Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et Cleantech

Rapport final du 22.12.2023

Réseau de distribution de chaleur et de froid utilisant le CO_2 comme fluide caloporteur (Réseau-CO_2)



Source : www.hevs.ch/fr/photos

Date: 22.12.2023

Lieu: Berne

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

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

EPFL Valais
Rue de l'industrie 17, CH-1950 Sion
www.epfl.ch

ExerGo sàrl
Av. des Sports 42, CH-1400 Yverdon-les-Bains
www.exergo.ch

OIKEN SA
Rue de l'industrie 43, CH-1950 Sion
www.oiken.ch

Zero-C
Route de Merdesson, CH-1955 St-Pierre-de-Clages
https://suisse.zero-c.com

Auteur(s):
Jessen Page, HES-SO Valais, jessen.page@hevs.ch
Cédric Dorsaz, HES-SO Valais, cedric.dorsaz@hevs.ch
Tristan Rey, HES-SO Valais, tristan.rey@hevs.ch
Alberto Mian, ExerGo, alberto.mian@exergo.ch
Samuel Henchoz, ExerGo, samuel.henchoz@exergo.ch
Patrick Chatelan, Zero-C, pchatelan@zero-c.ch
Luc Girardin, EPFL, luc.girardin@epfl.ch
Pierre-Jean Duc OIKEN, pierre-jean.duc@oiken.ch

Suivi du projet à l'OFEN:
Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/502049-01

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

Zusammenfassung

Dieses Projekt hat die energetische und wirtschaftliche Machbarkeit des Einsatzes von CO_2 als Wärmeträgerflüssigkeit in einem Anergienetz sowie dessen Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit demonstriert. Mit einer installierten Leistung von 340 kW Wärme und 450 kW Kälte konnte die Demonstrationsinfrastruktur mehr als die Hälfte des Heiz- und Kühlbedarfs von den drei Gebäuden des Campus EnergyPolis in Sitten mit einem jährlichen Gesamt-COP von über 11 (kWh gelieferte Wärme und Kälte pro kWh Gesamtstromverbrauch) decken. Im Vergleich zu Anergienetze, die mit Wasser betrieben werden, bieten „CO_2-Netze“ kleinere Rohre (ein Drittel des Durchmessers) und dadurch geringere Netzinvestitionskosten und Pumpkosten (beide etwa 50 %). Ihre Unterstationen sind jedoch aufgrund der zusätzlichen CO_2-Speicherung und Sicherheitsausrüstung teurer (ca. 20 bis 25 %), was für den Anschluss von Verbrauchern spricht, die mindestens 100 kW benötigen. CO_2-Netze können bei der Bereitstellung von Wärme- und Kältedienstleistungen (oder sogar Prozesskühlung) mit modernsten Technologien (Fernwärme- & -kältenetze oder Anergienetze) konkurrieren. Sie werden ihren Platz in der Zusammensetzung der Wärmenetze in Schweizer Städten finden, insbesondere in solchen mit Zugang zu Grundwasser oder Seewasser, und werden eine wichtige Rolle bei einer erfolgreichen nationalen Energiewende spielen.

Résumé

Ce projet a démontré la faisabilité énergétique et économique de l’utilisation du CO_2 comme fluide caloporteur dans un réseau d’anergie ainsi que sa fiabilité et sécurité de fonctionnement. L’installation de démonstration, d’une puissance installée de 340kW de chaleur et 450kW de froid, a couvert la moitié des besoins en chaud et en froid de 3 bâtiments du Campus Energypolis de Sion avec un COP globalisé annuel de plus de 11 (kWh de chaleur et de froid délivrés par kWh de consommation électrique total).Les « réseaux CO_2 » offrent, par rapport aux réseaux d’anergie fonctionnant actuellement avec de l’eau, des conduites plus petites (un tiers du diamètre) et par conséquent des coûts d’investissement du réseau lui-même et de pompage inférieurs (environ 50%). Leurs sous-stations sont cependant plus chères (environ 20 à 25 %), dû aux équipements de stockage de CO_2 et de sécurité supplémentaires, plaidant en faveur de sous-stations de plus de 100kW. Permettant d’offrir des services de chauffage et de refroidissement (voire du froid de process) à des prix rivalisant avec l’état de l’art (CAD & FAD ou réseaux d’anergie) ils trouveront une place dans la composition de réseaux thermiques des villes suisses, notamment celles ayant accès à une nappe phréatique ou l’eau d’un lac, et joueront un rôle important dans une transition énergétique nationale réussie.

