) ;
- Centrale/-s de chauffe (géométrie de type polygone "empreinte au sol", nr. EGID ou l'adresse).

#### Données de niveau 2

##### Pour améliorer la compréhension du réseau, faciliter la digitalisation, améliorer la précision des résultats simulés

- Points GPS (relevés Z du géomètre) -> DXF/DWG/SHAPE/CSV ;
- Positions des réductions de DN -> DXF/DWG/SHAPE/CSV ;
- Cadastre à jour -> DXF/DWG/SHAPE ;
- Sous-stations (position X ; Y de l'EGID) -> DXF/DWG/SHAPE/CSV.
- En absence de la valeur KVS des sous-stations, une fonction permettra de l'estimer en fonction de la puissance souscrite et de la perte de charge liée à la sous-station ;
- Longueur linéaire conduites primaires au sein du bâtiment (après introduction jusqu'à l'échangeur) ;
- Sous-stations : date mise en service, puissance installée, énergie consommée annuellement ;
- Filtres installés ;
- Pompes installées.



### **Données de niveau 3**

- Centrale : installations (nr. chaudières/combustible, puissance installée, accumulateur avec volume) ;
- Delta T aux sous-stations ;
- Asservissement des vannes ;
- Type de capteurs de pression et points de prise de mesure sur le réseau/sous-stations/centrale ;
- Sondes de température sur le réseau, terrain ;
- Valeurs historiques du compteur de chaleur réinitialisé périodiquement ;
- Fonctionnement MCR sous-stations et à la centrale.





## 9.2 Action corrective 1 : Optimisation des températures, débits et pressions du réseau & Utilisation du réseau comme accumulateur pour les pics de demande

### 9.2.1 Introduction

Dans le cadre de l'exploitation du réseau, SATOM SA modifie la température de départ du CAD en fonction de la température extérieure. La température de départ du CAD peut varier entre 95°C et 75°C en fonction de la température extérieure. Cette variation de la température de départ du CAD a une incidence directe sur le fonctionnement des pompes de distribution, car l'abaissement de la température de départ du réseau augmente proportionnellement le débit dans le réseau.

La diminution de la température aller du réseau permet de diminuer les pertes thermiques engendrées par une température trop élevée et une vitesse trop faible dans les conduites. Cependant, cela produit une augmentation de la consommation électrique des pompes. Il est donc important d'analyser les coûts de pompage en fonction des coûts liés aux pertes de chaleur sur le réseau pour trouver le fonctionnement optimal. Cet équilibre entre la consommation électrique des pompes et les coûts liés aux pertes de chaleur devient particulièrement important de nos jours avec l'augmentation des tarifs électriques.

Pour limiter l'impact des pics de demande le matin lors de la remise en fonction des chauffages dans les bâtiments, il est également envisageable d'utiliser le réseau comme accumulateur en augmentant la température du réseau durant une période précédente le pic de demande.

### 9.2.2 Actuel SATOM

Actuellement la température aller sur le réseau de la SATOM est régulée en fonction de la température extérieure. Entre 12°C et -8°C, la température du réseau varie entre 75°C et 90°C. De plus, la SATOM a introduit une régulation de la température en fonction de l'heure de la journée. Entre 2h30 et 6h30 du matin, ainsi qu'entre 15h30 et 18h30, la température du réseau varie de 75°C à 98°C.

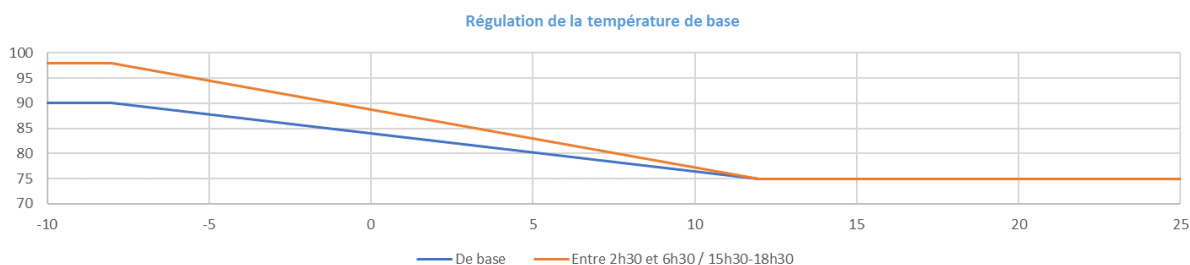


Figure 31 : Régulation de la température de départ du CAD en fonction de la température extérieure

La modification de la température de départ du CAD a une influence directe sur le débit dans le réseau, car la température de retour du réseau reste la même, cette dernière étant régulée par les régulations dans les sous-stations. La variation du débit en fonction de la variation du delta de température peut être définie selon la relation suivante :



$$Q_2 = Q_1 \cdot \left( \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)$$

De fait, en utilisant les lois de similitude, on peut donc en conclure que la puissance des pompes est corrélée au delta de température selon la relation suivante :

$$P_2 = P_1 \cdot \left( \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)^3$$

Pour diminuer la consommation électrique des pompes, il est donc conseillé de conserver un delta de température aussi grand que possible. Cependant, une température aller élevée entraine également une augmentation des pertes thermiques par convection. Le calcul des pertes thermiques sur le réseau ne peut pas se faire aussi facilement que cela et nécessite un logiciel spécialisé, comme eguzki, pour être réalisé.

Dans le cadre de la présente analyse, il a été convenu avec SATOM SA que les prix d'achat des énergies sont les suivants :

- Prix de l'électricité : 25 cts/kWh ;
- Prix de la chaleur : 6 cts/kWh.

### 9.2.3 Simulation eguzki

Comme décrit plus haut, la régulation mise en place par la SATOM est double. D'une part la température de départ du réseau est abaissée en fonction de la température extérieure et d'autre part, la température est augmentée durant certaines périodes de la journée pour essayer de lisser les pointes de puissance sur le réseau.

Le logiciel eguzki a donc été utilisé pour réaliser les calculs de pertes thermiques du réseau en fonction des températures de départ pour différentes puissances de charge sur le réseau.

En prenant en compte la régulation actuelle du CAD, les pertes thermiques du réseau représentent environ 8 GWh/an, soit environ 10% de l'énergie totale du réseau. Cela représente une perte financière annuelle d'environ 480'000 CHF. La consommation électrique des pompes est d'environ 820 MWh/an, soit un coût financier d'environ 205'000 CHF/an. Les coûts totaux annuels sont donc d'environ 685'000 CHF/an dans la configuration actuelle.

En modifiant la température de départ pour conserver une température de départ de 95°C constante sur l'année, on obtient des pertes thermiques d'environ 8.7 GWh/an, soit environ 522'000 CHF/an pour une consommation électrique des pompes d'environ 230 MWh/an, soit 57'500 CHF/an. Dans cette configuration les coûts totaux annuels sont donc d'environ 579'500 CHF/an. L'économie totale annuelle est donc d'environ 105'500 CHF/an.

En réalisant une régulation de la température de départ non pas progressive comme actuellement, mais en mettant une température de basculement, soit une température de 95°C pour une température extérieure de 14°C et une température de 75°C pour une température extérieure supérieure à 14°C, cela permet d'obtenir une économie d'environ 60'000 CHF/an.



#### 9.2.4 ANALYSE DES RÉSULTATS

Comme le montre les simulations réalisées avec le logiciel eguzki, il est préférable d'un point de vue financier de conserver une température de départ du CAD aussi haute que possible toute l'année. Les pertes thermiques augmentent, mais nettement moins rapidement que les coûts de consommation électrique des pompes de distribution du réseau.

La gestion de la température de départ du réseau de chauffage à distance en fonction de la température a une incidence financière uniquement si le coût de l'électricité est très bas, comme c'était le cas par le passé. Aujourd'hui, avec des prix électriques relativement élevés, il est préférable de "perdre" de la chaleur au travers du réseau que de consommer de l'électricité pour faire fonctionner les pompes.

Comme le montre les résultats des simulations, réaliser une accumulation de chaleur avec les conduites du réseau pour couvrir les pointes du réseau n'est pas non plus optimal étant donné que cela revient à diminuer la température de départ du réseau en dehors des heures de pointes, ce qui provoque directement une augmentation des coûts par rapport à une stabilisation de la température de départ aussi haute que possible.

#### 9.2.5 CONCLUSION DE L'ACTION

L'action a permis de démontrer grâce aux simulations d'eguzki qu'aujourd'hui il n'est plus aussi intéressant de modifier la température de départ du réseau de chauffage à distance de SATOM SA en fonction de la température extérieure pour diminuer les pertes thermiques. En effet, ce qui compte le plus aujourd'hui, pour l'optimisation des coûts d'exploitation, est la consommation électrique liée au fonctionnement des pompes de distribution du réseau. La consommation est directement liée à la différence du cube des débits, ce qui induit mathématiquement un avantage à garder un delta de température aussi élevé que possible sur le réseau pour diminuer les coûts de pompage. Le but final en soit est de trouver l'optimum financier entre la consommation électrique des pompes et les déperditions thermiques, tout cela corrélé avec les investissements. Finalement il s'agit de trouver l'optimum entre le CAPEX et L'OPEX sur 50 ans avec des scénarios plausibles.

Compte tenu du coût d'achat modéré de l'énergie thermique et du coût relativement élevé de l'énergie électrique, il est donc conseillé de modifier la régulation du réseau pour rester à une température de départ de 95°C constante sur l'année. Une diminution de la température à 75°C peut être envisagée durant la période. En partant du principe que la température est descendue directement à 75°C à partir de 14°C extérieure, l'économie financière reste d'environ 60'000 CHF/an.

#### 9.2.6 APPORT D'EGUZKI

Le logiciel eguzki a permis de rapidement réaliser les simulations nécessaires pour calculer les pertes thermiques sur l'ensemble du réseau en fonction des conditions de régulation de la température de départ. La réalisation de ces simulations a permis de mettre en évidence des conclusions qui ne sont pas nécessairement intuitives au premier abord. En effet, il est communément admis qu'il est préférable de baisser la température de départ des réseaux de chauffage à distance en fonction de la température extérieure afin de limiter les pertes thermiques et donc les coûts financiers y relatifs.



Cependant, comme le montre les résultats des simulations, dans le cas du réseau de SATOM SA, avec des coûts d'achat de l'énergie thermique relativement bas, 6 cts/kWh, et des coûts d'achat électriques relativement élevés, 25 cts/kWh, il est financièrement préférable de conserver une température de départ élevée pour conserver un delta de température sur le réseau aussi élevé que possible.

Cette conclusion n'aurait pu être que difficilement établie sur la base de calculs manuels sur le réseau ou en prenant uniquement des approximations des pertes thermiques fournies par les fournisseurs des conduites CAD. Ces dernières ne sont valables que pour les conditions dans lesquelles elles ont été calculées et ne peuvent pas être extrapolées facilement à un fonctionnement particulier de réseau de chauffage à distance.

Le logiciel eguzki a donc permis d'estimer rapidement la plus-value d'une modification de la régulation du réseau en estimant les pertes de chaleur et les consommations électriques des pompes de distribution. Cela en fait donc un logiciel important pour l'optimisation des réseaux. Dans le cadre de la présente étude, nous avons pris des prix d'achat fixes pour les énergies, mais l'étude pourrait également prendre en compte des coûts variables en fonction de la saison et de l'heure de consommation des différentes énergies pour définir un optimum au niveau de la régulation de la température de départ et de l'effet d'accumulation dans le réseau.



## 9.3 Action corrective 2 : Modification des sous-stations qui perturbent le réseau

### 9.3.1 Introduction

Le réseau actuel de la SATOM dessert environ 420 sous-stations réparties sur le territoire de la Commune de Monthey et des communes avoisinantes. Pour permettre une production de chaleur optimale sur le réseau, il est nécessaire de maintenir les températures retour au bon niveau de température et que les demandes en chaleur des sous-stations évoluent correctement dans le temps.

Les sous-stations qui ont des températures de retour trop hautes perturbent le bon fonctionnement du réseau par un débit d'eau trop élevé, et donc une consommation électrique accrue au niveau des pompes de distribution du réseau. De plus, les températures retour des sous-stations augmentent également la température retour du réseau et diminuent donc l'efficacité de la production de chaleur.

De même les sous-stations présentant des demandes en chaleur oscillant fortement sur une courte période ne permettent pas une gestion optimale du réseau. Les fortes hausses et diminution des demandes engendrent des fluctuations au niveau du fonctionnement des pompes du réseau et au niveau de la production de chaleur.

De plus, dans le cadre des projets d'extension du réseau de chaleur sur l'ensemble du Chablais, SATOM SA a prévu l'installation de pompes à chaleur de forte puissance pour produire une partie de la chaleur nécessaire. Ces installations nécessitent des températures retour stables et des demandes de chaleur suffisamment stables pour permettre un fonctionnement optimal des PAC. Une trop forte variation des températures et/ou de la demande entraîne une diminution rapide des coefficients de performance des machines, ce qui se traduit par une augmentation importante des coûts électriques.

Il est donc important pour SATOM SA d'identifier et d'adapter autant que possible les sous-stations problématiques sur le réseau pour garantir le bon fonctionnement des installations actuelles et futures.

### 9.3.2 Actuel SATOM

Dans le cadre de l'exploitation du réseau, SATOM SA a identifié 4 sous-stations présentant des irrégularités au niveau des demandes de puissance et des températures retour. Les quatre sous-stations identifiées sont les suivantes :

- **CM1203** : Immeuble locatif, Rue de Clos Novex 1, Collombey-le-Grand. ;
- **M0739**: MCentre, Avenue de la Gare 32, Monthey ;
- **M0862**: EMS Tertianum Venise, Rue de Venise 5, Monthey ;
- **M591**: Immeuble locatif, chemin des Semilles 23, Monthey.

La sous-station CM1203 est une sous-station avec uniquement un départ pour le chauffage et un départ pour la production d'ECS. Cependant, de nombreuses plaintes ont été émises par rapport au chauffage du bâtiment et à la production d'eau chaude sanitaire.



Le propriétaire du bâtiment a remplacé la production d'eau chaude sanitaire par un nouveau boiler et a reparamétré la pompe de charge pour la production d'eau chaude sanitaire. Ces modifications ont permis de satisfaire les locataires, mais des retours trop chauds étaient toujours constatés au niveau de la sous-station de chauffage avec des températures retour aux alentours des 65°C.

La sous-station M0739 correspond à la sous-station qui permet d'alimenter le bâtiment de la Migros à Monthey. Cette sous-station, d'une puissance totale de 1.2 MW est composée de deux échangeurs avec une vanne de réglage deux voies par échangeur. Les vannes de réglages sont vieilles et ne fonctionnent plus correctement. De plus, aucune communication n'est présente entre la régulation de la sous-station CAD et la régulation de la distribution de chaleur dans le bâtiment. De fait, ni la température de départ, ni le débit depuis la sous-station CAD n'est régulé.

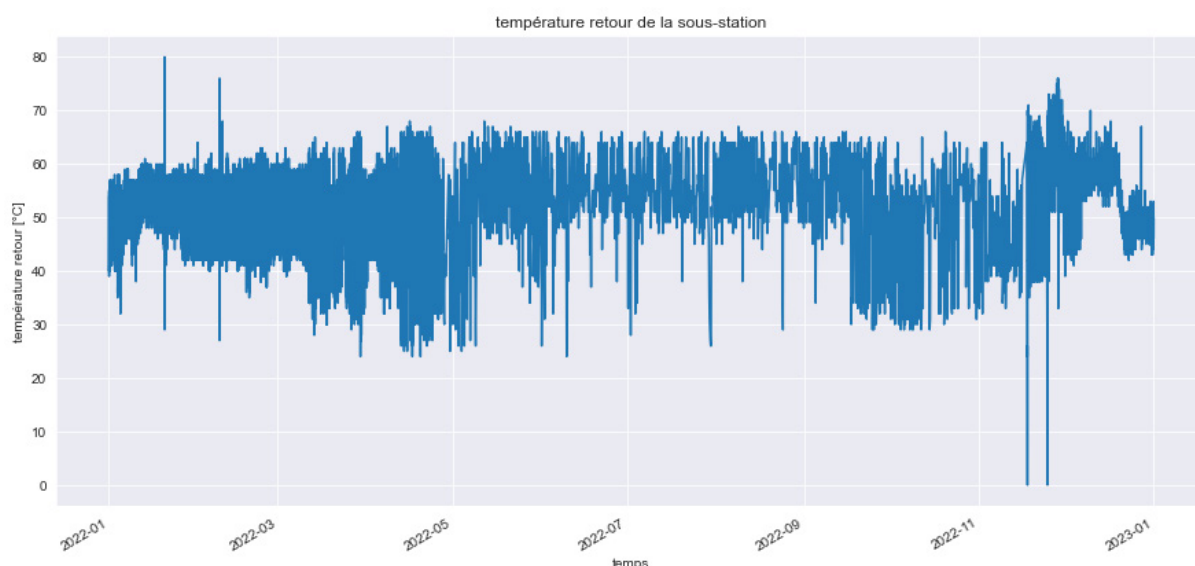


Figure 32 : Température retour de la sous-station CM1203 avant mesures correctives

L'analyse des données de fonctionnement de la sous-station a démontré que la sous-station est largement surdimensionnée par rapport aux besoins réels du bâtiment. En effet, la puissance maximale de la sous-station est de seulement 628 kW et la puissance moyenne de 127 kW. Bien que le surdimensionnement de la sous-station devrait permettre de maintenir les retours aussi froids que possible, on constate que la température retour de la sous-station est particulièrement élevée avec une température moyenne de 70°C. Le débit traversant la sous-station est également nettement supérieur au débit nominal ayant servi pour le dimensionnement de la sous-station.

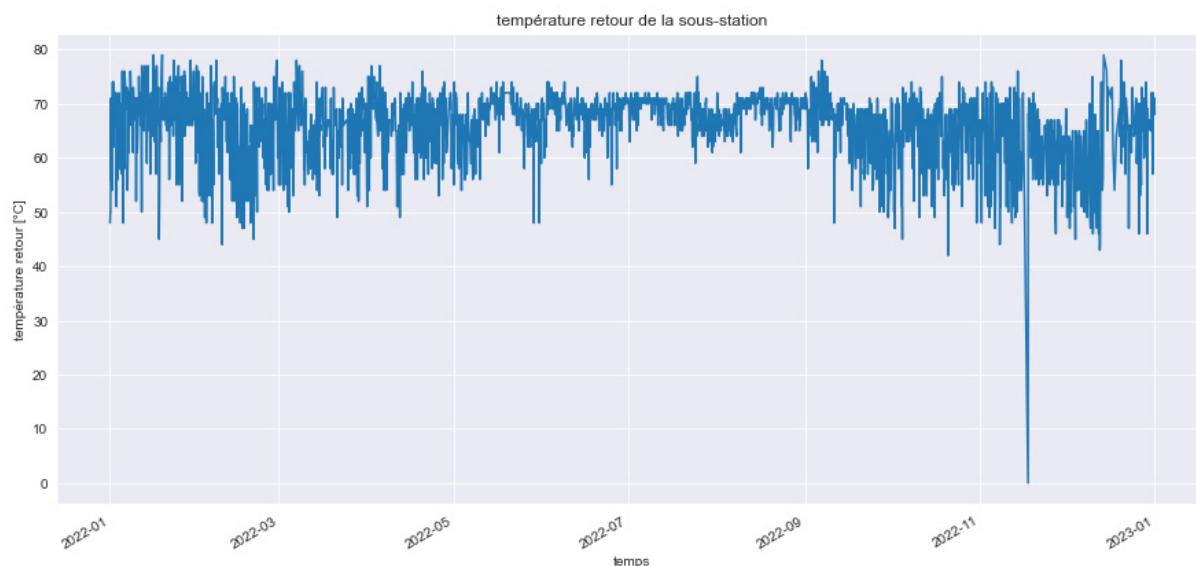


Figure 33 : Température retour de la sous-station M0739 après mesures corrective.

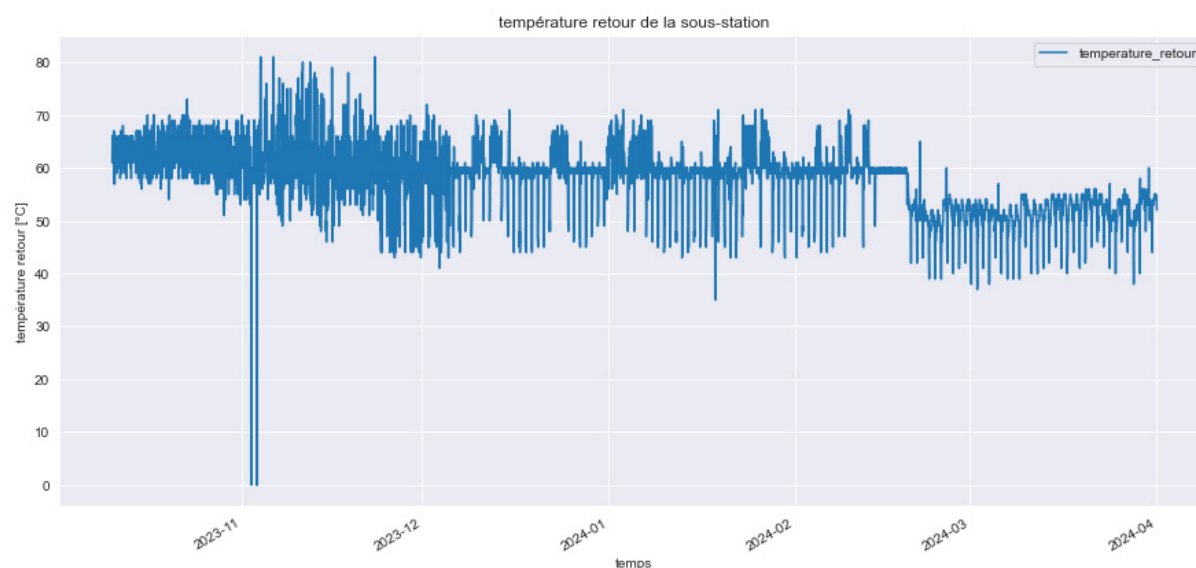


Figure 34 : Température retour de la sous-station M0739 après mesures correctives

Pour garantir un fonctionnement optimal de la sous-station, les deux vannes deux voies motorisées ont été remplacées par deux nouvelles vannes neuves. De plus, une liaison 0-10V a été installée entre la régulation de la sous-station CAD et la régulation du bâtiment pour que cette dernière puisse communiquer la consigne de température à garantir sur le réseau secondaire.

Le graphique ci-dessus montre clairement l'influence des actions correctives mises en œuvre sur la sous-station. Dans le premier tiers du graphique, on constate une variation assez forte de la température retour. Cette variation est due au fait que la liaison entre les deux régulations n'était pas encore en place



à ce moment-là. Dès la mise en service de la liaison, la température retour s'est stabilisée aux alentours des 60°C et est par la suite progressivement descendue entre 50°C et 55°C.

La sous-station M0862 alimente un EMS qui vient d'être construit et mis en service. Les températures retour au niveau de la sous-station sont trop hautes par rapport aux données de dimensionnement de la sous-station, ainsi que le débit traversant cette dernière. Les températures, principalement durant l'été, montent jusqu'à une température de 70°C, alors que la sous-station est dimensionnée pour avoir des retours à 50°C.

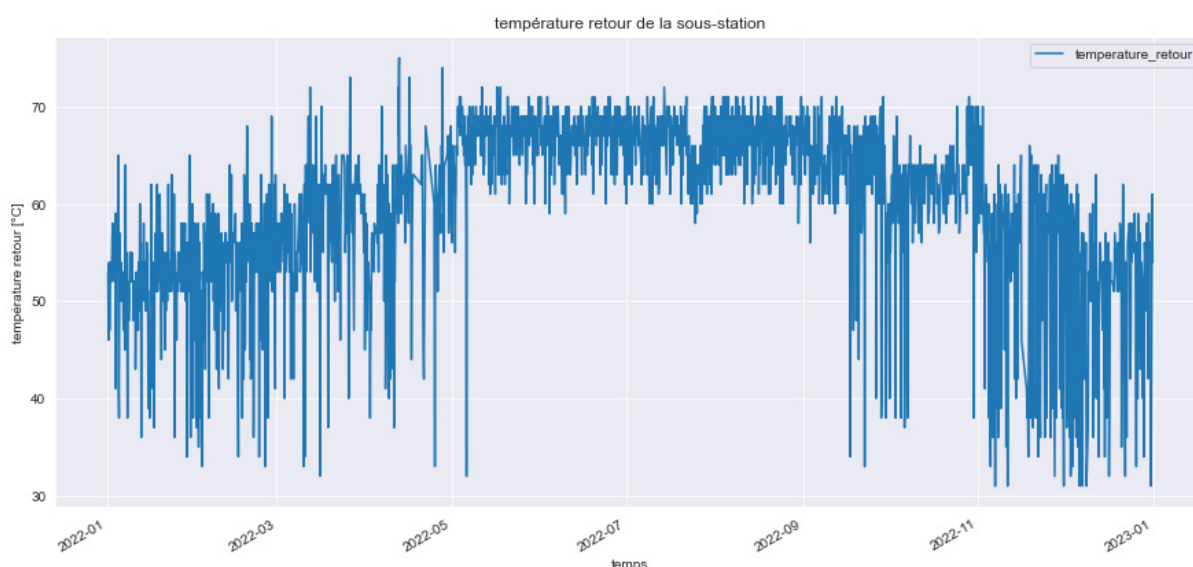


Figure 35 : Température retour de la sous-station M0862 avant les mesures correctives

Les températures retour anormalement hautes sont dues au fonctionnement du départ pour la production d'eau chaude sanitaire. La production d'eau chaude sanitaire est composée de deux boilers raccordés à des échangeurs externes. Deux pompes sont installées, une par boiler pour réaliser la charge de l'ECS. Cependant, les vitesses de fonctionnement de ces deux pompes étaient nettement trop faibles par rapport au réseau hydraulique et du coup, les températures à l'intérieur des boilers ne pouvaient pas être atteintes. La demande pour la production ECS restait donc enclenchée pendant une très longue période durant la journée et les retours au niveau de la sous-station étaient trop chauds, car la chaleur n'arrivait pas suffisamment rapidement aux boilers.



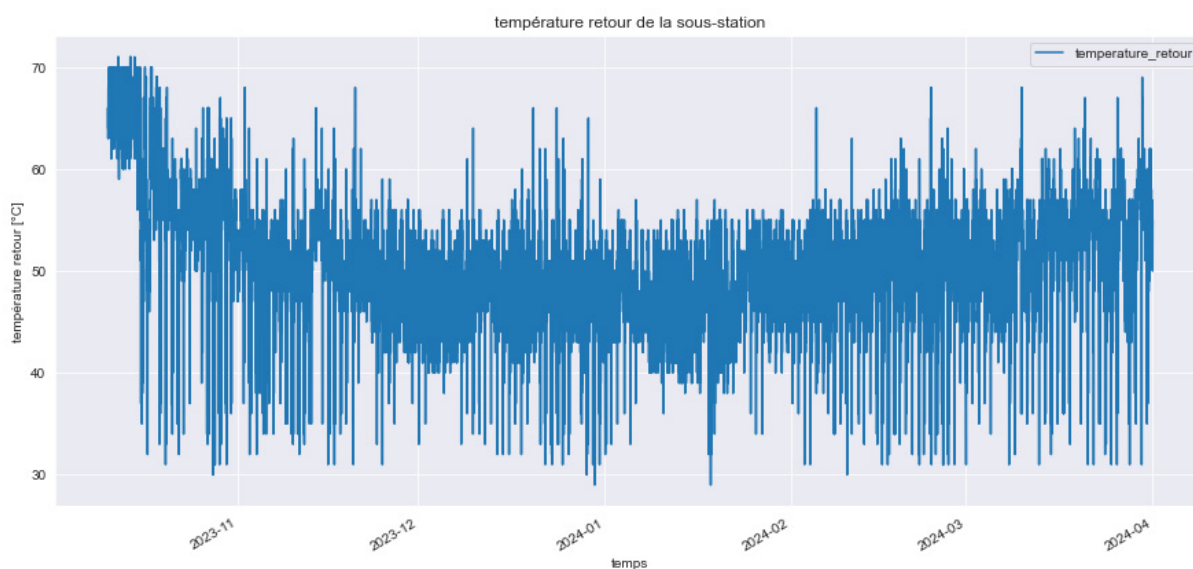


Figure 36 : Température retour de la sous-station M0862 après les mesures correctives

Pour remédier à ce problème, les débits des deux pompes de charges ont été augmentés et les consignes de température minimale et maximale au niveau de la sous-station ont été adaptées. Comme le montre le graphique ci-après, les températures retour de la sous-station sont redescendues avec une température moyenne aux alentours des 50°C.

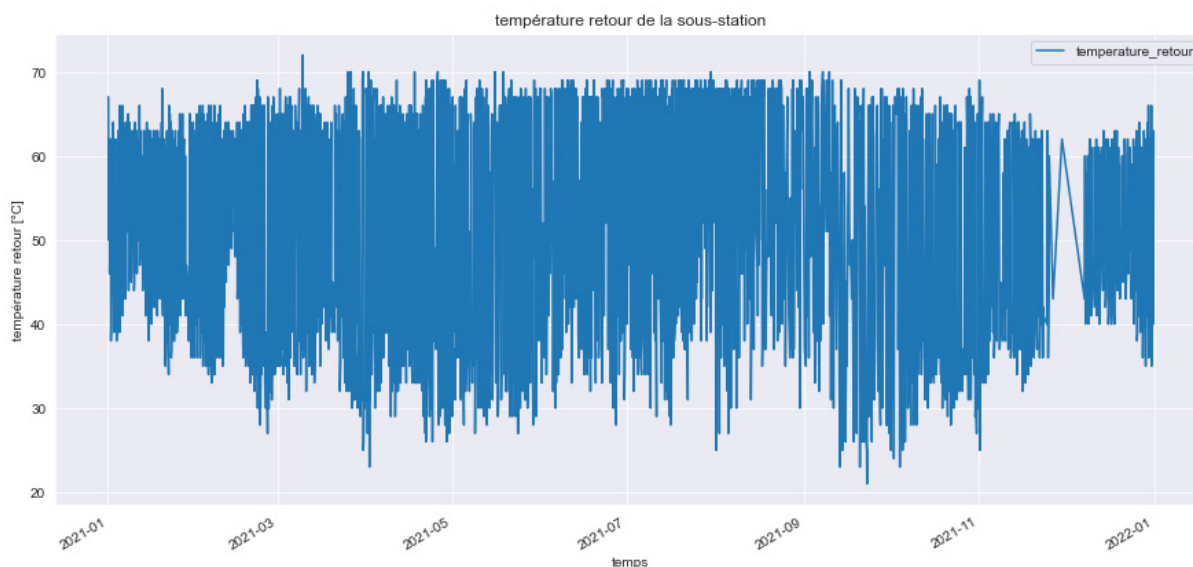


Figure 37 : Température retour de la sous-station M0862 après les mesures correctives



La sous-station M5291 présente des fluctuations importantes au niveau des débits et des températures retour sur le réseau comme le montre le graphique ci-dessous. Comme pour la sous-station M1203, la sous-station M5291 est uniquement composée d'un départ chauffage et d'un départ pour la production d'eau chaude sanitaire.

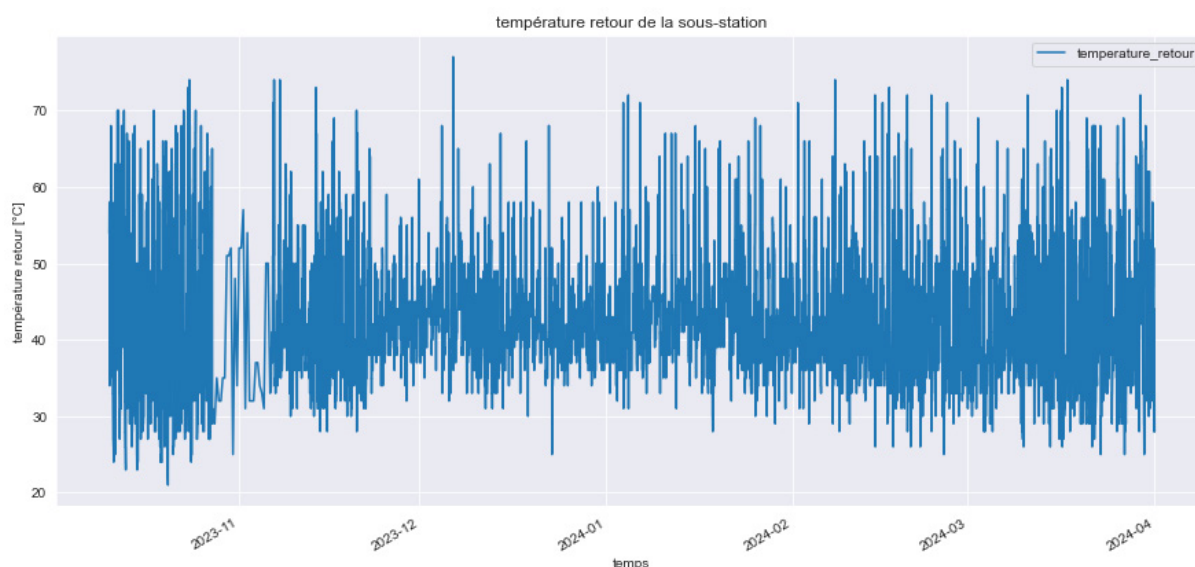


Figure 38 : Température retour de la sous-station M5291 avant les mesures correctives

La sous-station M5291 présente également la particularité d'être la plupart du temps la station la plus défavorable sur le réseau. En effet, cette sous-station est située en bout de réseau et les sondes de pression installées dans la chambre juste devant la sous-station sont régulièrement utilisées par la régulation du réseau pour régler le différentiel de pression sur les pompes du CAD.

Des réglages ont été entrepris sur la sous-station qui ont permis de diminuer la température retour, mais des pics de températures sont toujours présents durant quelques minutes lors de la production d'eau chaude sanitaire.

### 9.3.3 Simulation eguzki

Le programme eguzki n'a pas été utilisé pour découvrir les sous-stations problématiques, car les températures retour et les puissances des sous-stations sont des données d'entrées du programme. Ce dernier n'est donc pas très utile pour ce type de tâche. Seule une analyse minutieuse des données de fonctionnement des sous-stations permet de déceler les incohérences de fonctionnement. Cela peut être réalisé avec d'autres algorithmes d'IA dédiés à la détection d'anomalie dans les séries temporelles.

De plus, il est également nécessaire de mentionner que les données de fonctionnement des sous-stations ne sont relevées que toutes les 3 heures par SATOM SA. Cet intervalle de temps ne permet pas d'avoir une précision suffisante pour déceler des problèmes de fonctionnement au niveau des sous-stations. De plus, les données de toutes les sous-stations ne sont pas prises au même moment, ce qui complique d'autant plus l'analyse au niveau du réseau dans sa globalité.



Cependant, le programme eguzki peut être utilisé pour classer et prioriser les actions correctives à mener, ainsi que pour estimer l'impact des actions sur le fonctionnement global du réseau. Les simulations du réseau montrent clairement par exemple que les actions entreprises sur la sous-station CM1203 n'exercent une influence que sur une centaine de mètres de conduite. Au-delà de cette distance, les modifications de température et de débit sont masquées par le fonctionnement de toutes les autres sous-stations.

A l'inverse, les modifications entreprises sur la sous-station du MCentre ont des répercussions jusqu'à la centrale du CAD. La modification du débit et des températures sont visibles le long de toutes les conduites entre la sous-station du MCentre et la centrale comme le montre la figure ci-dessous avec en rouge les conduites présentant des modifications importantes de température en fonction des variations de température retour de la station du MCentre.



Figure 39 : Tracés influencés par le fonctionnement de la sous-station CM1203 (en rouge) La centrale de chauffe est figurée en bleue et la sous-station en jaune

Les simulations eguzki ont également permis d'estimer les économies réalisées par ces modifications au niveau de la consommation électrique des pompes. Les économies réalisées ont été estimées à environ 30'000 kWh, soit environ 3% de la consommation électriques actuelles des pompes.

#### 9.3.4 CONCLUSION DE L'ACTION

Le fonctionnement des sous-stations exerce une influence considérable sur la stabilité et le fonctionnement d'un réseau de chauffage à distance. Dès lors, il est important pour un exploitant de suivre de manière régulière le fonctionnement de l'ensemble de ces sous-stations pour déceler



rapidement les dysfonctionnements ou les situations suspectes au niveau des débits et température retour des sous-stations.

Découvrir les dysfonctionnements dans les sous-stations est une première étape, mais ensuite, il est obligatoire de prioriser les interventions et d'estimer les gains que ces dernières peuvent apporter à l'exploitation du réseau de chaleur à distance.

C'est là que le logiciel eguzki peut être aisément employé. Il permet de rapidement définir l'influence des actions sur l'exploitation du réseau et estimer les économies potentielles qu'elles peuvent engendrer.

#### 9.3.5 APPORT D'EGUZKI

Le logiciel eguzki ne permet pas de détecter les anomalies de fonctionnement des sous-stations, car les données de fonctionnement des sous-stations sont des données d'entrée du programme. Ce processus doit donc être fait manuellement ou en utilisant d'autres logiciels issus de l'IA pour la détection d'anomalies dans des suites temporelles.

Cependant, eguzki devient intéressant dans l'analyse de l'influence des dysfonctionnements sur l'ensemble du réseau et d'estimer les gains possibles en mettant en œuvre les actions correctives. Cela permet de réaliser un planning d'intervention en priorisant les actions qui présentent les plus gros gains sur la gestion du réseau.

Dans le cadre de cette action, le logiciel n'a pas été particulièrement mis à contribution dans la mesure où le principal travail est de définir les sous-stations présentant des anomalies de fonctionnement. Ces anomalies ne peuvent être détectées que par l'analyse des données issues des sous-stations (débit, températures aller / retour, puissance, etc.).



## 9.4 Action corrective 3 : Optimisation du dimensionnement d'une extension en projet & Mise en place d'un bouclage complémentaire

### 9.4.1 Introduction

Cette action corrective a été mise en place dans le cadre du développement futur du réseau de chaleur de SATOM SA sur l'ensemble du Chablais vaudois et valaisan. L'objectif est de permettre le dimensionnement d'une nouvelle artère énergétique entre le site de la SATOM et la commune de Massongex pour permettre la distribution totale de 30 MW depuis le site de la SATOM.

### 9.4.2 Actuel SATOM

SATOM SA dispose déjà d'un réseau de chaleur en direction de Massongex. Cependant, le diamètre des conduites existantes ne permet pas de faire transiter les 30 MW voulus à l'avenir. La réalisation des extensions sur le réseau existant ne doit pas non plus impacter trop fortement le différentiel de pression au niveau des pompes de distribution. En effet, le différentiel de pression au niveau des pompes ne doit pas dépasser les 10 bars sous peine d'avoir des problèmes de bruits et de vibrations et d'usures prématurés au niveau des pompes de distribution.

Dans le cadre de ce projet SATOM SA avait déjà élaboré une variante d'extension de leur côté. Cette variante a été utilisée comme situation de référence dans le cadre de la recherche d'une solution alternative optimale.

### 9.4.3 Simulation eguzki

La méthodologie mise en place pour la réalisation des simulations avec le logiciel eguzki est la suivante:

- Reprise de la variante de base de SATOM SA
- Simuler la variante de base de SATOM SA et utiliser les résultats pour l'évaluation des différentes variantes définies
- Catégoriser les conduites selon les pertes de charge linéaires admissibles
- Si nécessaire identifier les points optimaux sur le réseau pour construire des bouclages complémentaires selon :
  - o DN des conduites
  - o Vannes de sectionnement et chambres CAD
- Dessiner les bouclages ou si deuxième itération modifier les bouclages (par exemple en modifiant le DN).
- Recommencer par le point nr. 2 jusqu'à ce que les pertes de charge soient acceptées (par exemple pertes de charges linéaires admissibles max 400 Pa/m).

Toutes les variantes de tracés ont été systématiquement comparées avec la situation de départ pour évaluer les effets des modifications du tracés sur les KPI principaux du réseau. Cette méthodologie permet de réaliser une analyse multicritère sur tous les aspects importants du réseau, soit :



- Respect du différentiel de pression maximal sur les pompes de distribution du réseau
- Budget de mise en œuvre de la variante (estimation des coûts de pose des conduites)
- Pertes thermiques totale de la variante
- Energie consommée par les pompes

#### 9.4.4 Analyse des résultats

Les différentes variantes d'extension sont représentées sur la figure ci-dessous. La variante de base de SATOM SA est représentée par le tracé en jaune dans la région A. Cette variante avait pour objectif de permettre le transit de la chaleur vers les futures extensions du réseau qui sont prévues dans la zone C sur la figure.

À la suite de simulations avec le logiciel eguzki, il est apparu qu'avec l'extension prévue par SATOM SA, le réseau actuel - figuré en vert – était sous exploité en termes de capacité de transport. Cependant, le réseau actuel montrait un point faible – en termes de capacité de transit – au niveau du point D.

En supprimant l'extension prévue dans la région A et en ajoutant un nouveau bouclage dans la zone B, les simulations d'eguzki ont démontrée qu'il était possible de faire transiter toute la puissance requise tout en restant sous le différentiel de pression maximal au niveau des pompes.

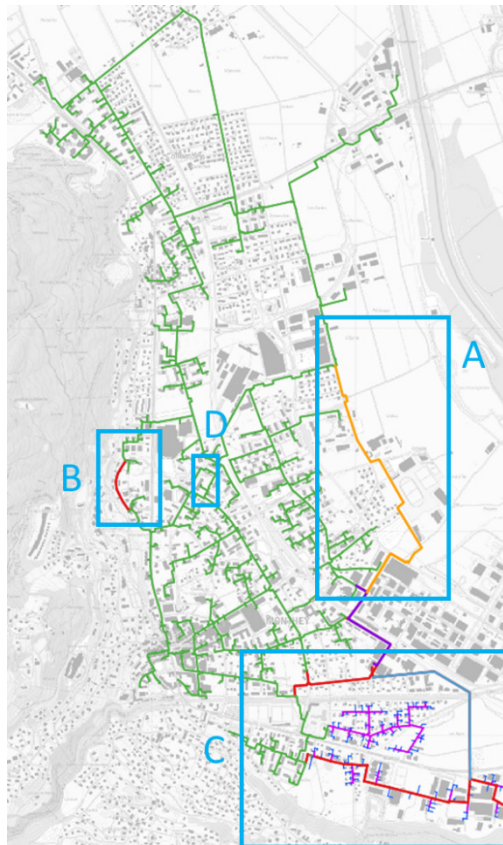


Figure 40 : Tracés prévus par SATOM SA (zone A) et extensions futurs (zone C) et nouveau bouclage (zone B).



Sur le plan économique, la variante prévue par SATOM SA nécessitait la pose d'environ 1'200 m' de conduites en DN300, soit un investissement d'environ 2.5 millions de CHF. La variante proposée nécessite uniquement la pose d'environ 300 m' de DN150, soit un investissement d'environ 450'000 CHF.

Au niveau des pertes thermiques, la variante proposée permet de diminuer d'au moins un facteur 5 les pertes thermiques totales, soit 9 kW de pertes thermiques à la place d'environ 50 kW pour la version de base de SATOM SA. En tenant compte d'une période de 50 ans d'exploitation, l'économie financière est d'environ 880'000 CHF.

#### 9.4.5 Conclusions de l'action

L'analyse de variantes a permis de mettre en évidence des alternatives particulièrement intéressantes à la première version imaginée par SATOM SA. Cette analyse a rapidement permis de mettre en évidence une solution qui permet d'une part d'utiliser le réseau actuel à son potentiel maximum et d'autre part à diminuer les coûts d'investissement de plus de 2 millions de francs. Les coûts d'exploitation sont également diminués grâce à la diminution des pertes thermiques. Sur la durée de vie théorique des conduites, cela équivaut à environ 880'000 CHF supplémentaires économisés.

#### 9.4.6 Apport d'eguzki

Le logiciel eguzki a été utilisé pour permettre de rapidement analyser les variantes possibles et les impacts de ces variantes sur les principaux KPI du projet par une comparaison avec la variante de base. En peu de temps, il a été possible de mettre en évidence une solution nettement moins coûteuse que la version de base tant sur les investissements initiaux que sur les coûts d'exploitation à long terme du réseau.

Le logiciel est donc d'une grande aide dans ce type de cas pour les ingénieurs. Il ne permet pas de remplacer le travail de réflexion et d'analyse, mais permet de rapidement obtenir les chiffres clés pour justifier ou non la poursuite d'une variante dans un projet d'extension de réseau. Ce type d'outil d'aide à la décision est particulièrement important lorsque les montants d'investissements et les coûts d'exploitation sont conséquents.

De plus, la facilité de réalisation des variantes et du comparatif des variantes permet de rapidement tester plusieurs simulations pour permettre d'obtenir une vision globale des problématiques et ainsi dégager la variante qui présente le plus d'intérêt pour une analyse plus approfondie.





## 9.5 Action corrective 4 : Remplacement pompes départ CAD

### 9.5.1 Introduction

La centrale de production actuelle de SATOM SA dispose de 5 pompes montées en parallèle. Sur ces 5 pompes, 4 pompes peuvent être enclenchées pour subvenir aux besoins du réseau et une pompe est conservée en secours en cas de défaillance d'une autre pompe.



Figure 41 : Pompes actuelles pour la distribution dans le CAD

Les pompes actuelles sont relativement vieillies et présentent des signes d'usures. Il est donc nécessaire à court – moyen terme de les remplacer. De plus, le dimensionnement des pompes a été réalisé sur la base des premiers développements du réseau. Depuis, de nombreux changements sont intervenus. De plus, des projets futurs sont à prendre en compte pour la mise en place de nouvelles pompes qui seront prévues pour les 20 prochaines années.

Dans le cadre de la présente analyse, le dimensionnement des nouvelles pompes tient compte du développement futur du réseau avec une augmentation de la puissance à 30 MW pour le réseau de chauffage à distance du centre (CAD CENTRE Alimentant Monthey et Collombey). Deux autres nouveaux groupes de départ sont prévus dans la centrale, un pour le futur réseau CAD Nord (Alimentation Aigle), également d'une puissance de 30 MW et le dernier pour le futur réseau CAD Nord 2 de 15 MW (Alimentation Ollon).

L'emplacement de la centrale sera également modifié à futur. La centrale sera entièrement reconstruite sous la nouvelle rampe d'accès camion de l'usine d'incinération. La distribution de chaleur sera également modifiée en intégrant des échangeurs de chaleur entre la production de chaleur et la distribution dans les trois groupes de départ. Actuellement, il n'existe pas de séparation hydraulique





entre la centrale et le réseau. Cette séparation hydraulique est nécessaire compte tenu des pressions au niveau de la production et de la distribution. Cette séparation hydraulique implique également le dédoublement des pompes avec un groupe de pompes spécifiquement dédié à la distribution de chaleur dans la centrale et des groupes de pompes pour assurer la distribution pour chaque départ CAD.



Figure 42 : Photo SATOM futur

## Cahier des charges

Intégrer trois groupes départ CAD avec les caractéristiques suivantes :

1. Départ CAD Centre 30 MW
2. Départ CAD Nord 1 30 MW
3. Départ CAD Nord 2 15 MW (Bidirectionnel)

Lieu d'intégration : Sous future rampe camions (Rectangle Bleu)

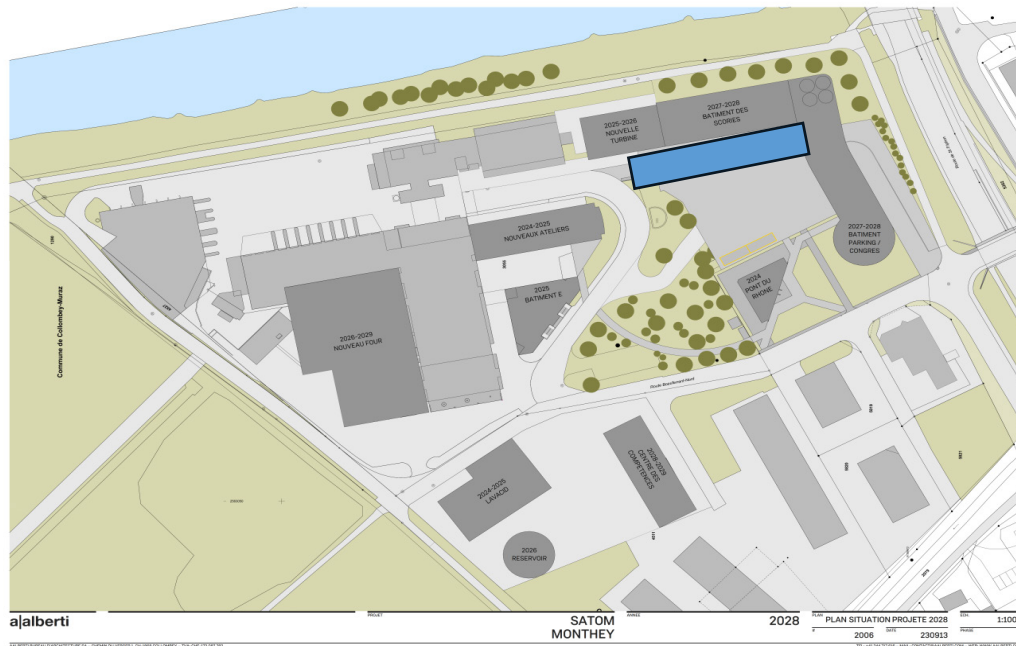


Figure 43 : Lieu d'intégration.