Summary

This project demonstrated the energetic and economic feasibility of using CO_2 as a heat transfer fluid in an anergy network as well as its reliability and operating safety. With an installed power of 340kW of heat and 450kW of cold, the demonstration infrastructure was able to cover more than half of the heating and cooling needs of 3 buildings of the Campus Energypolis in Sion with an overall annual COP of over 11 (kWh of heat and cold delivered per kWh of total power consumption).Compared with anergy networks currently operating with water, “CO_2 networks” offer smaller pipes (one third of the diameter) and thereby lower network investment costs and pumping costs (both around 50%). Their substations are, however, more expensive (around 20 to 25%), due to additional CO_2 storage and safety equipment, arguing in favor of connecting consumers requiring at least 100kW. CO_2 networks are able to rival with state-of-the-art technologies (DHN & DCN or anergy networks) in the provision of heating and cooling services (or even process refrigeration). They will naturally find their place within the composition of thermal networks in Swiss cities, especially those with access to a water table or lake water, and they will play an important role in a successful national energy transition.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et Cleantech

Table des matières

ZUSAMMENFASSUNG **3**

RÉSUMÉ **3**

SUMMARY **3**

TABLE DES MATIÈRES **4**

LISTE DES ABRÉVIATIONS **7**

1 INTRODUCTION **8**

1.1 CONTEXTE ET ARRIÈRE-PLAN 8
1.1.1 Contexte *8*
1.1.2 Etat du marché et de la technique *8*
1.1.3 Défis existants *8*
1.2 JUSTIFICATION DU PROJET 9
1.3 OBJECTIFS DU PROJET 10

2 CONCEPT ET DESIGN DU DÉMONSTRATEUR **11**

2.1 DESCRIPTION DES INSTALLATIONS 11
2.1.1 Réseau à distance de conduites enterrées *11*
2.1.2 Centrale *13*
2.1.3 Sous-stations *14*
2.1.4 Liaisons bâtiments existants *15*
2.2 DESCRIPTIF DE FONCTIONNEMENT 19
2.3 COMPTE-RENDU DES DÉFIS TECHNIQUES LIÉS À LA CONCEPTION 21
2.3.1 « Vapeur comprimée » vs « liquide pompé » *21*

3 TRAVAUX DE CONSTRUCTION **23**

3.1 RÉSUMÉ DES ÉTAPES PRINCIPALES DES TRAVAUX EFFECTUÉS ENTRE JUIN 2021 ET JUIN 2022 23
3.2 DESCRIPTIF DÉTAILLÉ DES TRAVAUX DE MISE EN ŒUVRE 23
3.3 SÉCURITÉ 28
3.4 COMPTE-RENDU DES DÉFIS TECHNIQUES 29
3.5 CONTRÔLE ET COMMANDE DU « RÉSEAU CO2 » 30

4 PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DU DÉMONSTRATEUR EN MODE APPROVISIONNEMENT EN CHALEUR **33**

4.1 PERFORMANCE GÉNÉRALE DU DÉMONSTRATEUR EN MODE « CHAUFFAGE » 33
4.1.1 Part d'approvisionnement du démonstrateur par rapport aux besoins totaux des bâtiments *33*
4.1.2 Coefficient de performance *37*
4.1.3 Répartition des consommations électriques *42*
4.1.4 Effet Anergie *44*
4.1.5 Plages de fonctionnement types *47*
4.1.6 Pertes de charge *54*
4.1.7 Energie de pompage *58*
4.2 PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DU DÉMONSTRATEUR EN FONCTION DES CONSOMMATEURS 62
4.2.1 Mise en série des batteries du monobloc de ventilation *62*
4.2.2 Production d'eau chaude sanitaire dans le bâtiment 21 ..... *66*
4.3 PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DU DÉMONSTRATEUR EN FONCTION DES PRODUCTEURS DE CHALEUR 66
4.3.1 Raccordement indirect de la PAC Waterkotte du bâtiment 19 ..... *66*