Espace visé : 50m x 6m x 6m

**Travail à faire par RWB :**

1. Prédimensionnement hydraulique
2. Sortie des agrégats
3. Schéma de principe
4. Conception d'une architecture modulaire
5. Edition de 3 variantes possible
6. Modèle 3D REVIT pour intégration dans maquette P&C
7. Rapport succinct du travail
8. Séance de coordination RWB et P&C

**9.5.2 Prédimensionnement – Cahier des charges de base**

<b>Collecteur SATOM</b>	
Puissance Transfert MAX	70 MW
Température aller	95 °C
Température retour	60 °C
Différentiel	35 °C
Débit	1720 m3/h

**Accumulateur**

Puissance Transfert MAX	40 MW
Volume	5000 m3
Température aller	95 °C
Température retour	60 °C
Différentiel	35 °C
Débit	983 m3/h

**Départ CAD Centre**

Directionnel	Mono
Puissance Transfert MAX	30 MW
Température aller	95 °C
Température retour	60 °C
Différentiel	35 °C
Débit	737 m3/h
Diamètre	300 mm
Vitesse	2.9 m/s
Perte de charge	160 Pa/m
Pression nominale [PN]	25 bar
Nombre groupes	6
Puissance par groupe	5 MW

**Départ CAD Nord 1**

Directionnel	Mono
Puissance Transfert MAX	30 MW
Température aller	95 °C
Température retour	60 °C
Différentiel	35 °C
Débit	737 m3/h
Diamètre	300 mm
Vitesse	2.9 m/s
Perte de charge	160 Pa/m
Pression nominale [PN]	25 bar
Nombre groupes	6
Puissance par groupe	5 MW



### Départ CAD Nord 2

Directionnel	Bi	
Puissance Transfert MAX	15	MW
Température aller	95	°C
Température retour	60	°C
Différentiel	35	°C
Débit	369	m3/h
Diamètre	250	mm
Vitesse	2.1	m/s
Perte de charge	95	Pa/m
Pression nominale [PN]	25	bar
Nombre groupes	3	
Puissance par groupe	5	MW

### 9.5.3 Echangeurs retenu – Alfa Laval

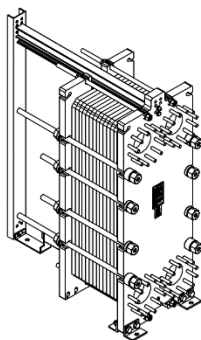


Figure 44 : Echangeur Alfa Laval



#### 9.5.4 Modélisation

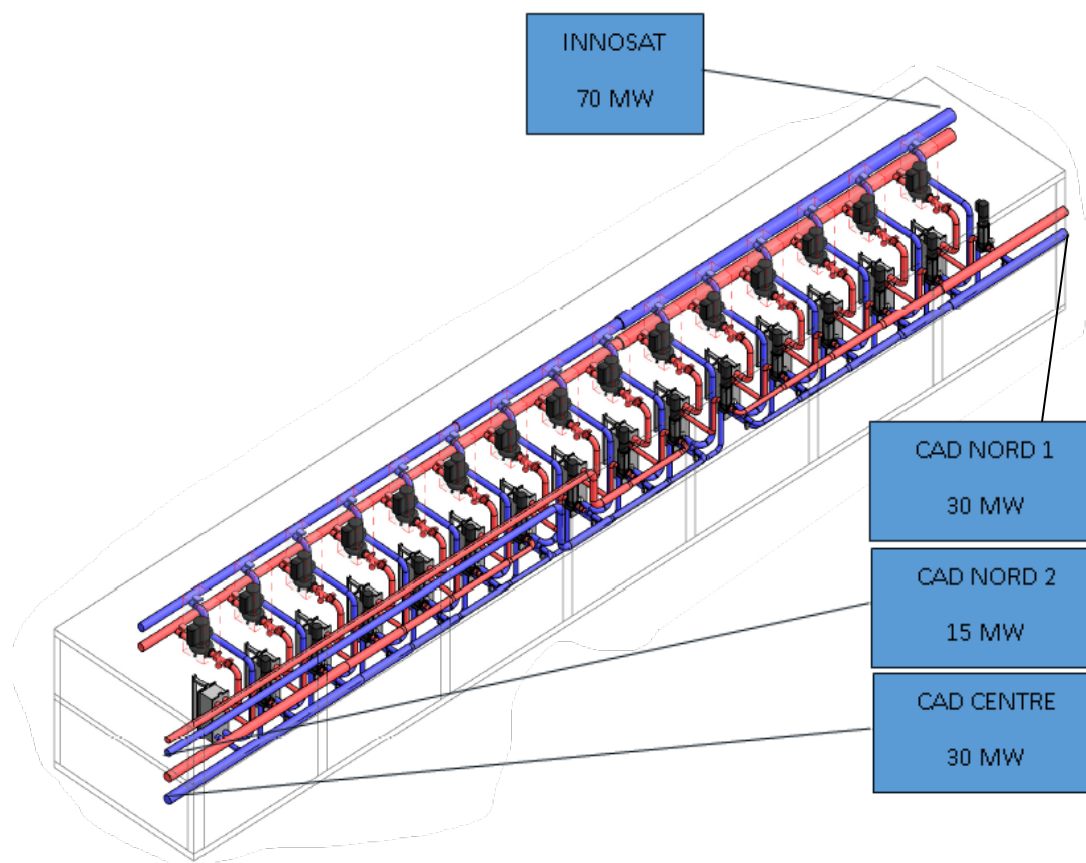


Figure 45 : Disposition du collecteur

#### 9.5.5 Actuel SATOM

Actuellement, le réseau de SATOM SA dispose de 5 pompes montées en parallèle. Le différentiel de pression fourni par les pompes est régulé en fonction d'un différentiel de pression de 0.5 bars dans la chambre la plus défavorable du réseau. Le nombre de pompes enclenchées en parallèle dépend du débit total du réseau et du différentiel de pression nécessaire.

Selon les mesures réalisées sur les pompes, on constate que les 4 pompes sont presque toujours enclenchées en parallèle. Quelques rares exceptions sont visibles sur les données avec uniquement 3 pompes enclenchées en simultanée. Dès lors, on est conscient que la consommation électrique n'est pas optimisée.

Le montage hydraulique actuel des pompes n'est pas adapté au fonctionnement réel du réseau CAD. Comme l'ont montré les données, le différentiel de pression sur les pompes ne peut pas excéder les 10 bars, alors que les pompes sont dimensionnées pour permettre une montée jusqu'à 15 bars.



Au-delà des 10 bars de pression différentielle, des problèmes de bruit, de vibration et d'usure prématuré des pompes sont visibles. Dès lors, les pompes ont été bridées à un régime inférieur au régime maximum possible. Cette restriction a un impact important sur la gestion du réseau actuel, car il limite de manière importante le fonctionnement des pompes et la puissance maximale pouvant être injectée dans le réseau.

Pour permettre une comparaison des consommations et du fonctionnement du nouveau groupe par rapport à la situation actuelle, nous nous basons sur les données de fonctionnement de 2021 de la centrale, données que nous avons extrapolées grâce à eguzki sur le futur CAD imaginé et simulé. Cette année 2021 permet d'avoir des données fiables sur le fonctionnement de la centrale sans altérations dues aux problèmes rencontrés par SATOM SA avec le fonctionnement de sa turbine. La monotone de fonctionnement du réseau est donnée dans le graphique suivant.

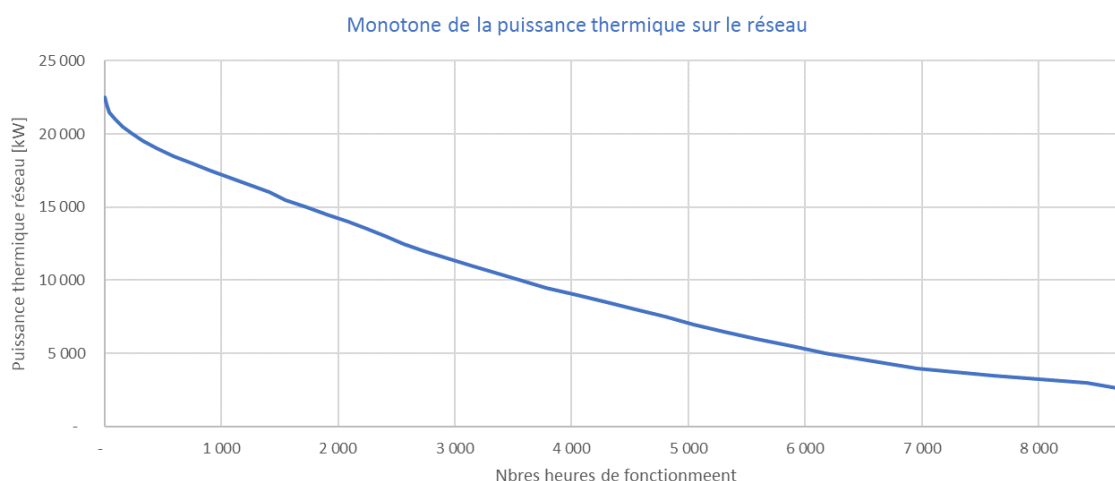


Figure 46 : Monotone de la puissance sur le réseau CAD de SATOM SA durant l'année 2021

La consommation électrique annuelle des pompes est d'environ 820'000 [kWh/an]. Cette consommation importante est en partie induite par la diminution de la température de départ du CAD en fonction de la température extérieure. Cette régulation augmente le débit du réseau avec l'augmentation de la température extérieure. Une analyse plus détaillée de ce fonctionnement est fournie dans l'action corrective n°1.

#### 9.5.6 Futur SATOM Nouveau départ CAD

Dans le cadre du projet d'extension du réseau de chaleur à distance, il est prévu que le réseau CAD Centre puisse injecter 30 MW de chaleur sur le réseau. Pour garantir la distribution de chaleur, il est prévu d'installer 6 pompes de distribution en parallèle, à la place des 5 existantes. La mise en place d'une nouvelle pompe permet une meilleure flexibilité au niveau de l'exploitation et permet de garantir une couverture de toute la plage de débit en conservant toujours une pompe en réserve. Le dimensionnement des pompes prévoit la mise en place de 6 pompes identiques.

Au niveau des conditions de fonctionnement de la future centrale, les hypothèses suivantes ont été retenues pour la présente étude pour chaque groupe de pompe avec échangeur

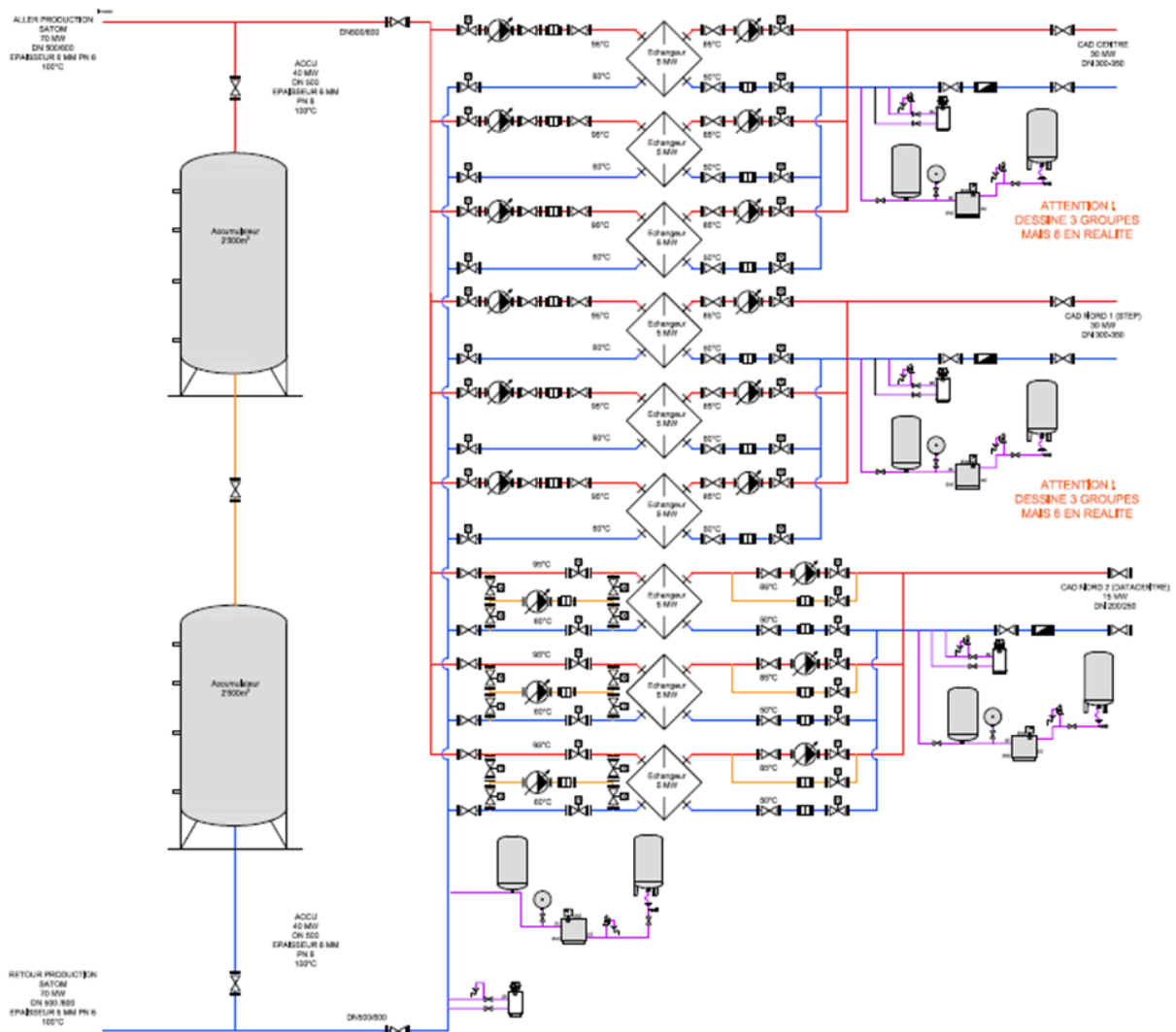


Figure 47 : Schéma de principe de la nouvelle centrale de distribution de SATOM SA.

#### Dimensionnement des pompes primaires :

- Puissance par échangeur : 5 [MW]
- Delta de température sur le réseau : 35 [K]
- Différentiel de pression : 6 mCE
- Débit hydraulique : 123 [m³/h]



### Dimensionnement des pompes secondaires

- Puissance par échangeur : 5 [MW]
- Delta de température sur le réseau : 35 [K]
- Différentiel de pression : 150 mCE
- Débit hydraulique : 123 [m<sup>3</sup>/h]

Figure 48 : Dimensionnement des pompes pour le réseau CAD Centre secondaire avec une puissance totale de 30 [MW] et l'installation de 6 pompes en parallèle.

En reprenant comme hypothèse de base du fonctionnement du réseau la monotone de puissance de 2021 présentée au paragraphe précédent, la nouvelle cascade des pompes doit être la suivante :

Pompes primaires (réseau hydraulique interne à la centrale) :

de 500 à 750m <sup>3</sup> /h	► 6 pompes
de 350 à 500m <sup>3</sup> /h	► 5 pompes
de 240 à 350m <sup>3</sup> /h	► 4 pompes
de 160 à 240m <sup>3</sup> /h	► 3 pompes
de 80 à 160m <sup>3</sup> /h	► 2 pompes
en dessous de 80m <sup>3</sup> /h	► 1 pompe

Pompes départ CAD :

de 650 à 740m<sup>3</sup>/h





Cette régulation de la cascade de pompes nous permet de calculer une consommation électrique pour les pompes départ CAD de **350'000 [kWh/an]**, soit moins de la moitié de la consommation électrique actuelle des pompes de **820'000 [kWh/an]**. Avec un prix de l'électricité à 22 [cts/kWh], cela fait une économie financière sur l'électricité d'environ 100'000 CHF. Cette économie correspond à la consommation de 900 ménages Suisses.

En projetant les consommations à futur avec une puissance totale de 30 [MW], la consommation des électriques des pompes augmentent à 647'000 kWh/an, soit une consommation en-dessous de la consommation actuelle, mais avec une puissance crête augmentée de 8 [MW] ou encore + 36[%].

En résumé, on va moins consommer d'électricité en produisant 36 % de plus.

Pour garantir une consommation électrique aussi basse que possible, il est nécessaire de conserver un delta de température sur le réseau aussi grand que possible comme le démontre l'action corrective n°1.

#### Heures de fonctionnement des pompes par rapport à la monotone thermique annuel 2021

Condition:            Consomation            106 GWh/an  
                             P max                    30 MW  
                              $\Delta T$                         35 K

	Débit min [m <sup>3</sup> /h]	Débit max [m <sup>3</sup> /h]	heures	Pmoy élec [kWél]	Conso élec [kWhél]
1 pompe	0	90	631	9	5 679
2 pompes en //	90	200	2 805	24	67 320
3 pompes en //	200	340	2 043	31	42 903
4 pompes en //	340	475	1 454	101	146 854
5 pompes en //	475	650	1 583	190	300 770
6 pompes en //	650	740	245	340	83 300

**646 826 kWhél/an**

Tableau 7 : Consommation électriques des pompes en fonction du nouveau dimensionnement des pompes et une nouvelle régulation de cascade de pompes.

#### 9.5.7 Simulation eguzki

Dans le cadre de cette action corrective, les simulations réalisées à l'aide du logiciel eguzki ont permis de définir les différentiels de pression nécessaire sur le réseau en fonction du débit total et des consommations des sous-stations. Ces simulations ont permis de valider la courbe de régulation nécessaire pour les pompes et donc de permettre de choisir les pompes les plus appropriées pour le futur réseau CAD.

Contrairement à une approche classique où la courbe de régulation est réalisée sur la base d'un ou deux points de fonctionnement du réseau (fonctionnement hivernal et/ou fonctionnement estival), la courbe de régulation a pu être réalisée sur la base de toute la gamme de puissance et les différents



scénarios de consommation sur le réseau. La mise en place de ces simulations permet de conforter les hypothèses de dimensionnement des pompes.

Les simulations réalisées par eguzki permettent de sortir les courbes pression/débit du réseau pour juxtaposer par la suite les courbes de fonctionnement des pompes pour définir le modèle de pompe le plus approprié pour garantir un fonctionnement optimal sur l'ensemble de la plage de fonctionnement du réseau.

#### 9.5.8 ANALYSE DES RÉSULTATS

Les résultats obtenus permettent d'estimer les économies de consommation électrique possibles par le remplacement des pompes actuelles par un nouveau système de distribution de chaleur. Il est donc possible d'obtenir rapidement un dimensionnement pour de nouvelles pompes sur la base des données pression / débit du réseau actuel ou futur.

##### Heures de fonctionnement des pompes par rapport à la monotone thermique annuel 2021

Condition:      Consommation                      78 GWh/an  
                         P max                                      22 MW  
                          $\Delta T$     35 K

	Débit min [m <sup>3</sup> /h]	Débit max [m <sup>3</sup> /h]	heures	Pmoy élec [kWél]	Conso élec [kWhél]
1 pompe	0	90	1 934	9	17 406
2 pompes en //	90	200	2 580	24	61 920
3 pompes en //	200	340	2 277	31	47 817
4 pompes en //	340	475	1 696	101	171 296
5 pompes en //	475	650	274	190	52 060
6 pompes en //	650	740	-	340	-

**350 499 kWhél/an**

Tableau 8 : Consommation électrique des pompes en fonction du nouveau dimensionnement des pompes et une nouvelle régulation de cascade de pompes.

#### 9.5.9 CONCLUSION DE L'ACTION

L'action a permis de recalculer un nouveau dimensionnement des pompes de distribution pour le CAD centre en tenant compte du fonctionnement actuel, mais également des développements futurs sur le réseau CAD centre.



L'action a également permis de mettre en évidence les économies financières possibles en assainissement des pompes actuelles et en redéfinissant une nouvelle cascade de régulation des pompes.

#### 9.5.10 APPORT D'EGUZZI

Le dimensionnement des pompes ne fait pas parti du cahier des charges du logiciel eguzki. Cependant, les simulations du réseau par le logiciel eguzki permettent de rapidement sortir les données de pression et de débit nécessaires pour permettre un dimensionnement fiable et précis des nouvelles pompes.

L'utilisation du logiciel eguzki permet donc de diminuer drastiquement le temps nécessaire pour calculer une courbe de régulation pour un réseau complexe bouclé comme celui de SATOM SA. De plus, il permet d'assurer le dimensionnement en permettant la réalisation d'analyse de sensibilité en fonction des variations de puissances dans les sous-stations et de températures sur le réseau. Il est donc plus facile de valider le choix des nouvelles pompes que par une analyse traditionnelle manuelle des courbes de régulation.

C'est grâce à ce logiciel que nous pouvons prouver les économies électriques sur une année et démontrer aux investisseurs qu'il est nécessaire de choisir tel ou tel scénario en connaissance de cause. Dès lors, en moins de 8 ans, les nouvelles pompes seront payées grâce aux économies d'électricité. Ce qui est rentable, car ce type de pompes à une durée de vie de 20 ans.



## 9.6 Action corrective 5 : Meilleur étapage des pompes / ajustement hystérèse

### 9.6.1 INTRODUCTION

La consommation électrique des pompes de départ CAD représente une grande part des frais d'exploitation d'un réseau de chauffage à distance. Une gestion optimale de la cascade des pompes permet de diminuer de manière significative les coûts d'exploitation du réseau.

L'objectif de cette mesure corrective est d'analyser le fonctionnement des pompes de la centrale CAD et de mettre en avant les optimisations possibles sur le fonctionnement des pompes sans remplacer les pompes actuelles. Le redimensionnement et le remplacement des pompes fait partie de la mesure corrective 4.

### 9.6.2 ACTUEL SATOM

La distribution de chaleur dans la centrale CAD est réalisée par 5 pompes identiques montées en parallèle. 4 pompes peuvent être enclenchées selon les besoins et la 5e pompe est toujours en réserve en cas de défaillance d'une pompe. La priorité du fonctionnement des pompes est modifiée à intervalle régulier pour s'assurer que toutes les pompes fonctionnent et ont approximativement le même nombre d'heures de fonctionnement.

La pression du réseau à fournir par les pompes est calculée sur la base de sondes de mesure de pression installées dans différentes chambres sur le réseau. Une pression de 0.5 bars doit être maintenue dans la chambre présentant le delta de pression le plus faible. Cette gestion de la pression permet de garantir que toutes les sous-stations soient alimentées par le CAD quel que soit la demande sur les différentes branches.



Figure 49 : Capture d'écrans de la supervision de la centrale avec les pompes à gauche et les deux échangeurs sur la vapeur à droite.

Les pompes CAD sont positionnées avant les échangeurs de chaleur sur la vapeur, ce qui implique que les pertes de charges à vaincre par les pompes comprennent également les pertes de charges des deux échangeurs de chaleur montés en série.



La centrale dispose de deux sondes de pression, la première installée après les pompes sur la conduite aller entre les pompes et les échangeurs de chaleur et la seconde installée sur la conduite retour au niveau du sous-sol de la centrale à l'emplacement des vases d'expansion. Ces deux sondes ne permettent pas de valider le delta de pression effectif au niveau des pompes compte tenu de la grande différence de hauteur entre elles. C'est pourquoi deux sondes de différentiel de pression ont été installées sur les pompes 1 et 4. Ces deux sondes de différentiel de pression permettent d'obtenir le différentiel de pression effectivement réalisée par les pompes. Un débitmètre est également installé sur la conduite principale du CAD. Ce débitmètre permet de connaître le débit total du réseau

Les valeurs montrent des caractéristiques particulières :

1.- La pression différentielle est limitée à 10 bars alors que les pompes sont dimensionnées pour 15 bars. Cette limitation de la pression différentielle a été intégrée dans la régulation, car au-delà des 10 bars, des problèmes de vitesse, de vibration et de bruit ont été constatés dans la centrale. En effet, la vitesse calculée à l'entrée des pompes est d'environ 5.1 m/s selon les caractéristiques des pompes installées. Au niveau hydraulique, un coude suivi immédiatement par une réduction avant l'entrée de la pompe – comme c'est le cas dans la centrale – engendre une augmentation des turbulences dues à une vitesse ponctuelle dans les conduites allant jusqu'à 2,5 fois la vitesse moyenne. Cette configuration peut engendrer des décollements (dépression) conduisant à la vaporisation du fluide caloporteur.

2.- Les données actuellement disponibles ne couvrent pas encore la saison estivale. Le fonctionnement exact durant cette saison n'est donc pas encore connu. La mise en place des sondes de mesure du différentiel de pression a demandé un certain temps pour arrêter les pompes et faire les piquages nécessaires. Les données ne seront disponibles qu'après la saison estivale de 2024.

3.- Le différentiel de pression pour un même débit varie entre 1 et 2 bars, ce qui est assez important. Ceci est principalement dû aux paramétrages des hystérèses de la régulation et la pression de mesures des sondes utilisées pour réguler le réseau.

4.- Il existe une différence entre les mesures des différentiels de pression relevés au niveau des pompes et le différentiel de pression mesuré par les deux sondes de pression installées sur la conduite aller et la conduite retour du CAD. Les mesures issues des deux sondes de pression ne sont pas précises dans la mesure où les emplacements des deux sondes sont très éloignés entre eux.



L'analyse des données montre également que la courbe actuelle de fonctionnement des pompes ne correspond pas à la courbe utilisée pour le dimensionnement des pompes. La hauteur manométrique mesurée est environ 30% plus haute que la hauteur manométrique du dimensionnement. Cette différence peut s'expliquer par des adaptations et des modifications entreprises sur le réseau.

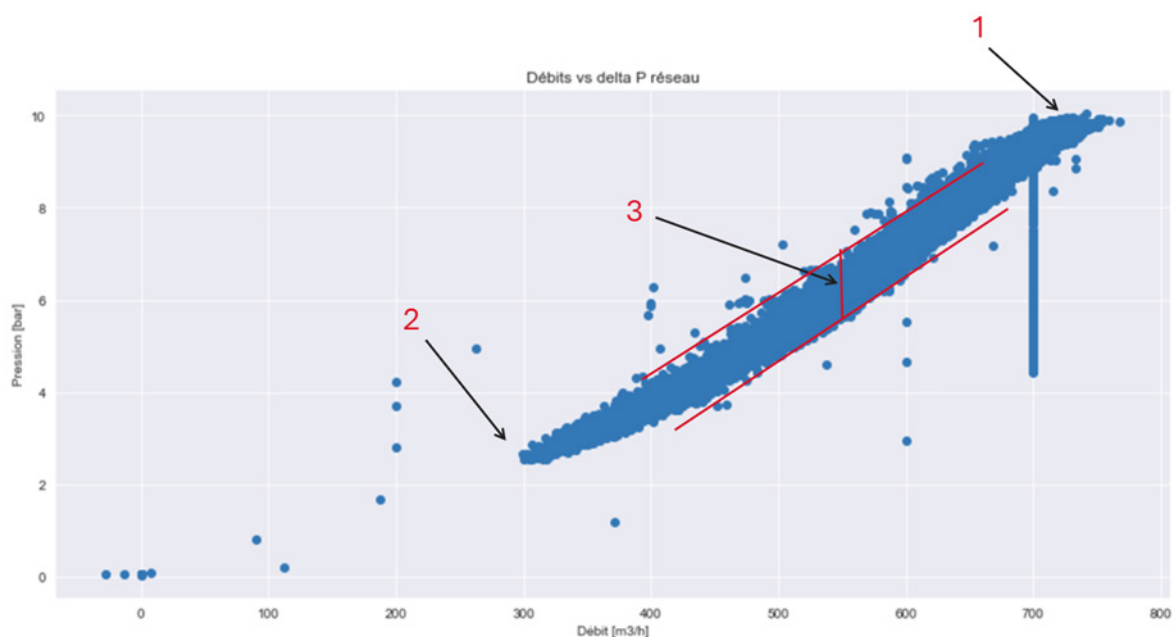


Figure 50 : Données mesurées en centrale avec débit total et différentiel de pression au niveau des pompes

Au niveau de la cascade des pompes, le régulateur enclenche ou déclenche les pompes en fonction d'un calcul d'indice. Les pompes sont enclenchées selon les priorités données à chaque pompe. Selon les données récoltées, 4 pompes fonctionnent presque toujours en parallèle durant la période hivernale.



En superposant les courbes des pompes et les données mesurées, on constate que le point de fonctionnement des pompes est toujours situé très à droite du graphique des pompes, ce qui limite fortement la possibilité de réduire le nombre de pompes en fonctionnement en parallèle.

### CPKN-S2 100-315

No. de version: 3

Pompe chimie norm. EN 22858/ISO 2858/ISO 5199

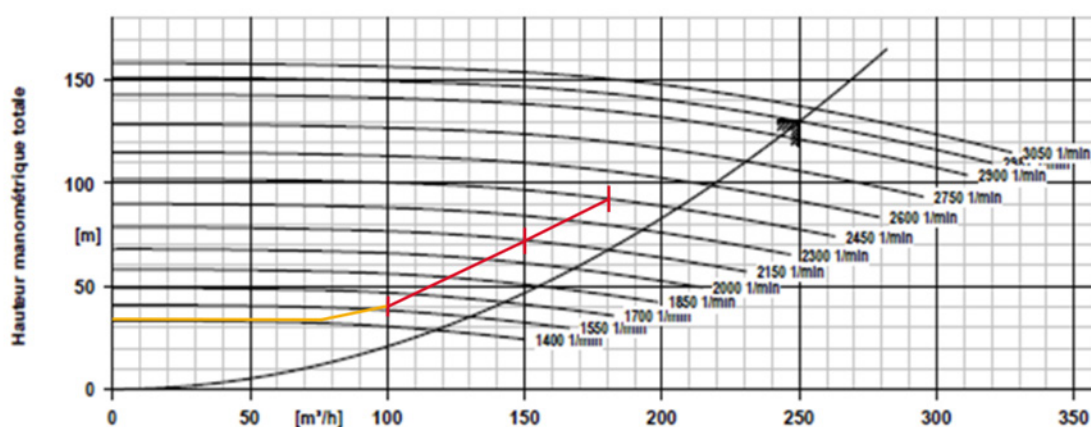


Figure 51 : Fonctionnement mesuré des pompes (en rouge; en jaune : estimation du fonctionnement en période de faible débit (qu'est-ce qui est en rouge et qu'est-ce qui est en jaune ?)) par rapport à la courbe de dimensionnement des pompes

La température de départ du CAD est également régulée en fonction de la température extérieure. La température de départ du réseau est programmée pour être à 90°C par -8°C extérieur et est progressivement descendue à 75°C par 12°C extérieur. Cette régulation de la température de départ du réseau a une incidence importante sur le fonctionnement des pompes, car le débit augmente avec l'augmentation de la température extérieure. Ce fonctionnement peut expliquer en partie le manque de données mesurées en dessous des 300 m³/h alors que les températures extérieures durant le printemps 2024 étaient relativement hautes. Cependant, ce fonctionnement doit encore être corroboré par les données mesurées durant la période estivale.

### 9.6.3 SIMULATION EGUZKI

Le logiciel eguzki a été utilisé pour simuler la courbe du réseau en fonction des demandes de chaleur. La comparaison des résultats des simulations eguzki avec les données mesurées et les données de dimensionnement des pompes démontrent plusieurs points importants :

1.- Les données de simulation établissent la même courbe de réseau que celle utilisée lors du dimensionnement des pompes. Les données utilisées lors du dimensionnement des pompes correspondent donc aux données du réseau. Cependant, les résultats d'eguzki ne tiennent pas compte des pertes de charge des échangeurs de chaleur montés en série pour récupérer la chaleur issue de la vapeur, ni des pertes de chaleur issues de la robinetterie et du dimensionnement des conduites dans la centrale. Ces pertes de charge peuvent expliquer la différence entre le différentiel mesuré sur les pompes et le différentiel de pression calculé pour le réseau.



2.- La variation de la température de départ du CAD en fonction de la température extérieure influence de manière importante le fonctionnement des pompes. Pour diminuer le nombre de pompes, il serait préférable de diminuer le débit dans le réseau.

#### 9.6.4 ANALYSE DES RESULTATS

Les données mesurées sur le fonctionnement des pompes démontrent que :

1.- La cascade des pompes actuelle fait fonctionner la grande majorité du temps 4 pompes en parallèle. L'utilisation de trois pompes ou moins durant toute la période de mesure se chiffre uniquement en dizaine d'heures. Le débit élevé dans le réseau fait que le point de fonctionnement des pompes est toujours situé très à droite du graphique de fonctionnement des pompes. De fait, la diminution du nombre de pompes impliquerait que le débit nécessaire ne peut être garanti par le fonctionnement des pompes. De plus, un fonctionnement trop à droite implique également une dégradation de l'efficacité de la pompe. Avec le fonctionnement actuel, il n'est donc pas possible d'optimiser la cascade des pompes.

2.- Bien que les pompes soient dimensionnées pour fonctionner jusqu'à un différentiel de pression de 15 bars, le différentiel de pression est limité à 10 bars à cause de problèmes de bruit et de vibration au niveau des pompes. Cet état de fait peut être uniquement corrigé par une nouvelle configuration de raccordement des pompes

3.- La diminution de la température aller du réseau a une incidence directe sur le fonctionnement des pompes et surtout sur la cascade des pompes.

4.- Les pertes de charge à l'intérieur de la centrale sont relativement élevées par rapport aux pertes de charge du réseau. Les pompes de distribution doivent vaincre les pertes de charge du réseau, mais également les pertes de chaleur des deux échangeurs de chaleur sur la vapeur, ainsi que celles de la chaudière d'appoint.

#### 9.6.5 CONCLUSION DE L'ACTION

En tenant compte de la configuration actuelle du réseau et de la centrale de distribution, il n'est pas possible de diminuer le nombre de pompes en fonctionnement simultané sans modifier le fonctionnement du CAD ou changer les pompes départ, ce qui n'est pas prévu dans le cadre de la présente action.

Les pertes de charges dans la centrale exercent une influence non négligeable sur le fonctionnement des pompes de distribution. D'après les données de simulation et les données mesurées, les pertes de charges dans la chaufferie représente un à deux bars de pression.

Le différentiel de pression sur le réseau est également limité à 10 bars compte tenu de la configuration du branchement des pompes, alors que les pompes sont dimensionnées pour permettre un différentiel de 15 bars, soit une perte de fonctionnalité de 5 bars.





#### 9.6.6 APPORT D'EGUZZI

Le logiciel eguzki permet de facilement recréer une courbe réseau et une courbe de régulation pour les pompes de distribution. Dans ce cas particulier, le logiciel a également permis de mettre en évidence les pertes de charges inhérentes à la centrale.

La création d'une courbe réseau et d'une courbe de régulation est particulièrement importante pour le dimensionnement des pompes ou l'analyse de leur fonctionnement. La création d'une telle courbe est complexe dans un grand réseau CAD, car chaque sous-station a une consommation différente selon la période et la température extérieure.

Le logiciel eguzki permet aussi de facilement recréer une courbe réseau sur la base des consommations des différentes sous-stations. Cette faculté est particulièrement intéressante sur de grands réseaux avec des profils de consommateurs variés, car elle permet de rapidement définir le différentiel et le débit nécessaire en centrale pour différents points de fonctionnement du réseau.

Sur la base de ces données, il est donc possible de recréer les courbes de fonctionnement des pompes selon les données du constructeur et analyser le fonctionnement des pompes en fonction de la vitesse de rotation des pompes et de leur efficacité générale.

Les simulations réalisées par eguzki permettent également de mieux analyser les données mesurées, ainsi que les données de dimensionnement utilisées. Dans le cas présent, on se rend compte que la courbe réseau utilisée lors du dimensionnement des pompes tient uniquement compte des pertes de charge du réseau - et que ces dernières correspondent à ce qui a été construit – mais négligeait les pertes de charges engendrées par la configuration de l'installation à l'intérieur de la centrale. Or ces dernières exercent une influence non négligeable sur le différentiel de pression total.

La réalisation des mesures sur les pompes a également permis de mettre en évidence qu'il serait intéressant d'intégrer un facteur kvs pour la centrale de chauffe pour tenir compte des pertes de charge de la chaufferie. En effet, le logiciel eguzki a été développé pour calculer les pertes de charge du réseau depuis les murs de la centrale, mais dans certains cas – comme celui de la SATOM – il serait nécessaire d'intégrer également les pertes de charge de la centrale pour garantir le bon dimensionnement des pompes.



## 9.7 Action corrective 6 : Apport des vannes de régulation dans un réseau CAD Bouclé

### 9.7.1 Introduction

Dans le cadre du réseau CAD SATOM SA pour le déploiement du réseau du CAD Chablais, la question se pose de la pertinence d'intégrer ou non des vannes de régulation dans les chambres principales où les flux principaux s'entrecroisent. Ces vannes devraient permettre de mieux gérer les débits dans les différentes branches du réseau.

En effet, cela fait plus de cinq ans que la SATOM se pose la question de la pertinence de l'intégration de tels équipements compte tenu des surcoûts importants de l'intégration de telles vannes dans un réseau de chaleur à distance :

- Coût d'achat de la vanne bien supérieur à une vanne conventionnelle
- Intégration de la motorisation progressive de la vanne, ce qui implique la mise en place de régulation dans les chambres et l'introduction électrique et MCR
- Nécessité d'installer des chambres plus grandes pour intégrer toutes les équipements annexes

L'objectif de la présente étude est donc de fournir à SATOM SA les données nécessaires pour prendre la décision d'installer ou non ce type de vanne dans les extensions prévues du CAD Chablais. La décision a non seulement un impact financier important, mais également technique, car les vannes ne pourront plus être modifiées par la suite sans réaliser un remplacement complet des vannes.

### 9.7.2 Actuel SATOM

SATOM SA ne dispose pas encore de vanne de ce type sur son réseau actuel. Dans le cadre de l'extension du réseau, il est cependant prévu d'en installer plusieurs sur différentes branches du futur réseau. Dans le cadre de la présente étude, nous nous sommes focalisés sur 4 chambres prévus sur la branche alimentant la commune d'Aigle. Le développement de cette branche est en cours et la question de l'installation de ces vannes ou non est donc pressante et importante pour la planification des travaux.

Selon les données fournies par SATOM SA, le surcoût estimé par chambre est le suivant :

Génie civil : 15'000 à 20'000 CHF, CVS : 40'000 à 75'000 CHF, Total : 55'000 à 95'000 CHF

	Vanne sectionnement	Vanne de régulation	Différence 1 vanne	Différence chambre de 6 vannes
DN 200	18 250	25 370	7 120	42 720
DN 250	22 360	34 500	12 140	72 840
DN 300	24 500	44 600	20 100	120 600

Tableau 9 : Coût des vannes en fonction des diamètres et types



### 9.7.3 Simulations eguzki

Pour la réalisation des simulations, nous nous sommes basées sur les hypothèses suivantes qui concernent la branche d'Aigle:

- Centrales de chauffe prises en compte : STEP Aera, TPC, armasuisse
- Nombre de sous-stations : 660
- Puissance crête : 36.9 [MW] avec une réserve de 3 [MW] à proximité des TPC

Les chambres analysées sont les suivantes :

1. CRR Transit (DN300 – DN 250)
2. CRR Molage (DN250 – DN 200)
3. CRR Margencel (DN300 – DN250 – DN200 – DN150)
4. CRR Place Frédéric Rouge (DN250 – DN250)

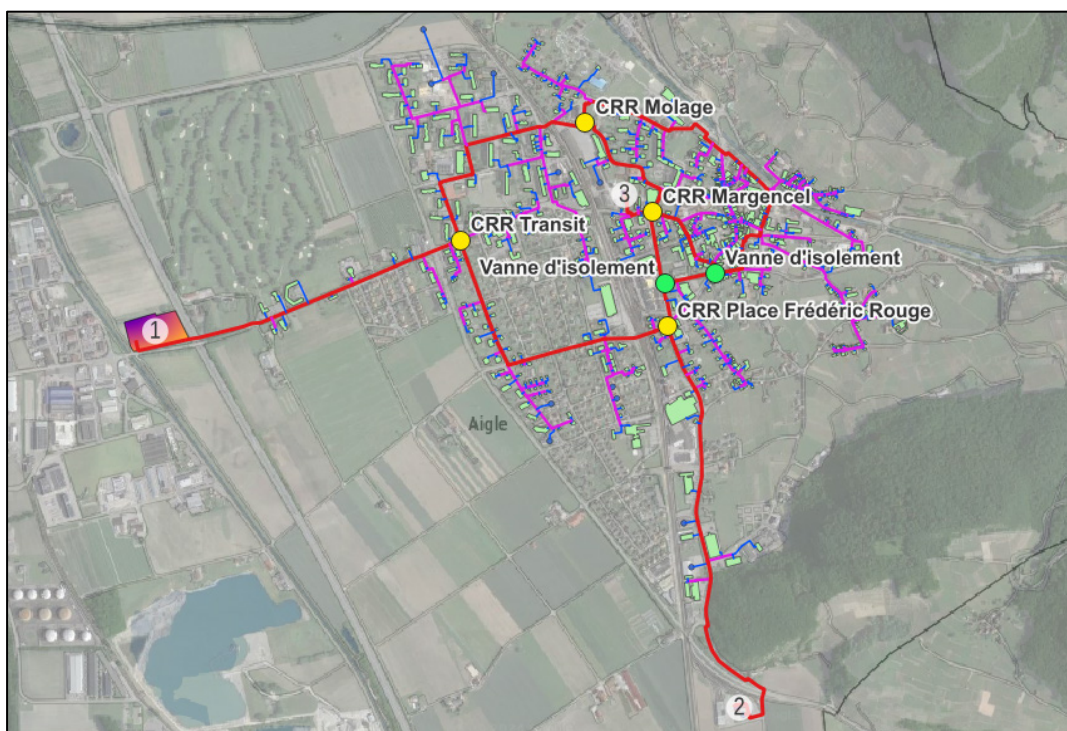


Figure 52 : Centrales de chauffe, CRR et piquages avec vanne d'isolement

Les deux piquages munis de vannes d'isolement ont également été illustrés dans les résultats. Ils se situent aux croisements suivants :



1. Intersection Rue Margencel / Chemin des Marroniers (DN250 – DN150)
2. Intersection Avenue Loës / Avenue du Chamossaire / Rue du Midi (DN 250 – DN150)

Avec le logiciel eguzki, 5 scénarios de fonctionnement des réseaux ont été simulés et les résultats analysés. Les 5 scénarios diffèrent entre eux par les puissances injectées sur le réseau en fonction des trois centrales de chauffe qui alimentent la boucle d'Aigle. Les valeurs de puissance prises en compte dans le cadre des scénarios sont données dans le tableau suivant :

- **M** : Master (régulation en fonction du différentiel de pression)  
→ **S** : Slave (régulation en fonction du débit)

Centrale	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4		Scénario 5	
STEP Aera	100%	M	0%		50%	M	50%	M	33%	S
Armasuisse	0%		50%	M	50%	S	0%		33%	S
TPC	0%		50%	S	0%		50%	S	33%	M

Tableau 10 : Pourcentage des puissances par centrales et scénarios.

#### 9.7.4 Analyse des résultats

Le tableau ci-dessous synthétise les principaux résultats au niveau des centrales de chauffe pour l'ensemble des scénarios. Le dP correspond au différentiel de pression dynamique.

Centrales	Scénario 1			Scénario 2			Scénario 3			Scénario 4			Scénario 5		
STEP	100%	dP	9.44 bar	0%	dP	3.45 bar	50%	dP	5.31 bar	50%	dP	5.54 bar	33%	dP	3.88 bar
		P	30.0 MW	20%	P	6.2 MW	60%	P	18.1 MW	60%	P	18.1 MW		P	10.1 MW
		V	870.3 m³/h		V	177.8 m³/h		V	525.2 m³/h		V	525.2 m³/h		V	291.3 m³/h
ARMA	0%	dP	2.86 bar	50%	dP	3.75 bar	50%	dP	3.60 bar	0%	dP	3.10 bar	33%	dP	3.56 bar
		P	0.1 MW	40%	P	12.0 MW	40%	P	12.0 MW		P	0.1 MW		P	10.1 MW
		V	1.8 m³/h		V	349.2 m³/h		V	346.9 m³/h		V	1.8 m³/h		V	291.3 m³/h
TPC	0%	dP	2.73 bar	50%	dP	4.82 bar	0%	dP	2.82 bar	50%	dP	4.99 bar	33%	dP	4.25 bar
		P	0.1 MW	40%	P	12.0 MW		P	0.1 MW	40%	P	12.0 MW		P	10.1 MW
		V	1.8 m³/h		V	346.9 m³/h		V	1.8 m³/h		V	346.9 m³/h		V	291.3 m³/h

Tableau 11 : Tableau des différentielles de pression (dynamiques) par centrale et par scénarios



Le scénario 1 obtient le plus grand différentiel de pression dynamique au niveau de la centrale de chauffe (Master) STEP Aera avec une valeur de 9.44 bar. La centrale Backup Armasuisse a un dP max. de 3.75 bar lorsqu'elle est définie comme Master dans le scénario 2. La centrale Backup TPC a un dP max. de 4.99 bar lorsqu'elle est définie comme Master dans le scénario 4.

Plusieurs remarques doivent être faites sur les résultats de simulation :

- Le **scénario 2** a dû être adapté. En effet, Armasuisse (12 MW) et TPC (12 MW) ne suffisent pas à garantir la puissance demandée (simulée) par l'ensemble des consommateurs qui s'élève à 30.2 MW (y.c. réserve Ollon 3 MW).
- Le **scénario 3** a dû être adapté pour garantir la puissance demandée (simulée) par l'ensemble des consommateurs. Armasuisse peut fournir uniquement 12 MW ce qui ne correspond pas à 50% de 30.2 MW.
- Le **scénario 4** a été adapté de la même manière que le scénario 3.

Le point le plus haut du réseau CAD d'Aigle se situe à une altitude de 437 m au niveau du Château. Les centrales ont les altitudes suivantes :

- STEP Aera : 382 m (+ 5.5 bar d'hauteur statique) → **point le plus bas du réseau**
- Armasuisse : 406 m (+ 3.1 bar d'hauteur statique)
- TPC : 392 m (+ 4.5 bar d'hauteur statique)

Le tableau 11 synthétise pour chaque scénario la pression totale qui doit respecter le critère de la pression nominale du réseau CAD en PN16. Pour rappel, la majorité du réseau CAD projeté d'Ollon se situe à une altitude supérieure à 437 m (altitude Château d'Aigle).

Il est important de rappeler que les scénarios simulés ne tiennent pas compte du facteur simultanéité ce qui correspond alors à la marge pour le dimensionnement du réseau CAD et des centrales de chauffe.

#### **Chambres CRR**

- Les résultats visuels des chapitres 5.2.1 à 5.2.5 représentent uniquement les conduites aller.
- Si les valeurs sont négatives (débit, vitesse, perte de charge), c'est alors que le flux est inversé par rapport au tracé de la conduite CAD (cf. flèche).
- Pour chaque scénario, une représentation des conduites de l'épine dorsale (y.c. bouclages, sous-bouclages) a été réalisée avec comme critère un débit volumique  $\leq 5.0 \text{ m}^3/\text{h}$ .

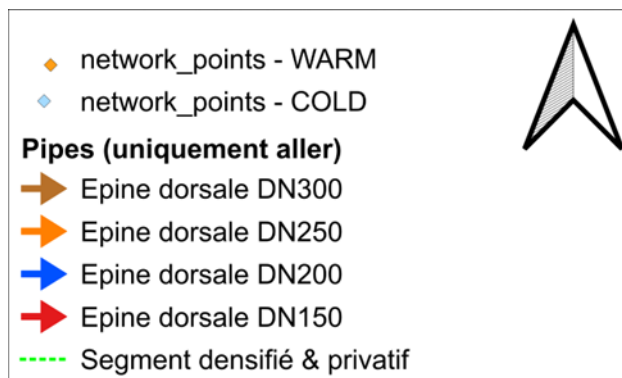


Centrales	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4		Scénario 5	
STEP	dP <sub>dyn</sub>	9.44 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.45 bar	dP <sub>dyn</sub>	5.31 bar	dP <sub>dyn</sub>	5.54 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.88 bar
	dP <sub>stat</sub>	5.50 bar	dP <sub>stat</sub>	5.50 bar	dP <sub>stat</sub>	5.50 bar	dP <sub>stat</sub>	5.50 bar	dP <sub>stat</sub>	5.50 bar
	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar
	<b>Total</b>	<b>15.44 bar</b>	<b>Total</b>	<b>9.45 bar</b>	<b>Total</b>	<b>11.31 bar</b>	<b>Total</b>	<b>11.54 bar</b>	<b>Total</b>	<b>9.88 bar</b>
ARMA	dP <sub>dyn</sub>	2.86 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.75 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.60 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.10 bar	dP <sub>dyn</sub>	3.56 bar
	dP <sub>stat</sub>	3.10 bar	dP <sub>stat</sub>	3.10 bar	dP <sub>stat</sub>	3.10 bar	dP <sub>stat</sub>	3.10 bar	dP <sub>stat</sub>	3.10 bar
	dP <sub>exp</sub>	1.00 bar	dP <sub>exp</sub>	1.00 bar	dP <sub>exp</sub>	1.00 bar	dP <sub>exp</sub>	1.00 bar	dP <sub>exp</sub>	1.00 bar
	<b>Total</b>	<b>6.96 bar</b>	<b>Total</b>	<b>7.85 bar</b>	<b>Total</b>	<b>7.70 bar</b>	<b>Total</b>	<b>7.20 bar</b>	<b>Total</b>	<b>7.66 bar</b>
TPC	dP <sub>dyn</sub>	2.73 bar	dP <sub>dyn</sub>	4.82 bar	dP <sub>dyn</sub>	2.82 bar	dP <sub>dyn</sub>	4.99 bar	dP <sub>dyn</sub>	4.25 bar
	dP <sub>stat</sub>	4.50 bar	dP <sub>stat</sub>	4.50 bar	dP <sub>stat</sub>	4.50 bar	dP <sub>stat</sub>	4.50 bar	dP <sub>stat</sub>	4.50 bar
	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar	dP <sub>exp</sub>	0.50 bar
	<b>Total</b>	<b>7.73 bar</b>	<b>Total</b>	<b>9.82 bar</b>	<b>Total</b>	<b>7.82 bar</b>	<b>Total</b>	<b>9.99 bar</b>	<b>Total</b>	<b>9.25 bar</b>

Tableau 12 : Tableau des pressions (statiques + dynamiques) par centrale et par scénarios.

### 9.7.5 Résultats graphiques

Voir Annexes 9.3 - Chambres CRR, scénarios 1 à 5





#### 9.7.6 Conclusion de l'action

Pour l'ensemble des scénarios simulés, le critère du différentiel de pression dynamique maximal de 12 bar est respecté. Le scénario 1, où uniquement la STEP Aera fournit de la chaleur, donne une valeur maximale de 9.44 bar. Pour ce même scénario, la pression totale maximale (tous scénarios confondus) se situe à la STEP Aera et s'élève à 15.44 bar (9.44 bar dynamique + 5.50 bar statique + 0.50 bar expansion). Le critère du réseau CAD en PN16 est respecté, mais il y a peu de marge.

Une analyse supplémentaire a été réalisée pour Ollon. Une séparation hydraulique est nécessaire pour alimenter en chaleur les hauts d'Ollon, car la majorité du réseau CAD projeté se situe au-delà d'une altitude de 437 m (altitude Château d'Aigle).

Pour donner suite aux simulations grâce au logiciel eguzki, il est possible de fournir de la chaleur depuis les centrales Backup Armasuisse et TPC avec des dP dynamiques respectifs de 3.75 bar et 4.99 bar. Pour la STEP Aera, le dP dynamique maximal est de 9.44 bar.

Tous les scénarios simulés mettent en évidence que toutes les branches du réseau CAD d'Aigle sont alimentées en tout temps (débit volumique  $> 0 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Les branches dites « mortes » sont des phénomènes transitoires qui évoluent constamment en fonction de la demande des consommateurs (différentes affectations des bâtiments) et de la fourniture de chaleur des 3 centrales de chauffe (régulation STEP Aera, centrales Armasuisse et TPC en Backup).

Pour l'ensemble des scénarios, les pertes de charge linéaires pour les deux tronçons en DN150 sur la Rue Margencel et Rue du Rhône (piquage avec vanne d'isolement) ont des valeurs entre 2 et 95 Pa/m.

D'après ces simulations, nous constatons qu'il n'y a pas besoin d'intégrer des vannes de régulation dans les CRR. Il sera néanmoins nécessaire d'intégrer une régulation générale afin d'optimiser le débit des pompes dans les différentes centrales en fonction du différentiel de pression dynamique.

#### 9.7.7 Apport d'eguzki

Pour cette action, eguzki a permis toutes ces simulations grâce à :

- la rapidité de mise en œuvre
- la vitesse de simulation
- la capacité de superposer des scénarios.

En effet, avec une semaine de travail, il s'agit d'un investissement acceptable pour le client. eguzki a atteint son but, aider le concepteur à faire les bons choix grâce à des résultats graphiques. Nous n'avons pas connaissance aujourd'hui de logiciels permettant de réaliser un tel travail aussi rapidement.