4.4 SPÉCIFICITÉ D'EXPLOITATION D'UN RÉSEAU CO2 72
4.4.1 Régulation de la sous-station « froid » d'un bâtiment raccordé 72
4.4.2 Régulation de la sous-station « chaud » d'un bâtiment raccordé 73
4.4.3 Régulation de la pompe principale de distribution sur le réseau CO_2 73

5 PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE DU DÉMONSTRATEUR EN MODE APPROVISIONNEMENT EN FROID 75

5.1 PERFORMANCE GÉNÉRALE DU DÉMONSTRATEUR EN MODE « REFROIDISSEMENT » 75
5.1.1 Part d'approvisionnement du démonstrateur par rapport aux besoins totaux des bâtiments 75
5.1.2 Coefficient de performance 79
5.1.3 Répartition des consommations électriques 81
5.1.4 Plages de fonctionnement types 82
5.2 MAÎTRISE DE LA TEMPÉRATURE DU RÉSEAU 89

6 SYNTHÈSE DES PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUE DU DÉMONSTRATEUR 92

6.1 RÉCAPITULATIF DES BILANS ÉNERGÉTIQUES 92
6.2 RÉCAPITULATIF DES PERFORMANCES DU RÉSEAU CO2 96
6.2.1 Approvisionnement en chaud 96
6.2.2 Approvisionnement en froid 96
6.2.3 Approvisionnement en chaud et en froid 97

7 GESTION AVANCÉE 98

7.1 GESTION DES POMPES À CHALEUR AFIN D'AUGMENTER L'AUTOCONSOMMATION DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE LOCALE 98
7.1.1 Introduction 98
7.1.2 Paramètres de contrôle des pompes à chaleur 98
7.1.3 Architecture de communication 99
7.1.4 Tests de contrôle et résultats 100
7.1.5 Conclusions 103
7.2 DEEP REINFORCEMENT LEARNING » POUR UN APPROVISIONNEMENT THERMIQUE AUTONOME DU SITE 104
7.2.1 Introduction 104
7.2.2 Approche 105
7.2.3 Implémentation expérimentale 106
7.2.4 Résultats 107
7.2.5 Conclusion 110

8 POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE ET ÉCONOMIQUE 111

8.1 PERFORMANCES ÉNERGÉTIQUES ET ÉCONOMIQUES DU DÉMONSTRATEUR 111
8.1.1 Performance énergétique générale de l'installation 111
8.1.2 Discussion des résultats 112
8.1.3 Viabilité économique de l'installation : 115
8.2 RÉPLICATION À L'ÉCHELLE NATIONALE 117
8.2.1 Conception d'une infrastructure capable de couvrir les besoins des bâtiments du Campus Energypolis 117
8.2.2 Possibilités de réplication sur le territoire Suisse 118
8.2.3 Comparaison entre réseaux d'anergie à eau et au CO_2 151
8.3 PERSPECTIVE DE L'ENTREPRISE EXERGO 153
8.4 PERSPECTIVE DE L'ENTREPRISE OIKEN 154
8.4.1 Ronquoz21 154
8.4.2 Perspectives générales pour les services industriels (comme OIKEN) 155

8.5 AVENIR DE LA TECHNOLOGIE EN SUISSE ET CONTRIBUTION DES RÉSEAUX CO2 À LA STRATÉGIE NATIONALE 2050 156
8.5.1 Contribution des réseaux CO2 à la stratégie énergétique nationale 156
8.5.2 Barrières et limitations de l'adoption de la technologie 157

9 COMMUNICATION ET DIFFUSION 159

9.1 COUVERTURE MÉDIATIQUE ET PRESSE SPÉCIALISÉE 159
9.2 EVÉNEMENTS 159
9.3 VISITES 159
9.4 PUBLICATIONS SCIENTIFIQUES 160