## 9.8 Chambres CRR - Scénarios 1 à 5

### 9.8.1 Scénario 1 – Valeur aux CRR

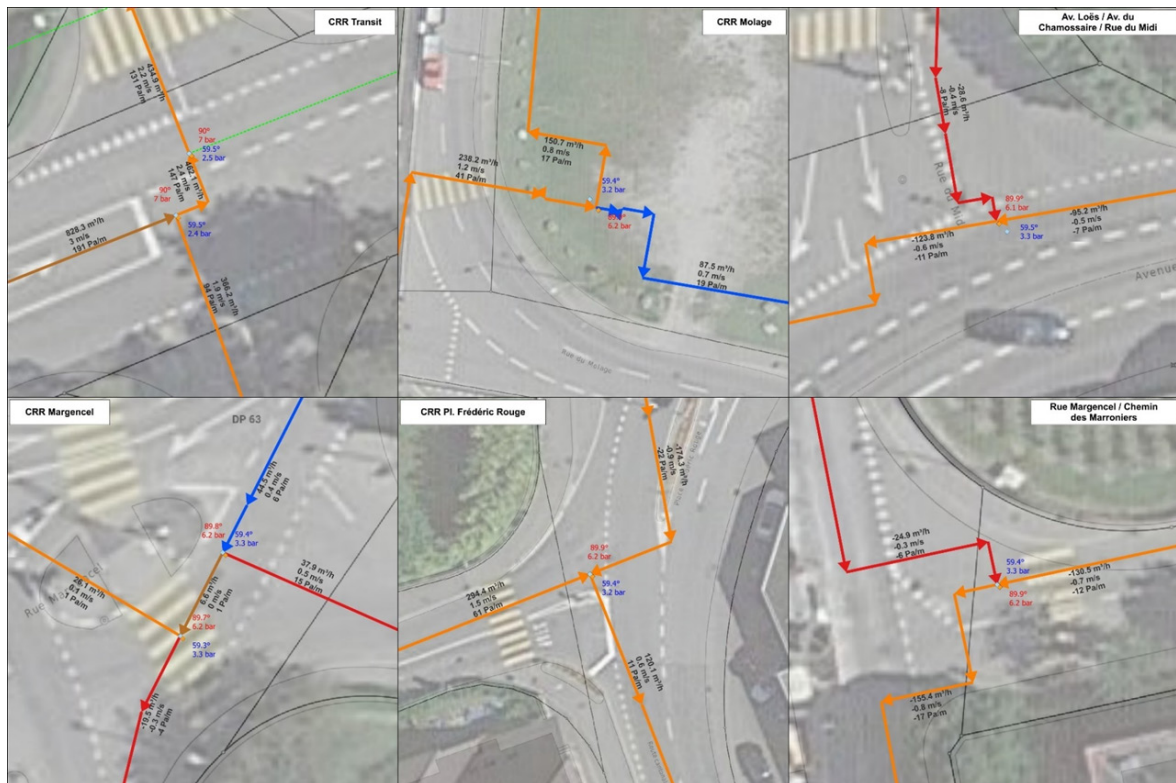


Figure 53 : Scénario 1 – Valeur aux CRR





### 9.8.2 Scénario 1 – Branches « mortes »

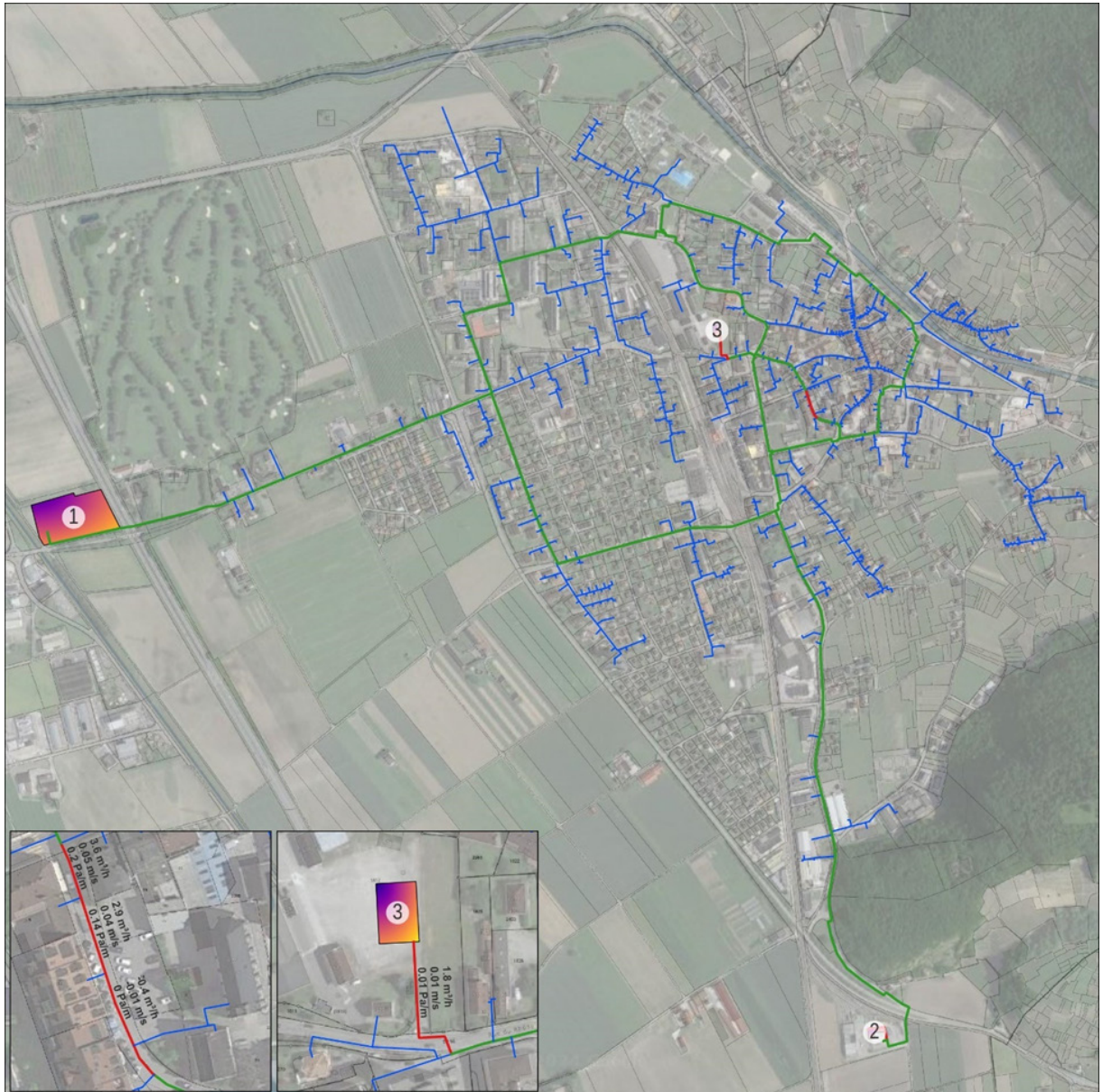


Figure 54 : Scénario 1 – Branches « mortes »

- Rue du Rhône (DN125), débit de  $0.4 \text{ m}^3/\text{h} = 14 \text{ kW}$
- STEP Aera fournit l'ensemble des consommateurs.
- Armasuisse, c'est normal, car la centrale de chauffe ne fournit pas de chaleur.
- TPC, c'est normal, car la centrale de chauffe ne fournit pas de chaleur.



### 9.8.3 Scénario 2 – Valeur aux CRR

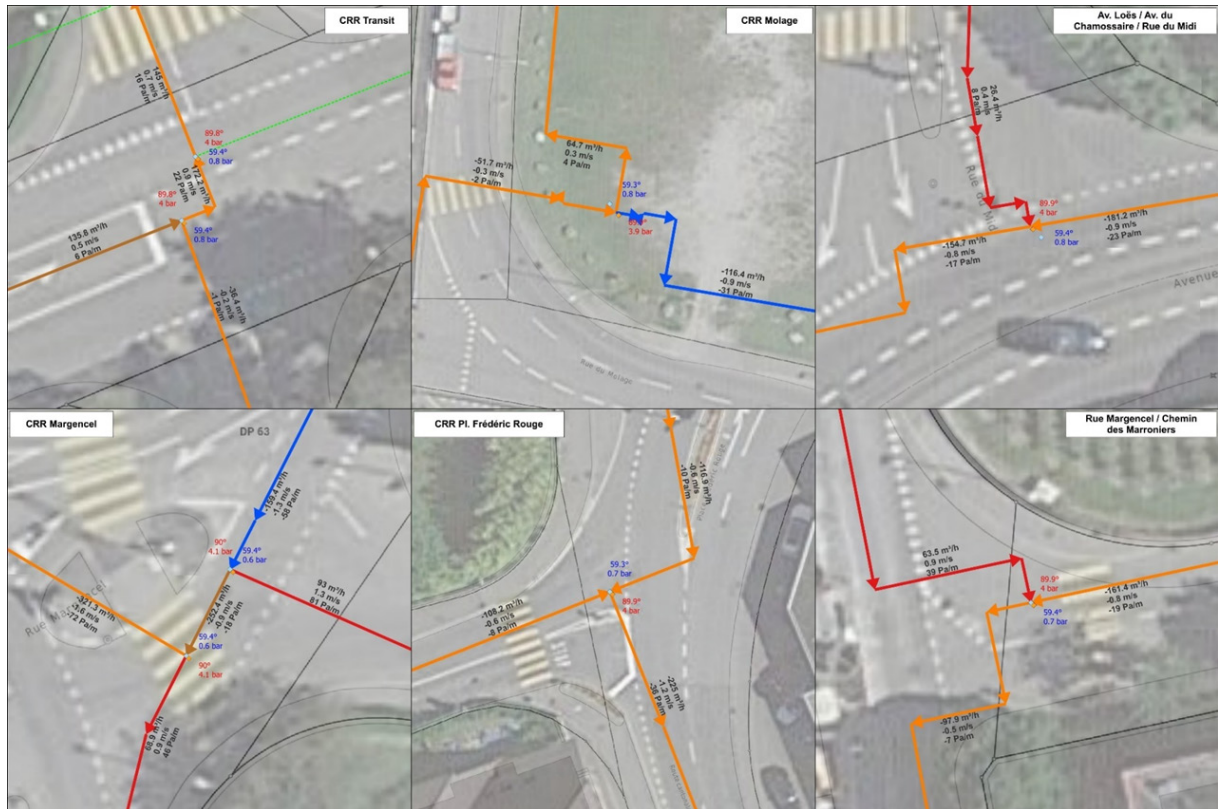


Figure 55 : Scénario 2 – Valeur aux CRR





#### 9.8.4 Scénario 3 – Branches « mortes »



Figure 56 : Scénario 2 – Branches « mortes »

- Branche dite « morte » à l'Avenue des Glariers (DN250), « équilibrage » à cet endroit,  $4.2 \text{ m}^3/\text{h}$  = 145 kW







### 9.8.6 Scénario 3 – Branches « mortes »

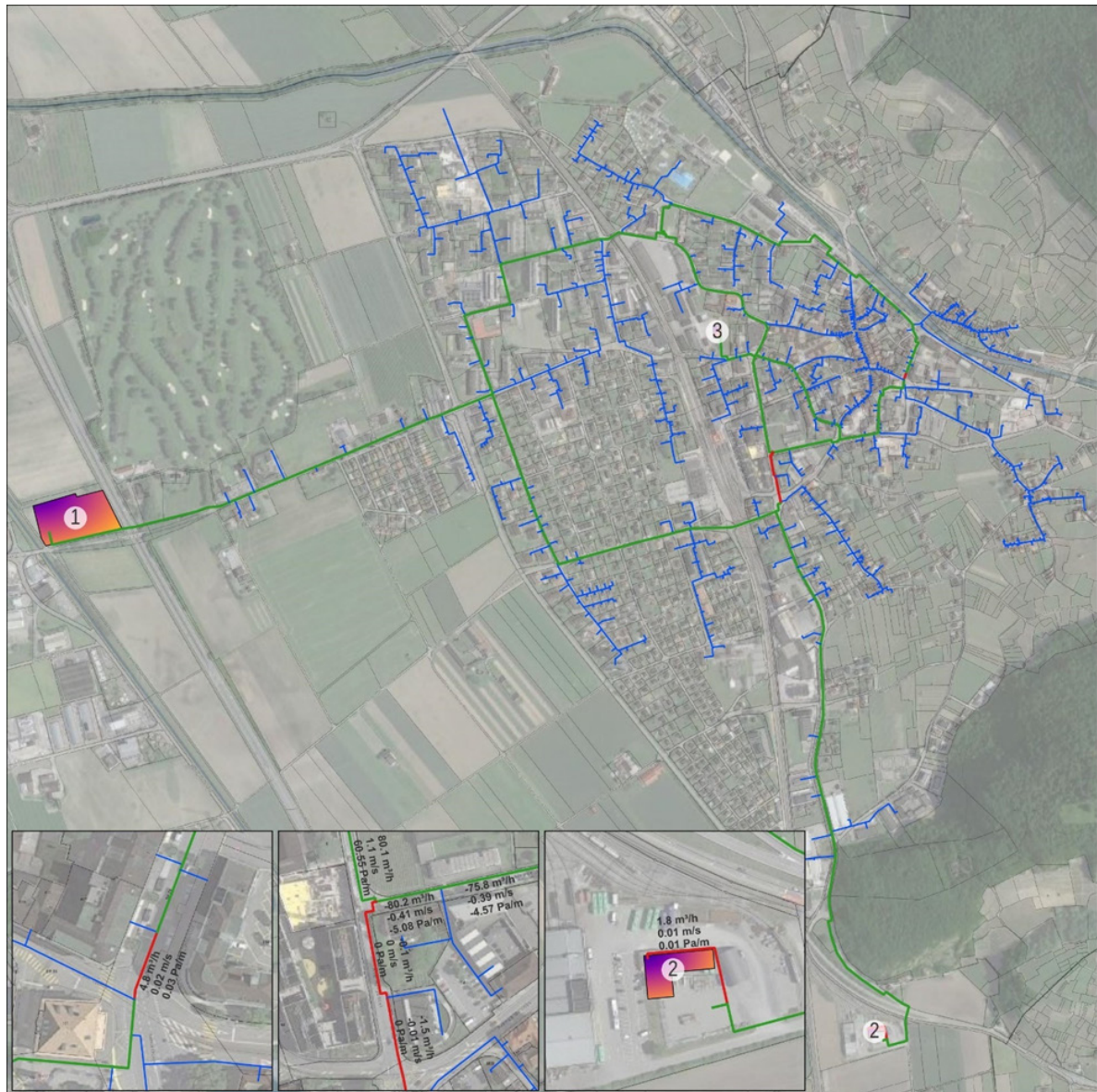


Figure 58 : Scénario 3 – Branches « mortes »

- Rue du Collège, il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau de l'épine dorsale (DN250),  $4.8 \text{ m}^3/\text{h} = 166 \text{ kW}$
- Scénario le plus « contraignant » où quasiment aucun débit ne circule depuis la CRR Place Frédéric Rouge vers le centre d'Aigle (DN250),  $0.1 \text{ m}^3/\text{h} = 4 \text{ kW}$ . Étant donné que la centrale TPC ne produit pas, Armasuisse fournit l'ensemble du débit. L'ensemble des consommateurs situés au sein des sous-bouclages et à droite de ceux-ci sont alimentés par Armasuisse.
- La STEP Aera fournit les consommateurs à gauche des voies CFF et au sud de la CRR Place Frédéric Rouge.
- TPC, c'est normal, car la centrale de chauffe ne fournit pas de chaleur.



### 9.8.7 Scénario 4 – valeur aux CRR

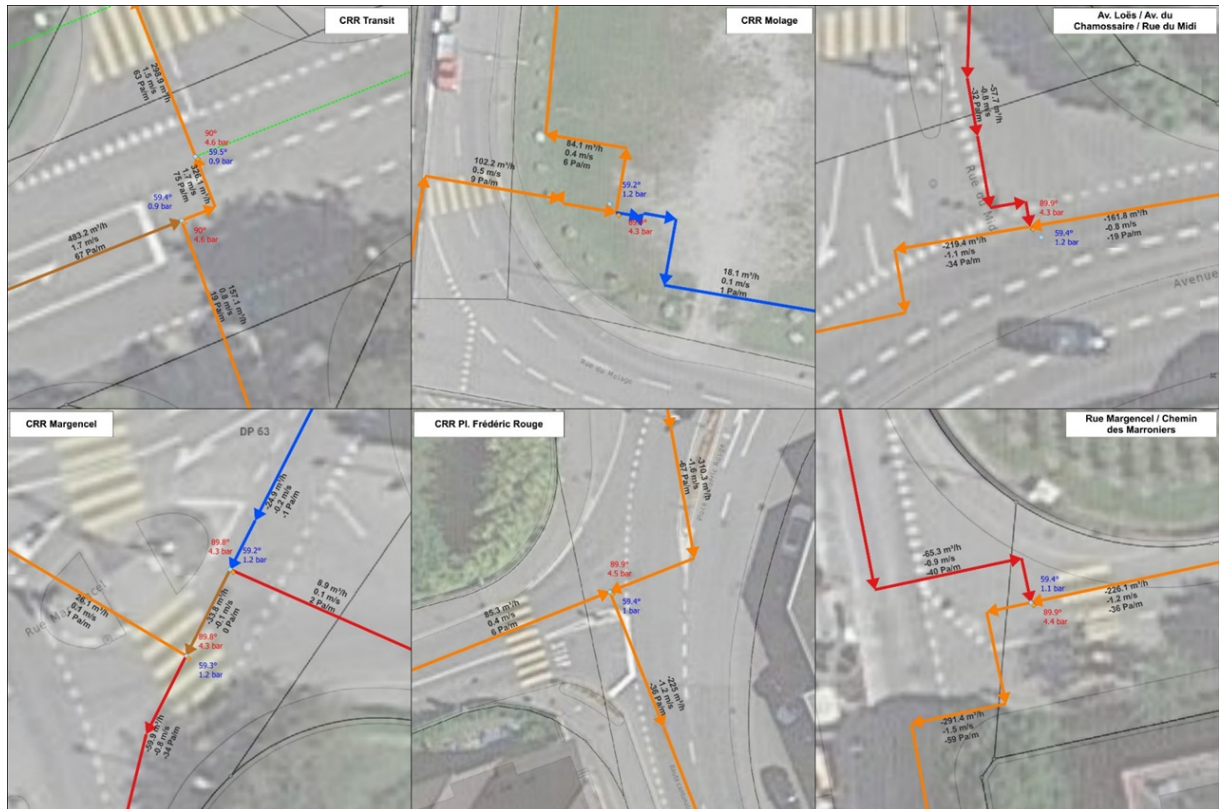


Figure 59 : Scénario 4 – Valeur aux CRR





#### 9.8.8 Scénario 4 – « Branches « mortes » »



Figure 60 : Scénario 4 – Branches « mortes »

- Avenue des Glariers il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau de l'épine dorsale (DN250),  $2.8 \text{ m}^3/\text{h} = 97 \text{ kW}$
- Rue du Rhône il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau du sous-bouclage (DN125),  $1.1 \text{ m}^3/\text{h} = 38 \text{ kW}$
- Rue Margencel il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau du sous-bouclage (DN200),  $0.5 \text{ m}^3/\text{h} = 17 \text{ kW}$
- Armasuisse, c'est normal, car la centrale de chauffe ne fournit pas de chaleur.





## 9.8.9 Scénario 5 – valeurs aux CRR

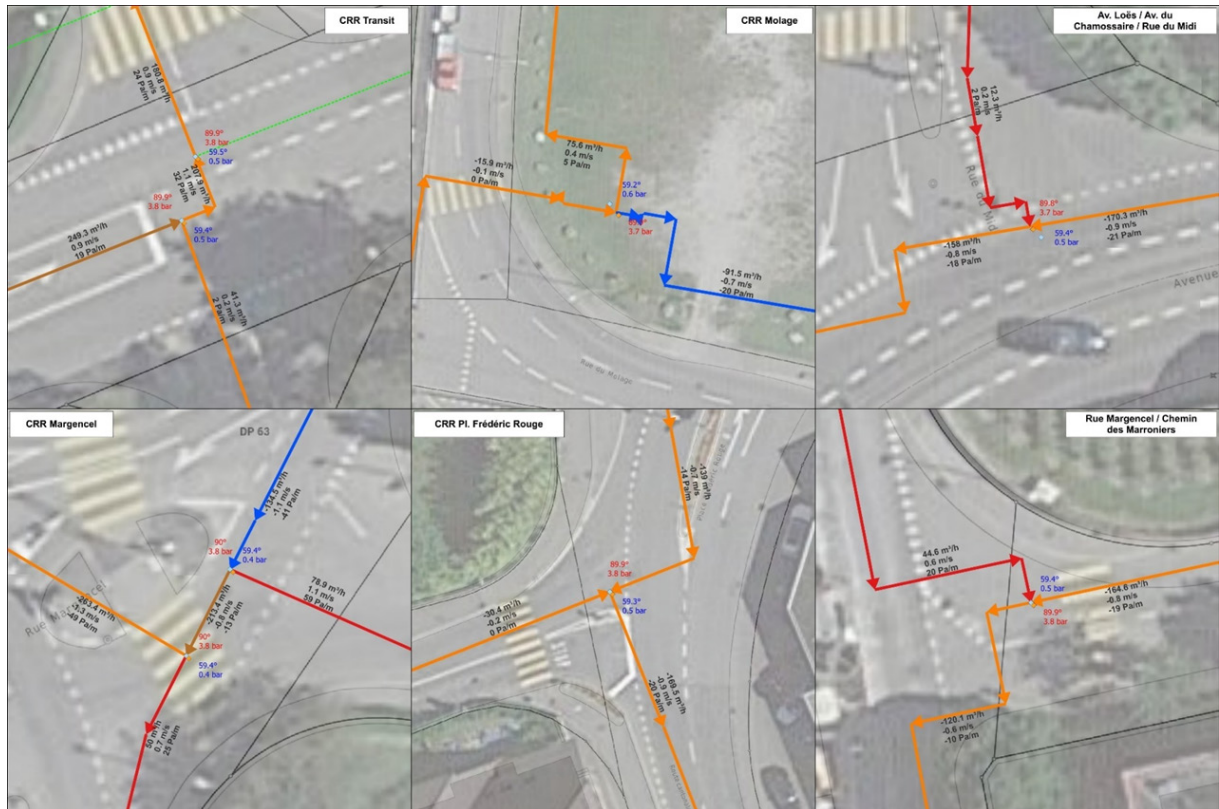


Figure 61 : Scénario 5 – Valeur aux CRR



#### 9.8.10 Scénario 5 « Branches mortes »

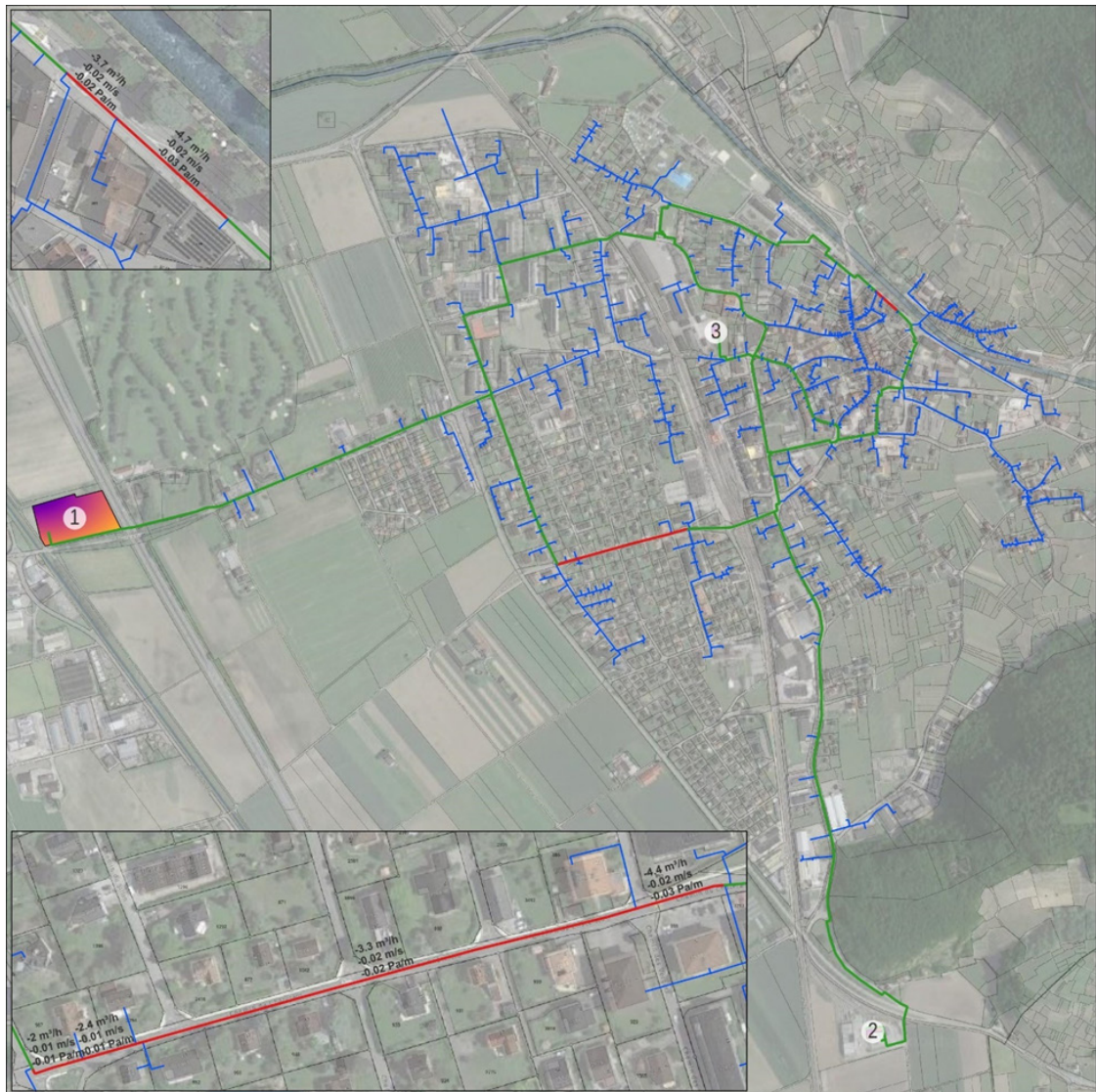


Figure 62 : Scénario 5 – Branches « mortes »

- Avenue des Glariers il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau de l'épine dorsale (DN250),  $3.7 \text{ m}^3/\text{h} = 128 \text{ kW}$
- Chemin du Châtelard il n'y a rien de particulier, équilibrage au niveau de l'épine dorsale (DN250),  $2.0 \text{ m}^3/\text{h} = 69 \text{ kW}$
- La STEP Aera fournit majoritairement les zones suivantes : gauche voies CFF et jusqu'à Chemin du Châtelard
- Armasuisse fournit principalement les zones suivantes : au sein des sous-bouclages, les consommateurs où densifications à gauche de l'équilibrage Avenue des Glariers



- TPC fournit majoritairement les zones suivantes : Chemin du Châtelard, sud CRR Place Frédéric Rouge, les consommateurs où densifications à droite de l'équilibrage Avenue des Glariers.



## 9.9 Mode d'emploi pour l'utilisation d'eguzki

### 9.9.1 Introduction

Eguzki est un projet de recherche et de développement scientifique permettant de réaliser des simulations dynamiques et quasi-statique de réseau de chaleur à distance (CAD). Eguzki est composé de deux grandes parties fonctionnant ensemble :

- **Solveur** : Le solveur est développé par l'Idiap. Il permet la réalisation de tous les calculs nécessaires aux simulations de réseau. Le solveur ne dispose pas d'interface graphique et doit être appelé uniquement par un code informatique pour fonctionner.
- **Interface** : l'interface est développée pour permettre la création, la gestion et le stockage des données, ainsi que le lancement des simulations dynamiques. L'interface n'a pas vocation à réaliser des calculs, mais doit permettre l'utilisation du solveur de manière graphique et sans connaissance de programmation.
- Les spécificités de base pour l'interface sont les suivantes :
- **Intégration SIG** : Comme les réseaux CAD sont réalisés sur des systèmes SIG (système d'information géographique), l'interface eguzki doit pouvoir s'intégrer aux flux de travail SIG. C'est pourquoi, il a été décidé de développer l'interface eguzki comme un plug-in du logiciel Open Source QGIS. Ce dernier est un logiciel connu et réputé en plus d'être gratuit. L'utilisation du logiciel QGIS comme base permet également de disposer de toutes les bibliothèques de traitement des données géographiques nécessaires, ainsi que des modalités de réalisation des mises en page spécifiques aux plans.
- **Python** : L'interface, ainsi que les fonctions nécessaires pour la création et l'édition des réseaux doit être programmé en langage python. Le solveur étant programmé en python, l'interface doit également être programmé en Python pour permettre de communiquer directement avec le solveur. De plus, Python étant également le langage de programmation du programme QGIS, les plugins doivent également être programmé en Python.
- **Fonctions de base** : L'interface est prévue pour réaliser rapidement des réseaux et permettre d'insérer toutes les données nécessaires pour les simulations des réseaux. Les fonctions de base comprennent notamment toutes les fonctions de création des conduites, des sous-stations et des centrales de chauffe.

#### Définition d'un réseau CAD

La création d'un réseau CAD demande le développement d'outils spécifiques adaptés à la problématique d'un réseau CAD. En effet, un réseau CAD est défini par différents composants principaux :

- **Centrale de chauffe** : Un réseau CAD peut avoir une ou plusieurs centrales de chauffe connectées au réseau. Les centrales de chauffe représentent les producteurs de chaleur du réseau. Une centrale de chauffe peut fonctionner selon différents paramètres qui doivent pouvoir être définis dans le cadre de l'interface. Les centrales de chauffe peuvent être définies par une production de chaleur et des pompes de distribution, ainsi que d'un accumulateur de chaleur. Qu'une seule centrale de chauffe doit être définie chaufferie principale. Toutes les autres chaufferies sont définies en chaufferies d'appoint.



- **Pompes** : Les pompes ont pour fonction de permettre le transit de l'eau entre les centrales de chauffe et les sous-stations. Les pompes sont principalement installées dans les centrales de chauffe, mais peuvent également être installées sur le réseau pour permettre de surélever la pression dans les conduites pour garantir le débit nécessaire.
- **Conduites** : Un réseau CAD est défini par des conduites permettant de faire transiter l'eau des centrales de chauffe jusqu'aux sous-stations. Les conduites d'un réseau CAD sont toujours par deux : une conduite aller et une conduite retour. La modélisation du tracé du CAD doit donc permettre de créer automatiquement une conduite aller et une conduite retour avec les mêmes caractéristiques, mais en sens contraire.
- **Tés** : Un réseau CAD est subdivisé en branches par la mise en place de tés sur les conduites aller et retour des conduites. La mise en place d'un té demande donc l'intégration de 6 conduites (3 conduites aller, 3 conduites retour).
- **Coudes** : Les changements de direction sur le tracé d'un CAD sont réalisés par la mise en place de coudes. Ces coudes ont soit un angle standard (45°, 90°, 135°), soit sont considéré comme une pièce spéciale avec un angle personnalisé.
- **Vannes** : Les vannes permettent de gérer les bouclages sur le réseau CAD, ainsi que la fermeture ou l'ouverture de branches sur le CAD. Elles peuvent être installées à tous endroits du réseau CAD. La gestion des vannes peut être en TOR ou en progressif.
- **Sous-stations** : Les sous-stations sont les consommateurs du réseau CAD. Elles permettent de distribuer la chaleur depuis le réseau dans les différents bâtiments raccordés. Les sous-stations peuvent être modélisée par un échangeur de chaleur sur le réseau CAD et une vanne deux voies qui se ferment en fonction de la puissance nécessaire dans les bâtiments raccordées. Dans le cadre du développement, trois types de sous-stations ont été définis : uniquement chauffage ; chauffage et ECS ; Rampe chauffante
- **Zones** : Le réseau peut être découpées en différentes zones géographiques.
- **Bâtiments** : Les sous-stations du CAD sont reliées à un ou plusieurs bâtiments. Les bâtiments doivent donc pouvoir être modélisés dans l'interface.

#### 9.9.2 Installation eguzki

##### Installation de QGIS

Le logiciel QGIS peut être téléchargé librement depuis la page de téléchargement du site internet de QGIS <http://www.qgis.org/fr/site/forusers/download.html>. Pour garantir le bon fonctionnement de l'interface, il est conseillé d'installer la version LTR (long time release), soit la version 3.28.





Figure 63 : Téléchargement de la version actuelle de QGIS

### Installation des librairies python

Description des librairies nécessaires :

L'interface eguzki est programmé en python. Pour permettre la meilleure compatibilité possible avec les différents environnements d'utilisation, l'utilisation de librairies tierces a été réduite au minimum. Cependant, il est toutefois nécessaire d'installer manuellement certaines librairies tierces pour permettre le bon fonctionnement de l'interface. Les librairies nécessaires sont les suivantes :

- **SQLAlchemy** : Cette librairie permet de réaliser la gestion des données sur le serveur postgres ;
- **Geoalchemy2** : Cette librairie est utilisée en complément à SQLAlchemy pour permettre la gestion des données spatiales dans la base de données ;
- **psycpg2** : Cette librairie permet de communiquer avec le serveur postgres pour établir les connexions ;
- **unidecode** : Cette librairie est utilisée pour garantir que tous les caractères spéciaux que l'on peut retrouver dans les différents champs ne posent pas de problèmes de compatibilité dans la base de données ;
- **keyring** : Cette librairie est utilisée pour garantir que les données sensibles sont stockées de la manière la plus sécurisée possible durant l'utilisation de l'interface eguzki ;
- **PyQtGraph** : Cette librairie est utilisée pour permettre de rapidement réaliser les différents graphiques présents dans l'interface eguzki.



Droits administrateurs sur les postes de travail :

**Il est nécessaire d'avoir les droits administrateurs pour pouvoir installer les librairies nécessaires.** Sans droit administrateurs, les librairies ne sont pas installées correctement et l'interface ne peut pas fonctionner.

Si l'utilisateur n'a pas les droits administrateur, il est obligatoire de demander au service informatiques, d'installer correctement les librairies selon la procédure ci-dessous, soit de donner des droits sur le dossier «OSGeo4W \app\Python39 », ainsi que tous les sous-dossiers présents dans ce dossier pour que python puisse installer les librairies nécessaires.

Ouvrir le shell OSGeo4W :

Normalement, durant l'installation de QGIS, le programme « OSGeoShell » s'est également installé. Pour le retrouver, il suffit de taper « OSgeo4w » dans la barre des programmes de Windows.

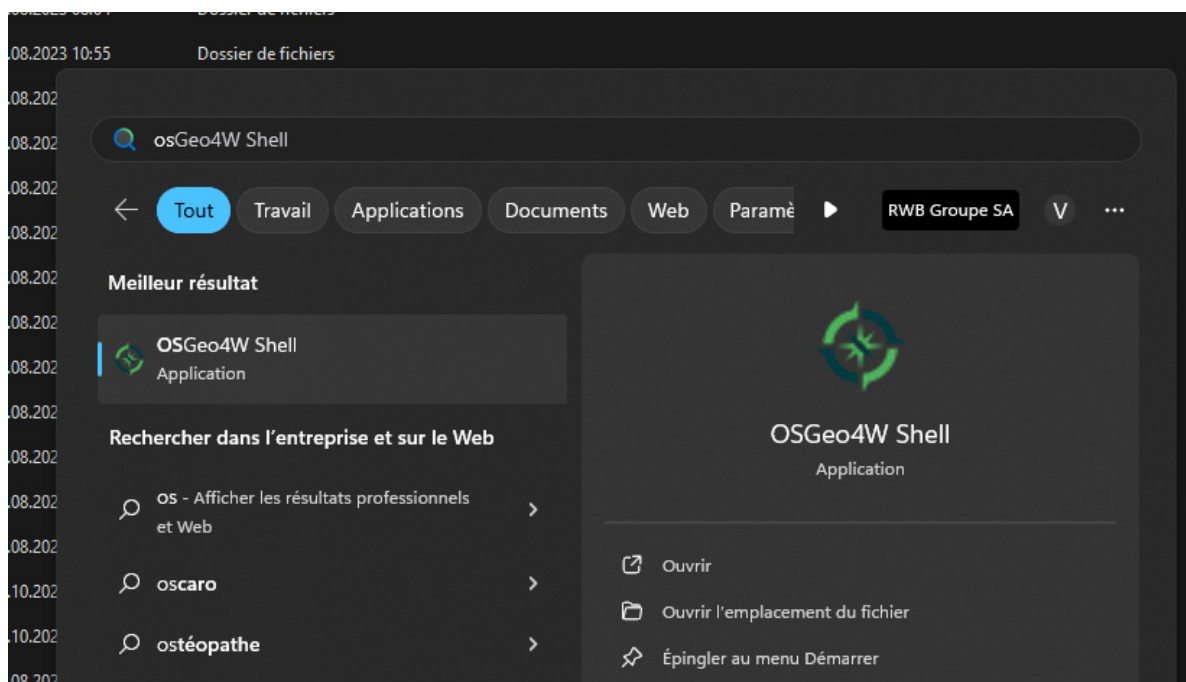
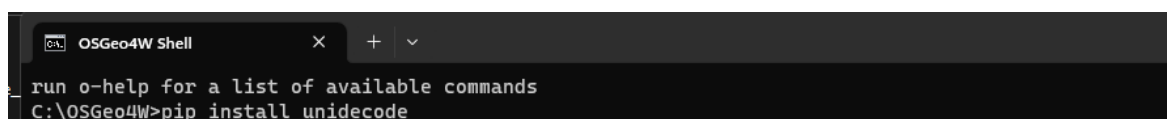


Figure 64 : Ouvrir le programme OSGeo4W

Installer les librairies par pip :

Dans la fenêtre de commande qui s'est ouverte, il faut simplement taper la commande « pip install » avec le nom de la librairie pour installer la librairie. Attention aux majuscules qui font partie intégrantes du nom de la librairie pour l'installation.





```
OSGeo4W Shell
run o-help for a list of available commands
C:\OSGeo4W>pip install unicode
```

Figure 65 : Commande pip install

Il est donc nécessaire de taper successivement les commandes suivantes :

- pip install SQLAlchemy
- pip install GeoAlchemy2
- pip install psycopg2
- pip install Unidecode
- pip install keyring
- pip install pyqtgraph

### Installation de l'interface

Droits administrateurs sur les postes de travail :

Il n'est normalement pas nécessaire d'avoir les droits administrateurs pour pouvoir installer l'interface. Les plugins QGIS vont automatiquement se sauvegarder dans le dossier : « C:\Users\utilisateur\AppData\Roaming\QGIS\QGIS3\profiles\default\python\plugins » qui peut être utilisé sans droit d'administrateur sur le poste de travail.

Si l'utilisation de ce dossier, et principalement l'écriture, dans ce dossier n'est pas possible, il est nécessaire de demander les droits pour ce dossier au service informatique, autrement, l'interface eguzki ne peut pas fonctionner.

### Distribution de l'interface

L'interface eguzki est distribuer sous forme de fichier \*.zip qui devra être chargé dans QGIS au travers du gestionnaire d'extension de ce dernier. Dans le cadre du développement de l'interface eguzki, il n'est pas prévu de réaliser une version publique du plugin disponible depuis les serveurs de QGIS. Le fichier \*.zip doit donc être conservé chez l'utilisateur pour permettre une nouvelle installation le cas échéant.



## Installation de l'interface

Pour installer l'interface, il faut ouvrir QGIS, puis aller dans le menu « Extensions » et choisir « installer / Gérer les extensions ».

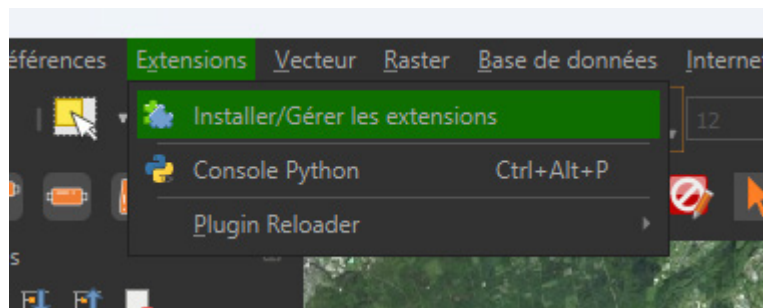


Figure 66 : Ouvrir le gestionnaire d'extension

Dans le gestionnaire d'extension, aller sur l'onglet « Installer depuis un ZIP » et sélectionner le fichier zip de l'interface.

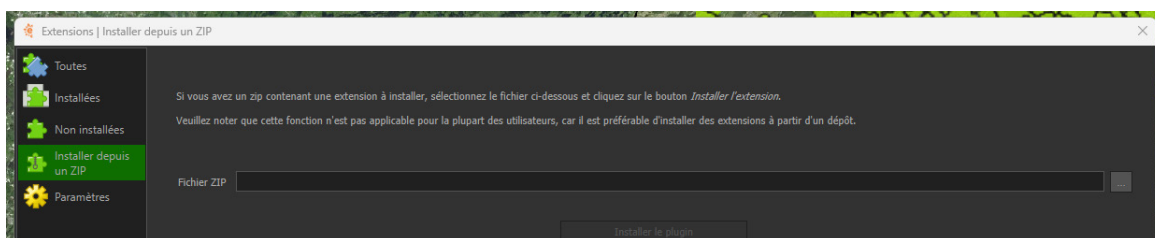


Figure 67 : Installer depuis un ZIP

## Activation de l'interface :

L'interface peut être activée ou désactivée sous l'onglet « Installées » du gestionnaire d'extension. Si l'interface n'est pas utilisée, il est possible de la désactiver – sans la supprimer – en décochant simplement la coche devant le nom du plugin

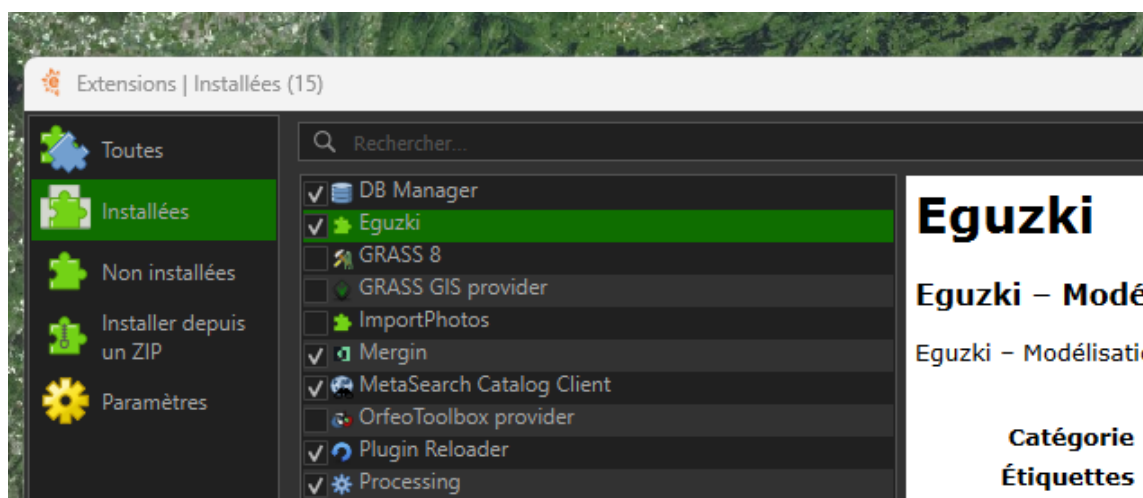


Figure 68 : Activation / Désactivation de l'interface dans l'onglet « Installée »

Une fois l'interface activée, une nouvelle barre d'outils est créée dans QGIS avec les différents outils d'eguzki. Par défaut, les outils sont désactivés tant que l'utilisateur n'est pas correctement logué dans l'interface.

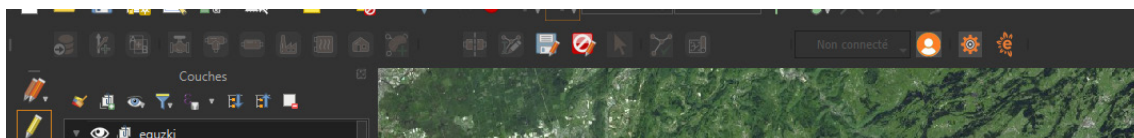


Figure 69 : Barre d'outils eguzki dans QGIS

### Désactivation de l'interface

Il est possible de désactiver l'interface dans le cas où on travaille sur QGIS et que l'on ne souhaite pas avoir la barre d'outils d'eguzki chargée dans QGIS. Pour cela, il faut aller dans l'onglet « Installées » du gestionnaire d'extension et décocher l'extension « Eguzki ».

### Suppression de l'interface

Il est possible de supprimer complètement l'interface eguzki en allant sous l'onglet « installées » du gestionnaire d'extension et sélectionner l'extension « Eguzki ». Une fois l'extension sélectionnée, le bouton « Désinstaller » est actif et permet de supprimer définitivement l'extension.

**Attention :** Le fait de désinstaller l'extension provoque la suppression de tous les fichiers et du dossier de l'extension. Il n'est dès lors plus possible de réinstaller l'extension, sauf si l'utilisateur dispose d'une sauvegarde du fichier \*.zip contenant l'extension.



### 9.9.3 Barre d'outils eguzki

L'interface d'eguzki se présente sous la forme d'une barre d'outils dans l'interface QGIS. Tant que l'utilisateur n'est pas connecté, tous les boutons de la barre d'outils sont désactivés et seuls les boutons pour se logger, modifier les paramètres de l'interface et là les propos sont actifs.



Figure 70 : Barre d'outils eguzki désactivée

Si vous ne voyez pas la barre d'outils, il est possible de l'activer dans QGIS en réalisant un clic droit sur une barre d'outils et de cocher « eguzki » dans le menu contextuel dans la partie « barres d'outils ».

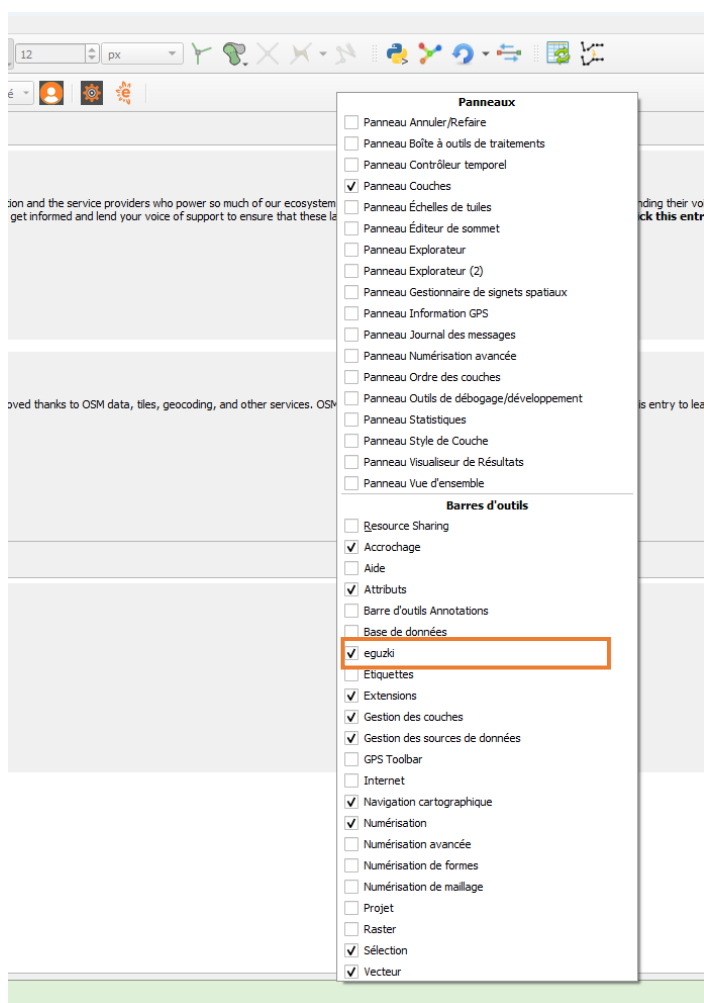


Figure 71 : Activation de la barre d'outils d'eguzki dans le menu contextuel de QGIS



#### 9.9.4 Login

Login dans l'application :

Pour pouvoir utiliser eguzki, il est nécessaire de se logger dans l'application. Pour se faire, il faut cliquer sur le bouton « se logger dans l'application » situé sur la droite de la barre d'outils.

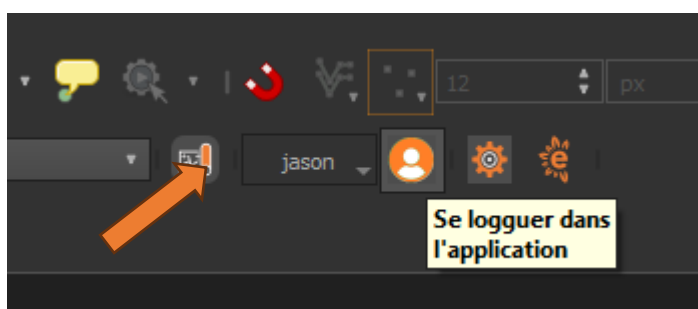


Figure 72 : Outil pour se logger dans l'application.

Le nom d'utilisateur et le mot de passe vous ont été fournis dans le cadre du projet eguzki. Si vous n'avez plus les informations de connexion, il est nécessaire de contacter le responsable du projet.

Une fois loggué dans l'application, le nom d'utilisateur apparaît dans la barre d'outils et tous les outils deviennent actifs. L'interface d'eguzki passe également en mode « sombre » pour correspondre à la charte graphique édictée dans le cadre du projet eguzki.

Pour se délogger de l'application, il faut également cliquer sur le même bouton. L'action de se déconnecter efface automatiquement toutes les couches liées à eguzki et désactive tous les boutons de la barre d'outils.

#### Paramètres de connexion

De base, eguzki est prévu pour fonctionner sur les serveurs kaemco. Les données de connexion pour les serveurs kaemco sont inscrites de base dans l'application. Cependant, si ces dernières ont été modifiées ou si la base de données eguzki est sauvegardée dans serveur postGIS différent de ceux de kaemco, il est possible de les modifier dans les paramètres.