10 CONCLUSION 161

11 RÉFÉRENCES 166

12 ANNEXES 167

Liste des abréviations

AHU : Unité de traitement de l'air (Air Handling unit)
BACnet : Building Automation and Control Networks
B19 : Bâtiment de l'adresse « rue de l'industrie 19 » du nouveau Campus Energypolis
B21 : Bâtiment de l'adresse « rue de l'industrie 21 » du nouveau Campus Energypolis
B23 : Bâtiment de l'adresse « rue de l'industrie 23 » du nouveau Campus Energypolis
CAD : Réseau de chaud à distance
CMP : Campus Energypolis
COP : Coefficient Of Performance / Coefficient de performance
CVS : Chauffage Ventilation Sanitaire
DHC : District Heating and Cooling
DRL : Apprentissage par Renforcement Profond (Deep Reinforcement Learning)
ECS : Eau Chaude Sanitaire
FAD : Réseau de de froid à distance
GTB : Gestion des Techniques du Bâtiment
IA : Intelligence Artificielle
IoT : Internet des objets (Internet of Things)
IP : Internet Protocol
MCR : Mesure Commande et Régulation
MF : Machine de froid
ML : Apprentissage Machine (Machine Learning)
MPC : Model de commande Prédictive (Model Predictive Control)
MPPO : Maskable Proximal Policy Optimization
PAC : Pompe à chaleur
PID : Process and Instrumentation Diagram / Schéma tuyauterie et instrumentation
PPO : Proximal Policy Optimization
RCO2 : Réseau d'anergie à base de CO_2
SAC : Soft Actor-Critic
SL : Dalle active (Heating Slab)
SPa : Distribution d'air (Air supply)
SPw : Distribution d'eau (Water supply)

1 Introduction

1.1 Contexte et arrière-plan

1.1.1 Contexte

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

La **disparité des niveaux de température** de chauffage implique des températures de distribution relativement élevées (>70°C) qui rendent les réseaux de chaleur avec production de chaleur centralisée peu efficaces.

1.1.2 Etat du marché et de la technique

Les réseaux traditionnels pour répondre à ces besoins en chaud et en froid utilisent l'eau comme fluide caloporteur et sont composés de 4 tubes encombrants dans des sous-sols déjà très occupés (2 pour la distribution de chaud et 2 pour la distribution de froid).

Pour régler les problèmes liés aux disparités de niveaux de température, des nouvelles solutions ont été étudiées avec notamment l'émergence de réseaux basse température (5 à 18°C) alimentant des pompes-à-chaleur (PAC) dans les bâtiments ou directement des échangeurs de climatisation. Il s'agit dans ce cas de réseaux de 5ème génération à 2 tubes permettant une meilleure synergie entre les utilisateurs. Cette 5ème génération de réseaux DHC (District Heating and Cooling) comprend les réseaux d'anergie à eau.

Le CO_2 n'a jamais encore été utilisé comme fluide caloporteur pour les réseaux d'anergies. Toutefois, l'utilisation du CO_2 dans des machines thermiques n'est pas nouvelle : il est déjà utilisé à de très hautes pressions dans l'industrie, remplace depuis une décennie les fluides caloporteurs des systèmes de distribution de froid dans les principaux supermarchés de Suisse (à une pression de 35 à 40 bars) et est utilisé comme réfrigérant de PAC (à des pressions de plus de 100 bars au condenseur !) en particulier pour la production d'ECS dans des bâtiments résidentiels.

1.1.3 Défis existants

L'inconvénient principal des réseaux CO_2 est la pression nécessaire à leur opération. L'utilisation du CO_2 à environ 50 bars dans un contexte nouveau, celui de fluide de distribution de chaleur dans un environnement urbain, éveillera des craintes (non-fondées) et nécessitera une communication transparente et proactive tant vis-à-vis des instances responsables d'appliquer les normes de sécurité que vis-à-vis du grand public. Au-delà de la démonstration de la validité technique du concept et de l'évaluation de ses performances énergétiques et économiques, le projet vise ainsi également à répondre aux interrogations suscitées par cette nouvelle technologie et à développer, si nécessaire, des stratégies d'accompagnement de mise en œuvre du concept par les clients potentiels (services industriels).

[1] Selon l'étude suivante, en page 24 : Lehmann, M.; Ott, W.; Bade, S.; Inderbitzi, L.; Rutz, M. (2015): Nachhaltige Gebäudeerneuerung in Etappen − SANETAP