Pour accéder aux paramètres, il faut cliquer sur le bouton « Afficher les paramètres » et aller dans le menu « configuration de l'application ». Les paramètres de connexion pour les serveurs kaemco sont les suivants :

- **Host** : kaemco.synology.me
- **Port** : 5432
- **Database** : postgres



Figure 73 : Outil pour insérer les paramètres de connexion

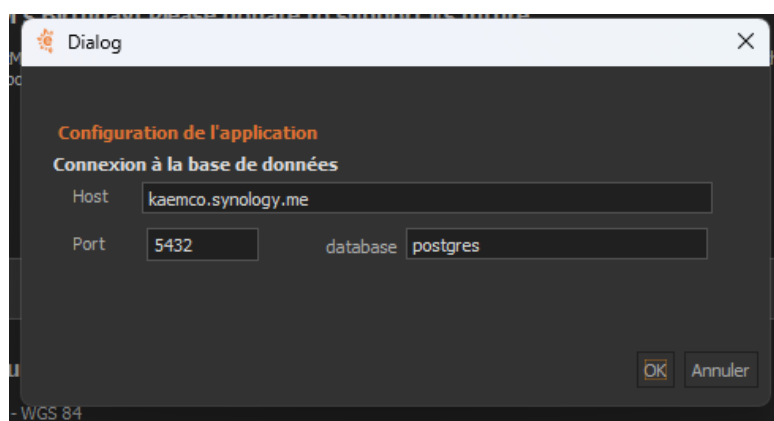


Figure 74 : Paramètres de connexion pour les serveurs kaemco

### Création d'un nouveau projet

Lors de la création d'un nouveau projet, eguzki crée automatiquement une nouvelle base de données avec toutes les tables nécessaires. Les données communes – typologie des conduites, typologie des sous-stations, etc. – sont automatiquement importées dans la nouvelle base de données. Toutes les informations communes sont automatiquement chargées par variante, il est donc possible de modifier ces valeurs en fonction de la variante sans crainte de modifications sur les autres variantes ou projets.

Tous les projets doivent avoir au moins une variante créée pour être valide. De fait, lors de la création d'un nouveau projet, eguzki propose de base une variante nommée « base ». Ce nom peut être librement modifié selon les besoins.

Pour créer un nouveau projet, il faut cliquer sur le bouton « Créer un nouveau projet » situé tout à gauche de la barre d'outils

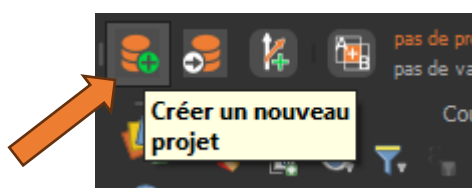


Figure 75 : Outil pour la création d'un nouveau projet



Cet outil ouvre un nouveau dialogue demandant les informations suivantes :

- **Projet** : Nom du nouveau projet. Le nom du projet doit être différents des autres projets. Si un nom de projet est déjà existant, une erreur est générée par l'application. Le nom de projet ne doit pas contenir de caractères spéciaux, ni d'espaces vides
- **Description projet** : Le champ description est un champ facultatif permettant d'inscrire une courte description du projet pour situer le projet. Ce champ est uniquement utilisé pour l'affichage lors de l'ouverture d'un projet
- **Variante** : Nom de la variante de base. Eguzki propose automatiquement de créer une variante nommée « base ». Le nom de la variante doit être unique par projet. Le nom de la variante ne doit pas contenir de caractères spéciaux, ni d'espaces vides.
- **Description variante** : Ce champ permet d'écrire une courte description de la variante. Ce champ est facultatif et n'est utilisé que pour de l'affichage dans le choix pour l'ouverture d'un projet existant.

#### Connexion à un projet et une variante existante

Pour se connecter à un projet ou à une variante existante, il faut utiliser l'outil « Se connecter à un projet » qui se trouve juste à côté de l'outil de création de projet sur la barre d'outils.

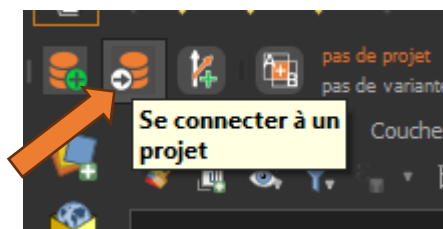


Figure 76 : Outil pour se connecter à un projet existant

L'outil permet d'ouvrir une boîte de dialogue listant tous les projets auxquels l'utilisateur a le droit de se connecter. Attention, il est possible d'avoir accès à un projet dans la liste, mais de n'avoir aucun droit de visualisation des données si les droits n'ont pas spécifiquement été attribués à l'utilisateur.

Lors du choix d'un projet dans la liste, les variantes associées à ce projet sont listées dans le deuxième menu déroulant. La première variante est choisie par défaut par l'application lors du chargement des variantes.

Lorsque le projet et la variante sont choisies, eguzki charge automatiquement les couches associées à la variante choisie dans l'interface d'affichage et l'affichage est centré et automatiquement mis à l'échelle en fonction de l'étendue du réseau CAD modélisé. Si aucune donnée n'est encore disponible pour la variante, l'affichage zoome sur l'entité de la Suisse. Le chargement du projet et de la variante provoque également la fermeture du projet en cours. Une boîte de dialogue s'affiche pour inviter l'utilisateur à sauvegarder le projet en cours ou non.





Le nom du projet et le nom de la variante de travail s'affiche également dans la barre d'outils pour rappeler sur quel projet – en orange- et quelle variante – en blanc - on est en train de travailler.

### Création d'une nouvelle variante

La création d'une nouvelle variante s'effectue toujours sur la base d'une variante déjà existante. Les données de la variante en cours sont automatiquement copiées dans la nouvelle variante. Il n'est pas possible de créer une variante vide, sauf lors de la création d'un nouveau projet.

Une variante de projet peut être des modifications de tracé – par exemple extension d'un réseau -, des modifications sur les sous-stations raccordées – par exemple étagage de développement d'un réseau – ou lié à des conditions particulières de fonctionnement du réseau – par exemple fonctionnement été / hiver, fermeture d'une conduite, etc.

Il n'existe aucun lien entre la variante nouvellement créée et la variante utilisée pour la création de la variante. Si des modifications sont réalisées sur la variante de base, ces modifications ne sont pas automatiquement appliquées à la nouvelle variante. Si des modifications doivent être effectuées sur plusieurs variantes, il est donc nécessaire de les réaliser manuellement sur toutes les variantes. C'est pourquoi, il est préférable de réaliser une variante de base complète et vérifiée avant de réaliser des variantes.

Pour créer une nouvelle variante dans le projet, il faut utiliser le bouton « Créer une nouvelle variante du projet » situé en troisième position sur la barre d'outils. Ce bouton ouvre une boîte de dialogue avec le nom de la nouvelle variante et une description facultative pour la nouvelle variante.

Le nom de la nouvelle variante ne doit pas contenir de caractères spéciaux, ni d'espaces vides. Le nom de la nouvelle variante ne doit pas être identique au nom d'une variante déjà existante pour le projet – il est possible d'avoir un même nom de variante dans deux projets distincts, mais pas dans le même projet.

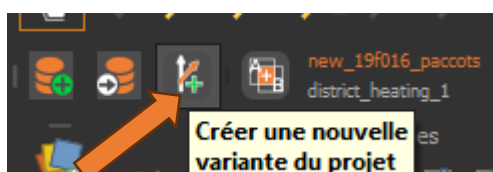


Figure 77 : Outil pour créer une nouvelle variante du projet

Une fois la nouvelle variante créée, eguzki ferme automatiquement le projet existant et ouvre un nouveau projet avec les couches associées avec la nouvelle variante. Le nom de la variante de travail dans la barre d'outils est également mis à jour avec le nom de variante.



### Comparaison de variantes

L'outil « comparer deux variantes du projet » permet de comparer deux variantes d'un projet pour rapidement voir les différences entre les simulations de deux variantes.

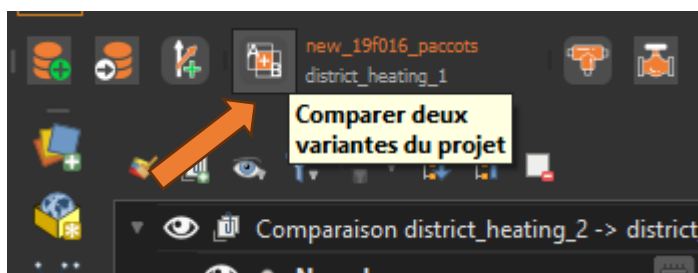


Figure 78 : Outil pour comparer deux variantes

La comparaison de variante est toujours réalisée avec la variante en cours comme base et la variante sélectionnée comme variante à comparer. La réalisation de la comparaison entraîne la création de couches en mémoire contenant les données de comparaison entre les différents éléments du réseau. Pour chaque élément, il est possible de voir les variations sous format absolu et sous format relatif.

Les données de comparaison sont fournies sous forme de nouvelles couches sur la carte. Ces couches ne sont pas sauvegardées sur le disque dur ou sur le serveur. Elles sont donc effacées dès la fin de la session et la fermeture de QGIS. Pour sauvegarder ces couches sur le disque dur, il est nécessaire de faire un clic droit sur la couche à sauvegarder et choisir « Exporter » dans le menu contextuel et ensuite « Sauvegarder les entités sous » et choisir un emplacement pour sauvegarder ces données.

La comparaison des variantes entraîne également l'apparition d'un nouveau menu déroulant dans la barre d'outils permettant de visualiser les résultats selon différents styles pré-programmés. Il est également possible de voir les données sous forme tabulaires en utilisant l'outil « Editer des objets d'eguzki » dans la barre d'outils et de sélectionner la couche que l'on souhaite dans la table des matières.

Des données générales entre les deux réseaux sont également fournies sous forme de tableau à la droite de l'interface. Ces données comprennent les différences de longueur totale du réseau, de l'énergie annuelle demandées par les sous-stations, ainsi que les données de puissance soutirées entre les deux variantes.



### Créer un nouveau nœud

L'outil de création de nœud permet d'ajouter un nœud sur le réseau. Les nœuds servent principalement de points de mesure sur le réseau et de connecteurs entre les différents éléments du réseau. Les nœuds peuvent être de plusieurs types.



Figure 79 : Outil pour créer un nouveau nœud sur le réseau

L'outil de création des nœuds ouvre automatiquement une session de modification sur la couche des nœuds. Pour insérer un nœud, il suffit donc de cliquer sur l'endroit où l'on désire insérer un nœud.

Attention : L'insertion d'un nouveau point ne coupe pas les conduites au niveau du point d'insertion. Pour que le point soit convenablement pris en compte, il est nécessaire que le point soit inséré sur une extrémité de conduites.

Chaque nœud peut avoir un nom propre pour permettre de l'identifier plus facilement. Le nom peut être librement choisi. Par défaut, si aucun nom n'est donné, l'interface insère un nom composé avec l'identifiant du point.

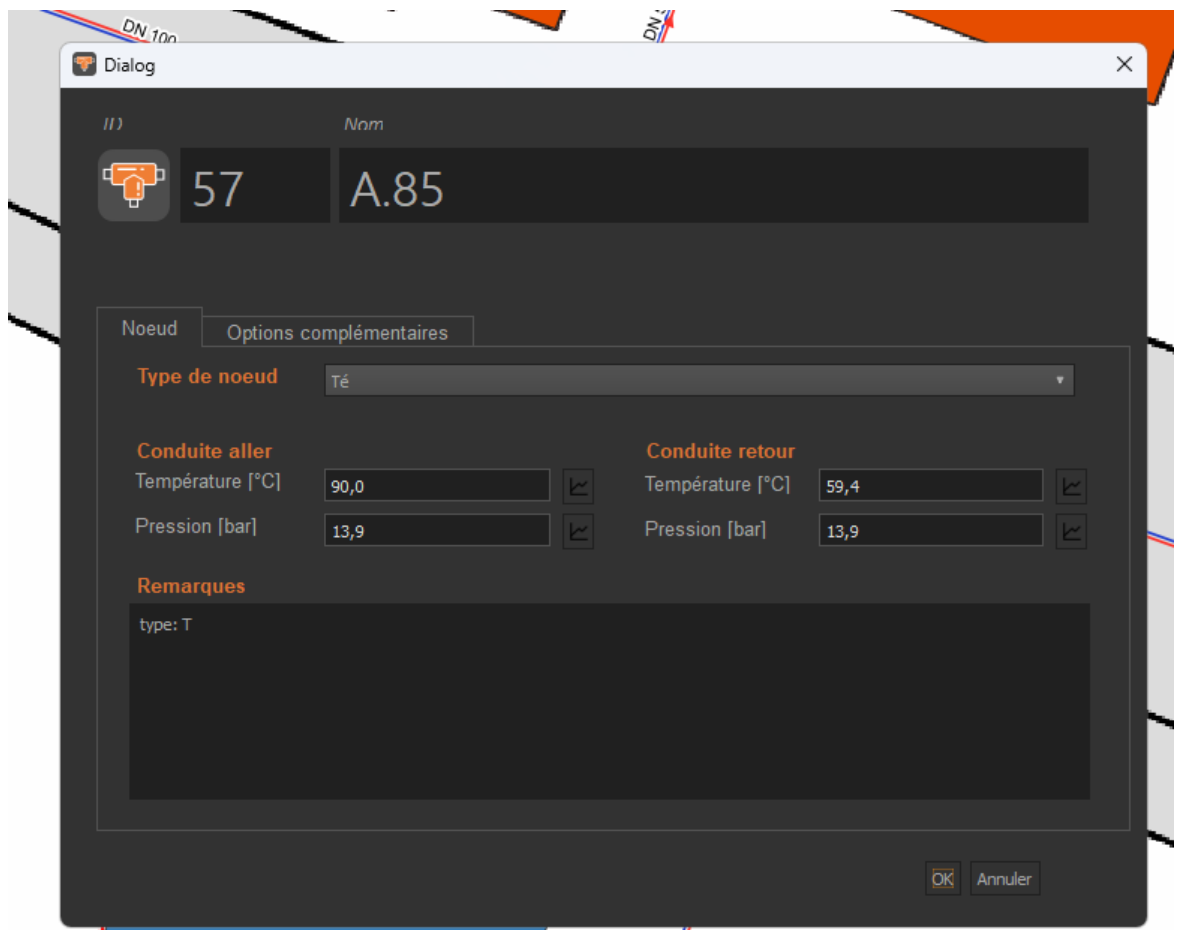


Figure 80 : dialogue pour un nouveau nœud sur le réseau

Les nœuds peuvent être de plusieurs types différents :

- **Soudure** : Le nœud représente uniquement une connexion entre deux conduites
- **Coude** : Le nœud représente un coude entre deux conduites.
- **Té** : Le nœud représente une intersection de trois conduites.
- **Echangeur** : Le nœud représente un point d'échange de chaleur entre le réseau et une sous-station de chauffage
- **Centrale de chauffe** : Le nœud représente un point d'échange entre le réseau et une centrale de chauffe.
- **Pompe** : Le nœud représente une pompe de surpression sur le réseau. Les caractéristiques de la pompe peuvent être ajoutées dans l'onglet « pompe » qui apparaît
- **Vanne de réglage** : Le nœud représente une vanne de réglage sur le réseau. Le kv de la vanne peut être inséré dans l'onglet « vanne » qui apparaît dans la boîte de dialogue
- **Vanne de purge** : Le nœud représente une vanne de purge sur le réseau. Une vanne de purge n'a qu'une fonction de documentation et n'a aucune influence sur les simulations
- **Vanne de vidange** : Le nœud représente une vanne de vidange sur le réseau. Une vanne de vidange n'a qu'une fonction de documentation et n'a aucune influence sur les simulations.



- **Vanne** : Le nœud représente une vanne – par exemple – vanne d'arrêt sur le réseau. Une vanne n'a qu'une fonction de documentation et n'a aucune influence sur les simulations.
- **By-pass** : le nœud représente un by-pass sur le réseau. Un by-pass est caractérisé par une conduite de faible diamètre entre l'aller et le retour sur le réseau. Le by-pass est pris en compte dans les simulations

Lors de la construction d'un réseau, les nœuds sont automatiquement insérés au niveau des sous-stations, des conduites et des centrales de chauffe. Il n'est donc généralement pas nécessaire de créer manuellement les nœuds sur le réseau. Le type de nœud est également automatiquement créé en fonction des connexions du réseau.

Pour chaque point, il est également possible d'insérer l'altitude du point.

#### Créer une vanne

L'outil « création d'une vanne » permet de modifier un nœud en type « vanne de réglage » et permet d'insérer le kv de la vanne pour sa prise en compte dans les simulations.

#### Créer une nouvelle pompe

L'outil « création d'une nouvelle pompe » permet de modifier un nœud en type « pompe » et permet d'insérer les paramètres de la courbe caractéristique de la pompe. Les paramètres de la courbe doivent être déterminés sur la base des courbes fournies par le fournisseur de la pompe.

#### Créer une nouvelle conduite

L'outil « création d'une nouvelle conduite » permet d'insérer une nouvelle conduite sur le réseau. L'outil ouvre une session d'édition sur la couche « conduites » pour permettre l'insertion de la nouvelle géométrie.

Les conduites sont de type polyligne. Il est donc possible de réaliser une conduite de la longueur que l'on veut et comportant des angles entre ses segments. Pour créer une nouvelle conduite :

- Cliquez sur le point de départ de la conduite avec le bouton gauche de la souris
- Cliquez à chaque point de la conduite que l'on veut insérer
- Après le dernier point, cliquez sur le bouton droit de la souris

Une fois que le bouton droit a été pressé, un dialogue s'ouvre pour permettre d'introduire les caractéristiques de la conduite. Les informations nécessaires pour les simulations sont les suivants :

- **Type de conduite** : Une liste déroulante permet de choisir le type de conduite que l'on veut. Il est également possible de taper le nom et l'interface sort les types par ordre croissant.

Tous les autres champs sont facultatifs et ne sont utilisés qu'à titre d'information et de description dans le cadre du projet.

Parmi les attributs de la conduite, il est possible de nommer chaque conduite si nécessaire. Le nom des conduites n'a aucune utilité dans le cadre de la simulation et n'a qu'un rôle descriptif sur l'interface.



Le type de segment peut également être inscrit pour chaque conduite. Le type de segment n'a qu'une fonction informative et n'est pas utilisé dans le cadre des simulations. Le type de segment est divisé en trois types distincts :

- **Conduite de transport** : Conduites principales servant principalement au transport de la chaleur jusque dans les zones de desserte
- **Conduite de desserte** : Conduites de desserte servant principalement à la desserte de chaleur dans une zone
- **Raccordement** : Conduites de raccordement des bâtiments aux conduites de desserte de la zone

Pour sauvegarder la conduite dans la base de données et s'assurer que les nœuds aux extrémités soient automatiquement ajoutés, il est nécessaire de cliquer sur l'outil « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les modifications apportées au réseau.

La création d'une nouvelle conduite doit toujours être réalisée dans le sens de l'écoulement de l'eau, soit de la centrale de chauffe vers les sous-stations. Dans le cas contraire, la simulation ne va pas fonctionner correctement.

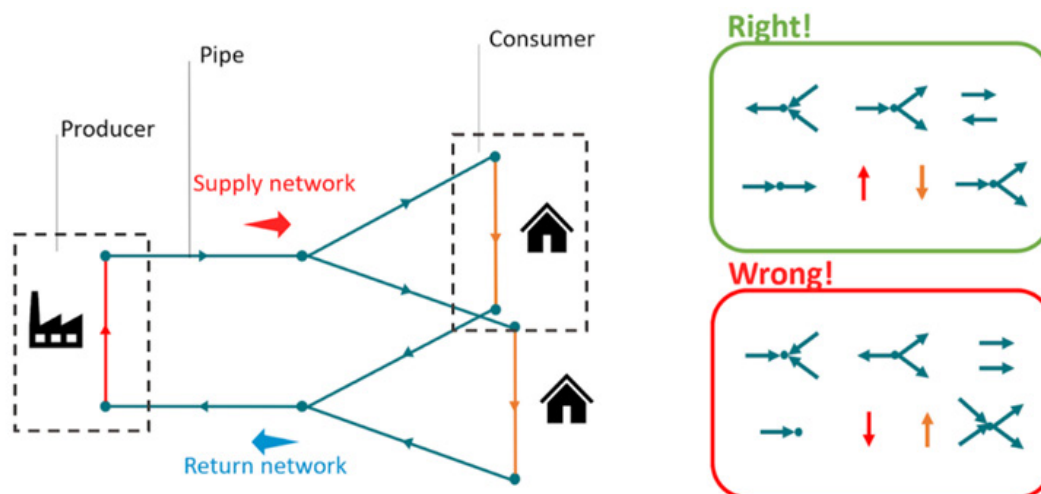


Figure 81 : Création juste des conduites sur le réseau

Par défaut, dans l'interface eguzki, il n'est nécessaire de créer que la conduite aller. La conduite retour est automatiquement créée pour la simulation du réseau.

#### Créer une nouvelle centrale de chauffe

L'outil « créer une nouvelle centrale de chauffe » permet de créer une centrale de chauffe. Une centrale de chauffe doit être créée sous forme de polygone. Pour finaliser la forme de la centrale, il est nécessaire de faire un clic droit après le dernier point.

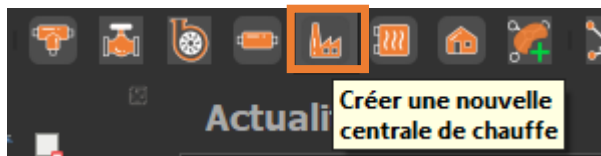


Figure 82 : Outil pour créer une nouvelle centrale de chauffe sur le réseau

Une fois la centrale de chauffe créée, il est nécessaire d'utiliser l'outil « enregistrer toutes les couches » pour que l'interface puisse ajouter un nœud de connexion à la centrale de chauffe et ainsi garantir son raccordement au réseau.

Les caractéristiques obligatoires pour les simulations sont les suivantes :

- **Gestion hydraulique** : La centrale principale du réseau doit toujours être configurée avec une gestion de type « pression ». Toutes les autres centrales du réseau doivent être configurée avec une gestion de type « débit ».
- **Consigne pression** : Dans le cas de la centrale principale du réseau, la consigne de pression doit être fournie. La consigne de pression correspond au delta de pression fourni au niveau des pompes de la centrale. Le débit est en [bar]
- **Consigne débit** : Dans le cas des autres centrales du réseau, la consigne de débit de la centrale doit être renseignée. La consigne de débit correspond au débit que doit fournir la centrale sur le réseau. Le débit est en [m3/h]
- **Température production** : Température de sortie de la centrale
- **Ordre de priorité** : Ordre de priorité à utiliser dans le cas où plusieurs centrales sont actives en même temps sur le réseau. Par défaut, la centrale avec la priorité 0 est considérée comme la centrale principale. L'ordre de priorité est défini par ordre décroissant.

Les caractéristiques suivantes ne sont pas obligatoires pour la réalisation des simulations :

- **Nom** : Nom de la centrale. Le nom peut être librement choisi
- **Puissance max.** : Puissance maximale de la centrale de chauffe. Cette puissance sert de référence par rapport à la puissance nécessaire calculée par simulation
- **Température min départ** : Ce paramètre est facultatif et est uniquement destiné à une donner une température minimale de départ de la centrale.
- **Gestion production** : Pour le moment, la centrale doit être définie en « température de sortie » pour garantir le bon fonctionnement de la simulation, autrement des problèmes de simulation peuvent subvenir.
- **Pression statique** : La pression statique du réseau peut être renseignée. La pression statique est prise en compte dans les simulations. Si elle est omise, une pression de 10 bars est prise par défaut par l'application.

Les caractéristiques des pompes peuvent être implantées dans l'onglet pompe. Pour le moment, les courbes caractéristiques des pompes ne sont pas prises en compte dans les simulations.





### Créer une nouvelle sous-station

L'outil de création d'une nouvelle sous-station permet de créer une nouvelle sous-station sur le réseau. Une sous-station est caractérisée par une géométrie de type polygone.

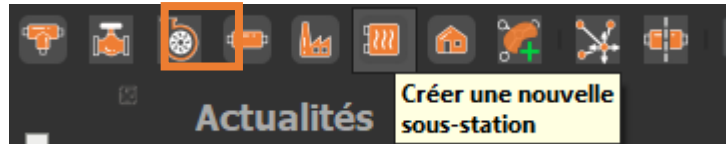


Figure 83 : Outil pour créer une nouvelle sous-station sur le réseau

Pour construire une sous-station, il faut :

- Cliquez sur un des coins de la sous-station que l'on veut créer avec le bouton gauche de la souris
- Cliquez avec le bouton gauche sur les autres points qui définissent le périmètre de la sous-station
- Une fois le dernier point inséré, cliquez sur le bouton droit de la souris pour finaliser la création.

Les caractéristiques suivantes sont obligatoires pour la réalisation des simulations :

- **Consigne  $T^{\circ}$  retour** : Consigne de la température de retour à la sortie de la sous-station. Ce paramètre permet de contrôler la température et calculer le delta de température entre l'entrée et la sortie de la sous-station en fonction de la température du réseau. La température de sortie doit être plus basse que la température du réseau
- **Demande puissance** : Demande de puissance à prendre en compte pour les simulations. La puissance doit être fournie en [kW]

Les autres informations sont uniquement là pour la documentation du projet et la description des sous-stations. Elles ne sont pas obligatoires pour la réalisation des simulations :

- **Puissance max** : Puissance maximale de la sous-station. Cette puissance est uniquement informative et n'est pas utilisée pour les simulations.
- **Puissance souscrite** : Puissance souscrite dans le cadre du contrat de fourniture. La puissance souscrite peut être différente de la puissance maximale de la sous-station. La puissance souscrite n'est pas utilisée dans les simulations.
- **Energie annuelle** : Energie annuelle consommée par la sous-station. Cette donnée est uniquement utilisée pour les calculs de consommations globales et densité énergétiques et n'est pas liée aux simulations réalisées.
- **Type de sous-station** : Champ facultatif permettant de définir le type de sous-station. Le type de sous-station est un champ facultatif qui n'a aucune influence dans les simulations



- **Etat sous-station** : Champs facultatif permettant de définir un état pour la sous-station. Ce champ permet catégoriser la sous-station, mais n'est pas pris en compte dans le cadre des simulations.
- **Consigne T° secondaire** : Consigne de température sur le réseau secondaire de la sous-station. Ce champ est facultatif et n'est pas pris en compte pour les simulations.
- **Régulation** : Deux types de régulation sont possibles pour les sous-stations, soit « puissance », soit « débit ». Par défaut, c'est le mode « puissance » qui est choisi.

Pour sauvegarder la sous-station dans la base de données et s'assurer que les nœuds de connexion soient automatiquement ajoutés, il est nécessaire de cliquer sur l'outil « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les modifications apportées au réseau.

#### Créer un nouveau bâtiment

L'outil « créer un nouveau bâtiment » permet de créer un nouveau bâtiment sur la carte. Les bâtiments n'ont pas d'utilité dans les simulations de réseau, mais leur intégration dans l'interface permet de mieux définir les bâtiments desservis par les sous-stations. Les bâtiments sont modélisés sous forme de polygone. Pour finaliser la création de la géométrie, il est nécessaire de réaliser un clic droit après l'insertion du dernier point.



Figure 84 : Outil pour créer un nouveau bâtiment sur le réseau

Tous les paramètres des bâtiments sont facultatifs et ne sont pas utilisés pour les simulations. Les principaux paramètres sont les suivants :

- **egid** : Numéro egid du bâtiment. Le numéro egid peut être repris du registre fédéral des bâtiments.
- **Affectation principale** : Affectation principale du bâtiment selon la typologie SIA 380/1
- **Sous-station** : Sous-station à laquelle le bâtiment est raccordé pour la fourniture de chaleur
- **SRE** : Surface de référence énergétique du bâtiment
- **Année de construction** : Année de construction du bâtiment
- **Puissance totale** : Puissance totale demandée par le bâtiment. La puissance totale correspond à la somme de la puissance chauffage et de la puissance ECS ou pas selon le principe de fonctionnement de la régulation
- **Puissance chauffage** : Puissance nécessaire pour la fourniture de chaleur pour le chauffage des locaux
- **Puissance ECS** : Puissance nécessaire pour la préparation de l'eau chaude sanitaire
- **Energie annuelle** : Energie annuelle consommée par le bâtiment



L'onglet « options avancées » permet d'insérer les données complémentaires utiles pour l'estimation des consommations et des puissances requises par le bâtiment et faire le lien pour des simulations de bâtiments externes.

Pour sauvegarder le bâtiment dans la base de données et s'assurer que les nœuds de connexion soient automatiquement ajoutés, il est nécessaire de cliquer sur l'outil « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les modifications apportées au réseau.

### Créer une nouvelle zone de desserte

L'outil « création d'une nouvelle zone de desserte » permet de créer une nouvelle zone de desserte. Une zone de desserte sert à regrouper et calculer des statistiques sur certaines données du réseau comme les longueurs de conduites, les quantités d'énergie, etc. dans différentes zones du réseau.



Figure 85 : Outil pour créer une nouvelle zone de desserte

Pour créer une zone, il faut :

- Cliquez avec le bouton gauche sur l'emplacement du premier point de la zone
- Cliquez avec le bouton gauche sur chaque emplacement d'un nouveau point
- Une fois le dernier point inséré, faire un clic droit pour terminer la construction de la zone

Les zones de desserte ne peuvent pas se superposer les unes par rapport aux autres. En cas de chevauchement, les zones sont automatiquement découpées en fonction des zones déjà présentes. Cela permet de s'assurer d'éviter une double comptabilité des données dans les statistiques.

La création des zones demande uniquement un nom. Tous les autres paramètres sont calculés automatiquement par l'application au fur et à mesure du développement et des modifications sur le réseau.

Pour sauvegarder la zone dans la base de données, il est nécessaire de cliquer sur l'outil « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les modifications apportées au réseau.

### Bouger une conduite existante

L'outil « Bouger une conduite existante » permet de bouger une conduite déjà présente sur le réseau. Pour bouger la conduite, il faut d'abord sélectionner l'outil, ensuite cliquer sur la conduite à déplacer et ensuite sur le nouvel emplacement de la conduite.



Figure 86 : Outil pour bouger une conduite existante

Attention, le fait de bouger la conduite ne déplace pas les nœuds associés à la conduite et la conduite n'est donc plus nécessairement rattachée au réseau.

### Couper une conduite existante

Pour permettre d'insérer un nouveau nœud sur une conduite existante – par exemple pour créer un nouveau raccordement – il est nécessaire de couper préalablement la conduite existante à l'endroit du nœud.

Pour ce faire, il faut choisir l'outil « couper une conduite existante » et cliquer au-dessus de la conduite. Cliquer une deuxième fois en dessous de la conduite pour créer une ligne qui servira de base pour la coupe. Une fois les deux points définis, il est nécessaire de faire un clic droit pour valider la ligne de coupe.



Figure 87 : Outil pour couper une conduite existante

Une fois la coupe réalisée, il est nécessaire de cliquer sur l'outil « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les deux bouts de conduites et insérer automatiquement les nouveaux nœuds au bon endroit.

Les attributs de la conduite coupée sont conservés dans les nouvelles conduites, il n'est donc pas nécessaire de les renseigner après la coupure de la conduite.

### Enregistrer toutes les couches

QGIS fonctionne sur le principe d'un mode d'édition déconnecté de la base de données. C'est-à-dire que toutes les modifications apportées durant l'édition des couches sont uniquement stockées dans la mémoire de l'ordinateur tant que l'utilisateur n'a pas sauvegardé les modifications apportées.

Pour valider les modifications apportées, il est nécessaire de cliquer sur le bouton « Enregistrer toutes les couches ». Ce bouton permet de valider les changements réalisés – création de nouvelles entités, modification des attributs des entités déjà créées, etc. – et envoie les nouvelles données dans la base de données.

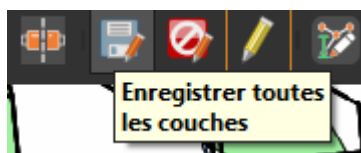


Figure 88 : Outil pour enregistrer les modifications sur toutes les couches

Une fois les modifications validées, l'interface peut créer les objets manquants – par exemple les nœuds – et peut mettre à jour les données calculées. Il est donc important de régulièrement sauvegarder les modifications apportées.

#### Annuler sur toutes les couches

L'outil « annuler sur toutes les couches » annule toutes les modifications qui ont été réalisées sur les différentes couches depuis la dernière sauvegarde. Les modifications apportées sont simplement annulées et les données ne sont pas renvoyées au serveur. Cette fonctionnalité est intéressante si on s'est trompé dans le dessin d'une conduite ou d'une sous-station, etc.



Figure 89 : Outil pour annuler les modifications sur toutes les couches

#### Basculer en mode édition

Pour pouvoir modifier la géométrie d'un élément du réseau. Il est nécessaire de passer en mode édition. Pour passer en mode édition, il faut :

- Choisir la couche que l'on veut éditer dans la table des matières (Nœuds, Conduites, Centrales de chauffe, Sous-stations, Bâtiments, zones)
- Cliquer sur le bouton « basculer en mode édition »
- La symbologie de la couche dans la table des matières s'affiche avec un crayon au travers, ce qui indique que la couche est en mode « édition »

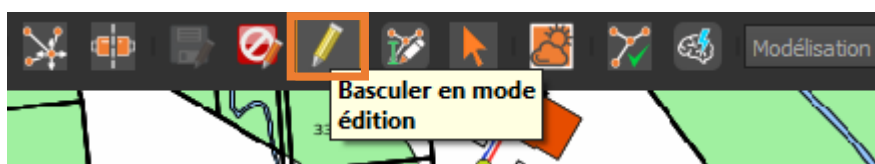


Figure 90 : Outil pour passer en mode édition



Une fois en mode édition, la modification de la géométrie d'un objet est réalisée de la façon suivante :

- Cliquer sur le bouton « Sélection des objets »

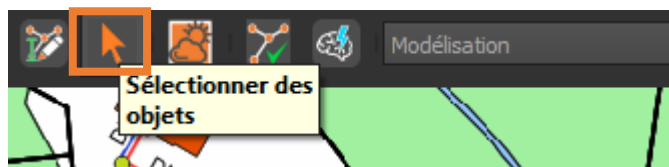


Figure 91 : Outil pour sélection des objets

- Sélectionnez l'objet que vous voulez modifier
- Dans la barre d'outils « Edition » de QGIS, sélectionnez l'outil de sommet



Figure 92 : Outil pour sélection des objets

- Dans la barre d'outils « Edition » de QGIS, sélectionnez l'outil de sommet
- Choisir le point que l'on veut modifier ou supprimer avec un clic gauche sur le point
- Pour supprimer un point, cliquez sur la touche « del »
- Pour ajouter un point, il faut cliquer au milieu du segment que l'on veut modifier – QGIS ajoute automatiquement un point lorsque l'on passe par-dessus
- Une fois les modifications réalisées, cliquez sur le bouton « Enregistrer toutes les couches » pour sauvegarder les modifications réalisées

### Editer les objets eguzki

Cet outil permet de modifier les attributs des différents éléments du réseau et permet de visualiser les résultats individuels des différents éléments. C'est l'outil principal pour la gestion des données d'eguzki.

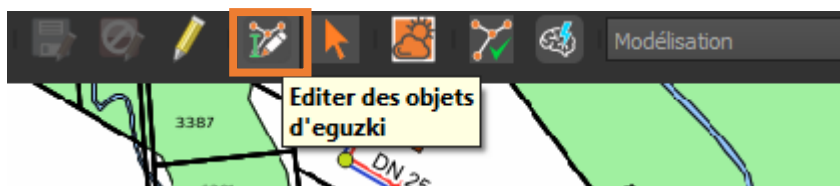


Figure 93 : Outil pour éditer les objets eguzki



Pour sélectionner une entité, il faut :

- Cliquez sur l'outil « Editer des objets d'eguzki »
- Sélectionner la couche qui contient l'entité dans la table des matières (Nœuds, Conduites, Centrales de chauffe, Sous-stations, Bâtiments, Zones)
- Cliquez sur l'entité que l'on veut

Une fois le clic sur l'entité réalisé, une nouvelle boîte de dialogue s'ouvre avec les différents attributs de l'entité. Les attributs peuvent être modifiés ou visualisés.

The dialog box is titled 'Conduite' and has a close button (X) in the top right corner. It features a dark theme with orange accents. At the top, there are two input fields: one with a battery icon and the value '40', and another with the value '123'. Below these are two tabs: 'Conduites' (selected) and 'Options avancées'. The main content area is divided into several sections:

- Type de conduite**: A dropdown menu showing 'DN 50 | Isolation type 2 | Brugg | premant'.
- Type de segment**: A dropdown menu.
- Données hydrauliques**: A section with four rows of data:
  - Longueur [m]: 37.8
  - Débit [m3/h]: 6.2 (with a small icon to the right)
  - Vitesse [m/s]: 0.7 (with a small icon to the right)
  - Pression linéaire [Pa/m]: 89.0 (with a small icon to the right)
- Conduite aller** and **Conduite retour**: Two columns of data for forward and return flows:
  - Température entrée [°C]: 89.6 (forward) and 53.9 (return)
  - Température sortie [°C]: 89.6 (forward) and 53.9 (return)
  - Pertes thermiques [W]: 0.6 (forward) and 0.3 (return)
- Remarques**: A text area containing the following information:
  - dn:50/140
  - endpoint:A.44
  - length:37.84602631231695
  - material:PREMANT
  - pressure\_head:145.472

At the bottom right, there are two buttons: 'OK' and 'Annuler'.


Figure 94 : Boîte de dialogue pour les conduites





Dialog

/// Nom

 78 A.38

Noeud Coude Options complémentaires

Type de noeud Coude

Conduite aller

Température [°C] 89.5

Pression [bar] 3.2

Conduite retour

Température [°C] 53.9

Pression [bar] 1.8

Remarques

type: elbow 90°

OK Annuler

Figure 95 : Boite de dialogue pour les nœuds



Dialog

ID 1 Nom Centrale Les Paccots

Puissance fournie par la centrale selon simulation

de chauffe Pompe Importation données Options avancées

Production		Données réseau	
Puissance max [kW]	4500	Pression statique [bar]	1.5
Fourniture puissance [kW]	2452	Delta T° [K]	35.7
Température min départ [°C]	0	Température retour [°C]	54.3
		Débit [m3/h]	59.8
Régulation			
Ordre de priorité	0	Température production [°C]	90
Gestion production	Température sortie	Consigne pression [bar]	2.0
Gestion hydraulique	pression	Consigne débit [m3/h]	0.0

Remarques

OK Annuler

Delta T calculé à la centrale du réseau

Température retour calculée à la centrale du réseau

Débit total au niveau de la centrale

Figure 96 : Boite de dialogue pour les centrales de chauffe



**Consommateur**

Puissance max [kW] 320

Puissance souscrite [kW] 0

Demande puissance [kW] 320

Énergie annuelle [kWh] 666000000

**Type de sous-station**

Type de sous-station

Etat sous-station

**Données réseau**

Consigne T° retour [°C] 55

Consigne T° secondaire [°C] 0

Perte de pression [bar] 1.49

Débit [m3/h] 7.90

Température aller [°C] 90

Température retour [°C] 55

**Régulation**

Sous-station puissance

**Remarques**

NPID\_in: A.81  
NPID\_out: R.81  
construction: existing  
coverage: None  
ssid: 3462

Annuler OK

Pertes de pression dans la sous-station selon simulation

Débit nécessaire à la sous-station selon simulation

Figure 97 : Boîte de dialogue pour les sous-stations

### Importation des données météorologiques

L'outil « Importation des données météorologiques » permet d'importer les données météorologiques nécessaire pour la réalisation des simulations multistep.

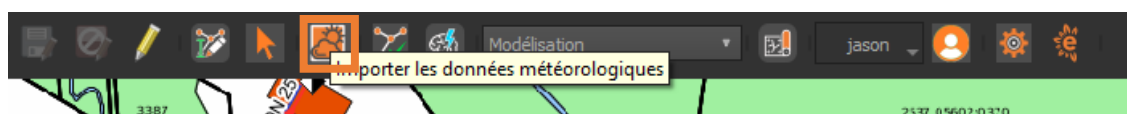


Figure 98 : Outil « importer les données météorologiques »



Dialog

### Importation des données météorologiques pour les simulations multistep

☒ Importation des données météorologiques typique depuis le site PVGIS

Latitude  Longitude

Année de substitution pour les données

☐ Importation des données météorologiques depuis un fichier \*.epw

...

☐ Importation des données météorologiques depuis un fichier \*.csv

Le fichier csv doit être enregistré avec le point virgule (";") comme séparateur. Le fichier doit obligatoirement suivre la structure suivante pour pouvoir être importé correctement:

- La première ligne contient les entêtes
- Colonne 1: Colonne contenant la date et l'heure (attention format : aaaa.mm.jj hh:mm)
- Colonne 2: Colonne contenant la température extérieure

...

☐ Supprimer les données existantes avant d'importer les nouvelles données

OK Annuler

Figure 99 : Boite de dialogue d'importation des données météorologiques

Trois possibilités d'importation sont possibles :

- **PVGIS** : La première solution est de reprendre les données TMY depuis le site de PVGIS. Le site PVGIS permet d'obtenir les données d'année météorologique typique (TMY) pour n'importe quelle région d'Europe. Les TMY sont une compilation de données météorologiques sur une durée d'environ 10 ans qui représente une année typique pour la zone en question. Les paramètres à fournir pour cette option est la latitude et la longitude du point de mesure. Par défaut, l'application calcul automatiquement le point central par rapport à la couche « conduites ». Le deuxième paramètre à fournir est une année à inscrire pour les données, car par défaut les TMY n'ont pas d'années.
- **Fichier epw** : Les fichiers epw correspondent aux fichiers météorologiques utilisés par le logiciel de simulation EnergyPlus et représente un type de fichier particulièrement répandu dans le domaine des simulations de bâtiments. Pour intégrer un fichier \*.epw, il faut fournir le lien du fichier sur le disque dur.
- **Fichier csv** : Les données météorologiques peuvent également être importées depuis un fichier csv, par exemple pour des données météorologiques historiques. Dans ce cas, le fichier doit comporter une première colonne avec les dates et les heures et une deuxième avec les températures extérieures.



### Contrôle topologique

Le contrôle topologique permet de contrôler si le réseau est compatible avec la réalisation des simulations. Le contrôle topologique permet de contrôler d'une part que les différents paramètres des sous-stations, conduites et centrales de chauffe sont correctement remplis. D'autre part, le contrôle topologique permet de contrôler les différentes connexions du réseau.

Le résultat du contrôle topologique s'affiche dans un nouveau groupe de couches sur la carte. Les couches sont organisées en fonction des couches de base (Nœuds, Conduites, Centrales de chauffe, Sous-stations, Bâtiments, Zones). Les erreurs s'affichent par défaut en rouge sur la carte.

Le contrôle topologique contrôle deux types principaux d'erreurs :

- **Paramètres** : Si des paramètres nécessaires aux simulations ne sont pas indiqués dans les entités, une erreur est générée.
- **Construction réseau** : Les connexions entre les différents éléments du réseau sont également contrôlées. Des erreurs sont générées si :
  - Si plusieurs sous-stations sont connectées au même nœud
  - Si plusieurs centrales de chauffe sont connectées au même nœud ou si une centrale de chauffe ou sous-station n'est pas connectée à un nœud
  - Si un nœud n'est pas connecté à une conduite ou si une conduite n'est pas connectée à un nœud à une des extrémités
  - Si un nœud a plus de 3 connexions ou plus de 2 connexions entrantes ou sortantes

Le contrôle topologique n'est pas dynamique, cela veut dire que si une erreur est corrigée, elle reste active dans la couche du contrôle. Une fois les corrections nécessaires apportées, il faut relancer une nouvelle fois le contrôle pour s'assurer qu'il ne reste plus d'erreurs dans les données.

### Simulations

Le bouton « Lancer les simulations » permet de lancer les simulations du réseau. Les simulations peuvent être de deux types :

- **onestep** : La simulation est réalisée uniquement sur l'état actuel du réseau avec les paramètres introduits dans les différents objets.
- **Multistep** : La simulation est réalisée sur la base des données temporelles insérées pour tous les éléments du réseau. La simulation multistep permet donc de simuler le comportement du réseau durant une période temporelle.

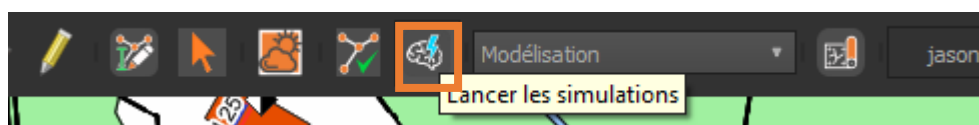


Figure 100 : bouton « Lancer les simulations »



Lors de l'ouverture de la boîte de dialogue, il est possible de choisir le type de simulation que l'on désire réaliser. Par défaut, c'est la simulation onestep qui est choisie.

#### Simulation onestep:

Pour les simulations onestep, il est possible de modifier les paramètres de fonctionnement des centrales de chauffe depuis la boîte de dialogue plutôt que depuis l'outil « Editer des objets ». Les centrales de chauffe présentes sur le réseau sont listées à gauche. L'ordre d'affichage correspond à l'ordre de priorité des centrales.

Lorsque l'on sélectionne une centrale de chauffe, il est possible de modifier ses attributs au moyen de champs « Paramétrage de la centrale ». Les données insérées sont automatiquement sauvegardées dans les paramètres de la centrale choisie.

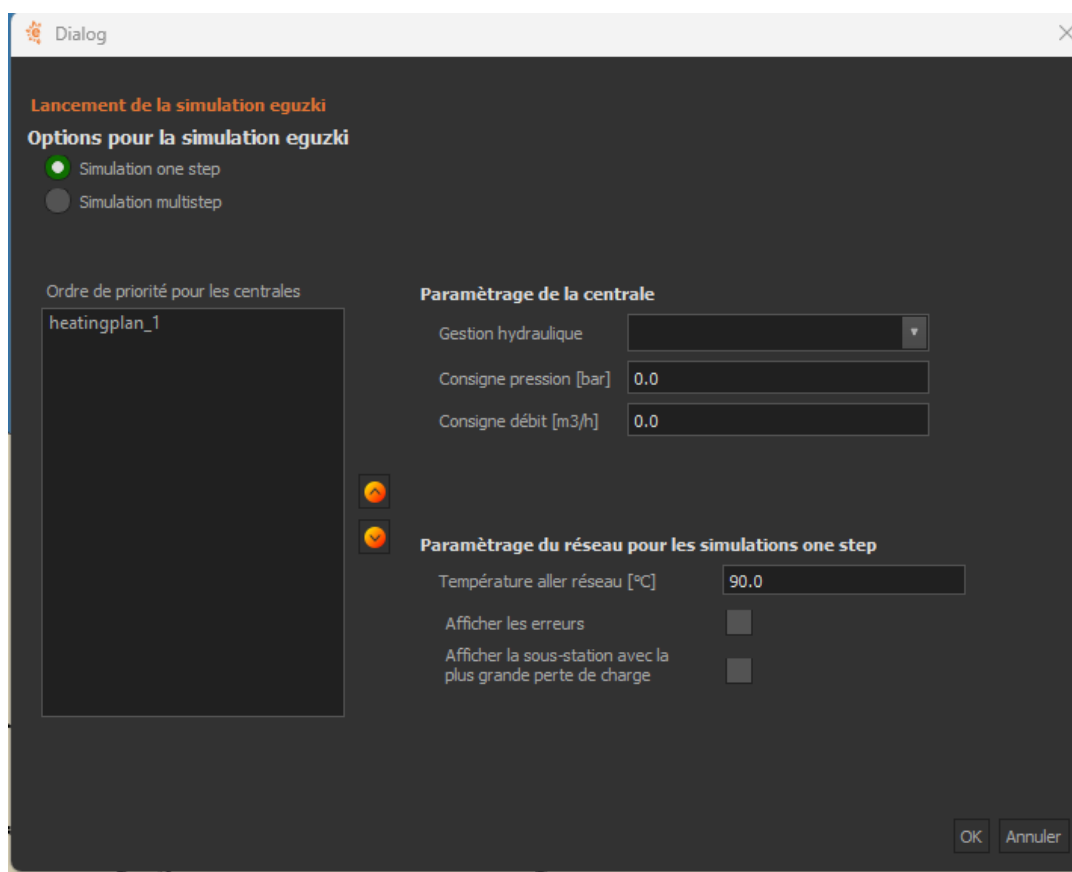


Figure 101 : Dialogue pour le lancement des simulations

Dans la partie « Paramétrage du réseau pour les simulations onestep », il est également possible de modifier la température de départ du réseau. Cette température de réseau est reprise par toutes les centrales comme température de production.



L'option « Afficher les erreurs » permet de créer une couche contenant toutes les erreurs ou points particuliers découverts durant la simulation, à savoir :

- **noeuds** :
  - Température négative ou supérieure à la température de départ
  - Pression inférieure à la pression statique ou inférieure à 0.5 bars
- **conduites** :
  - Pertes de charges linéaires supérieure à 500 [Pa/m] sur les conduites
  - Vitesse dans les conduites supérieures à 6 [m/s]

L'option « Afficher la sous-station avec la plus grande perte de charge » permet de créer une couche mettant en avant la sous-station la plus défavorable du réseau, avec la perte de charge associée à cette sous-station.

Les résultats des simulations sont automatiquement sauvegardés dans les différents éléments du projet et peuvent être visualiser au travers de l'outil « Editer des objets d'Eguzki » pour chaque élément.

Lors de la réalisation de la simulation, il est possible qu'une erreur survienne du type « La simulation n'a pas convergée ». Ces erreurs indiquent que la simulation n'a pas pu être terminée et que les valeurs de simulation n'ont donc pas été sauvegardée et affichées.

Ces erreurs peuvent provenir de différents problèmes :

- Certains éléments du réseau ne sont pas connectés correctement sur le réseau
- Certaines conduites ont été dessinées dans le mauvaise sens de distribution de l'eau. De fait, le réseau présente un embranchement avec uniquement des conduites entrantes, ce qui ne permet pas à la simulation de fonctionner
- Certains éléments n'ont pas tous les paramètres obligatoires remplis
- La température de retour de certaines sous-stations est supérieure à la température de départ du réseau

Les erreurs sont normalement mises en lumière par l'outil « Contrôle topologique », il est donc conseillé de lancer cet outil avant le lancement des simulations

#### Simulation multistep :

Pour les simulations multistep, plusieurs points doivent être remplis pour permettre leur réalisation :

- **Données climatiques** :
  - Des données climatiques doivent être fournies avec le pas de temps désiré pour les simulations
- **Sous-stations** :
  - Les données nécessaires à la simulation doivent être importées pour chaque pas de temps défini dans les données climatiques. Pour importer ces données, il est nécessaire – pour chaque sous-station – d'utiliser l'outil « Editer des objets Eguzki » et aller sous l'onglet « Importation données » pour les importer au moyen





d'un fichier csv. Un modèle de fichier peut être généré avec les données climatiques pour faciliter la création du fichier

- **Centrales de chauffe :**
  - o Les données nécessaires à la simulation doivent être importées pour chaque pas de temps défini dans les données climatiques. Pour importer ces données, il est nécessaire d'aller – pour chaque centrale de chauffe – d'utiliser l'outil « Editer des objets Eguzki » et aller sous l'onglet « Importation données » pour les importer au moyen d'un fichier csv
- **Pompes :**
  - o Si des pompes/surpresseur sont installés sur le réseau, il est nécessaire d'importer les données nécessaires à la simulation pour chaque pas de temps défini.

Dans la boîte de dialogue pour les simulations multistep, il est possible de choisir plusieurs options :

- **Date début simulation :** Configure la date à partir de laquelle les simulations sont lancées. Il n'est pas nécessaire de réaliser les simulations sur tous les pas de temps définis, mais uniquement sur une certaine période à partir de la date de début.
- **Durée :** Permet de choisir la durée sur laquelle réalisées les simulations multistep. Il est possible de réaliser une simulation sur une heure, un jour, un mois, trois mois, une semaine ou une année entière.

La température de départ du réseau peut également être introduite en fonction de la température extérieure. Cette option permet de tenir compte par exemple d'une diminution de la température de départ durant la période estivale.