1.2 Justification du projet

Les réseaux CO_2 exploitent l'énergie nécessaire à la transition de phase du CO_2 à une pression donnée (chaleur latente d'évaporation). La condensation du CO_2 gazeux est utilisée comme source de chaleur pour des PAC. L'évaporation du CO_2 liquide est utilisée comme source de froid, soit pour un approvisionnement en froid direct via des échangeurs de chaleur soit pour la production de froid à plus basse température via des machines de réfrigération. Comme tout réseau de distribution thermique, le réseau CO_2 n'est pas en contact direct avec les réseaux de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments (typiquement utilisant l'eau comme fluide caloporteur et appelés « systèmes hydroniques »). Les PAC, échangeurs de chaleur et machines de réfrigération servent d'interface et d'éléments de transfert de chaleur (et de froid) entre ces deux réseaux. Les PAC injectent de la chaleur dans le système hydronique en soutirant de la chaleur du réseau CO_2, créant ainsi un surplus de CO_2 liquide. Les échangeurs de chaleur soutirent de la chaleur du système hydronique et l'injectent dans le réseau CO_2, créant ainsi un surplus de CO_2 gazeux. Le bilan énergétique, chaleur injectée par les échangeurs de chaleur moins chaleur soutirée par les PAC, correspond donc à un bilan de masse de CO_2 liquide et gazeux qu'il faut rééquilibrer à la « centrale d'équilibrage » soit en évaporant le surplus de CO_2 liquide (la centrale doit soutirer de la chaleur depuis sa source) soit en condensant le surplus de CO_2 gazeux (la centrale doit rejeter de la chaleur vers sa source). Cette source thermique peut être l'eau d'un lac, d'une rivière ou d'une nappe phréatique. La température de cette source dictera celle du réseau CO_2, puisqu'il devra être plus chaud que la source afin de lui transférer de la chaleur en période de refroidissement, soit quand la chaleur injectée par les échangeurs de chaleur est plus grande que celle soutirée par les PAC, et plus froid que la source afin d'en soutirer de la chaleur en période de chauffage, soit quand la chaleur soutirée par les PAC est plus grande que celle injectée par les échangeurs de chaleur.

Les réseaux d'anergie à eau requièrent de faibles différences de température entre l'aller et le retour (3-4°C). A 15°C, la température typique d'opération, et à 50 bars, la pression de saturation à laquelle le CO_2 effectue sa transition de phase, la chaleur latente d'un kg de CO_2 est de 175 kJ, soit plus de 10 à 12 fois supérieure à celle d'un kg d'eau réchauffé/refroidi de 3-4°C.

L'innovation du réseau CO_2 par rapport à l'état de l'art que sont les réseaux d'anergie classiques, utilisant la chaleur spécifique de l'eau, est par conséquent **une diminution des besoins en électricité nécessaires au pompage du fluide et une diminution de la taille des conduites de distribution (environ 3 fois plus petites) et, selon les cas d'application, des échangeurs**. Etant donné qu'il n'y a **aucun risque de gel du CO_2**, ces conduites peuvent être posées à des profondeurs beaucoup moins grandes que celles des réseaux classiques (voire à même le sol dans des trottoirs prévus à cet effet) impliquant **des travaux de génie civil beaucoup moins coûteux, plus simples et plus rapides dans des centres urbains**.

Le réseau CO_2 offre l'avantage de pouvoir subvenir aux besoins en chaud et en froid des bâtiments avec **un seul réseau de deux tubes, quasiment sans pertes thermiques vers le sol**, en exploitant toute source de chaleur à basse température, dont notamment ceux des systèmes de froid (« effet anergie »).

Dans ce sens, les réseaux CO_2 constituent une variante inédite des réseaux d'anergie, prometteuse et vraisemblablement la plus économique pour une implémentation rapide à large échelle en milieu densément peuplé. Qui plus est, en raison de la petite taille des conduites et de leur flexibilité, un rétrofit de conduites existantes de chauffage à distance serait souvent possible.

1.3 Objectifs du projet

Les objectifs définis dans la requête du projet sont les suivants :

- Démontrer l'exploitation réussie de la technologie sous sa forme finale et dans les conditions d'exploitation prévues avant son introduction sur le marché.
- Tester dans un cadre assurant la sécurité d'approvisionnement, cette technologie encore non testée dans des conditions réelles
- Etudier et documenter des contraintes légales pour l'implantation d'un réseau à base de CO_2. Valider la procédure pour l'octroi d'un permis de construction d'un réseau à base de CO_2 (mise en évidence des contraintes d'infrastructure telles que les diamètres maximaux des tuyaux, les quantités de fluide en stock, etc.)
- Approvisionner en chaud les 3 bâtiments pour satisfaire des besoins de chauffage par dalles actives, de ventilation et de production d'eau chaude sanitaire
- Approvisionner en froid les 3 bâtiments pour satisfaire des besoins de refroidissement par dalles actives, de ventilation et de froid complémentaire
- Démontrer « l'effet anergie » possible avec un réseau CO_2
- Déterminer les composantes, solutions d'ingénierie et modes opératoires les plus efficientes et les plus rentables afin d'être compétitifs par la suite
- Produire le savoir et l'expertise nécessaire pour vendre des réseaux CO_2 et les opérer à des fins commerciales et à des fins de recherche
- Prouver la bonne intégration possible sur un réseau CO_2 d'une PAC CO_2 standard pour satisfaire des besoins moyenne/basse température, d'une PAC CO_2 standard pour satisfaire des besoins moyenne/haute température, d'une PAC synthétique avec boucle d'eau intermédiaire (potentiel intéressant selon étude de marché ExerGo, car cette solution permet d'éviter d'entrer dans le bâtiment d'un utilisateur avec du CO_2 si nécessaire) et éventuellement, d'une PAC synthétique modifiée en remplaçant l'évaporateur d'une machine standard du marché par un évaporateur/condenseur spécifique.

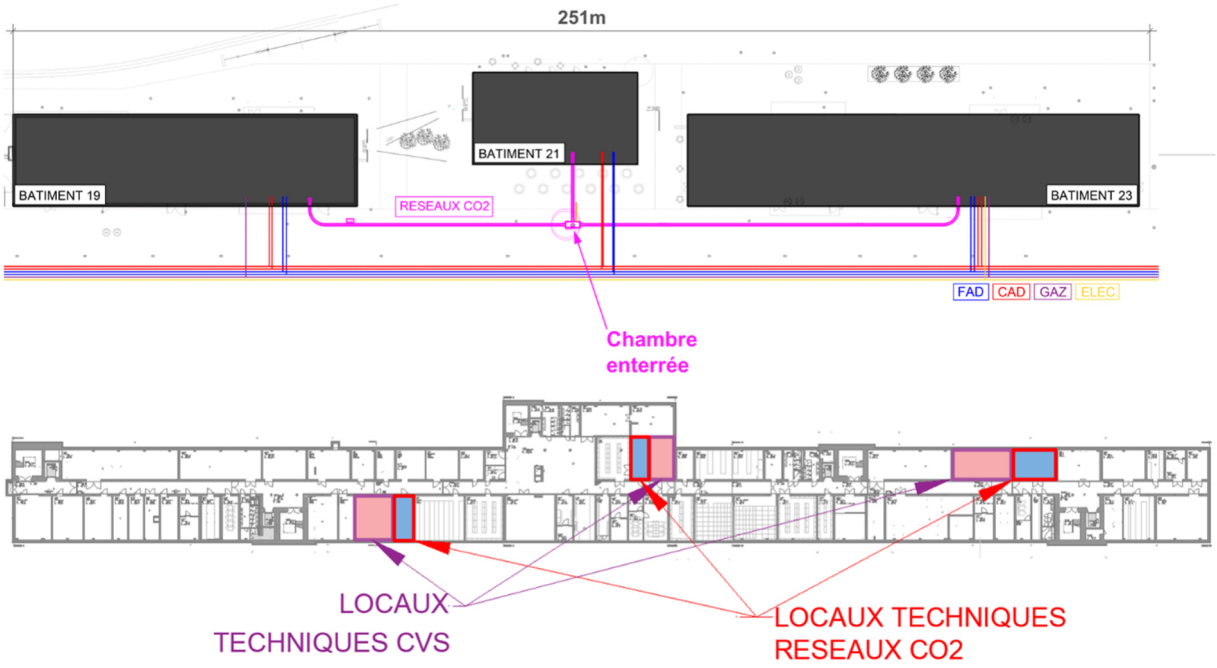
2 Concept et design du démonstrateur

2.1 Description des installations

2.1.1 Réseau à distance de conduites enterrées

Le réseau anergie à base de CO_2 du projet démonstration relie les 3 bâtiments Industrie 19, Industrie 21 et Industrie 23 du Campus Energypolis de Sion. Ce réseau est séparé en 3 tronçons distincts, chacun assurant la liaison entre le local technique « réseau CO_2 » du bâtiment vers une chambre enterrée au sud du B21, dont les longueurs sont les suivantes (aller simple) :

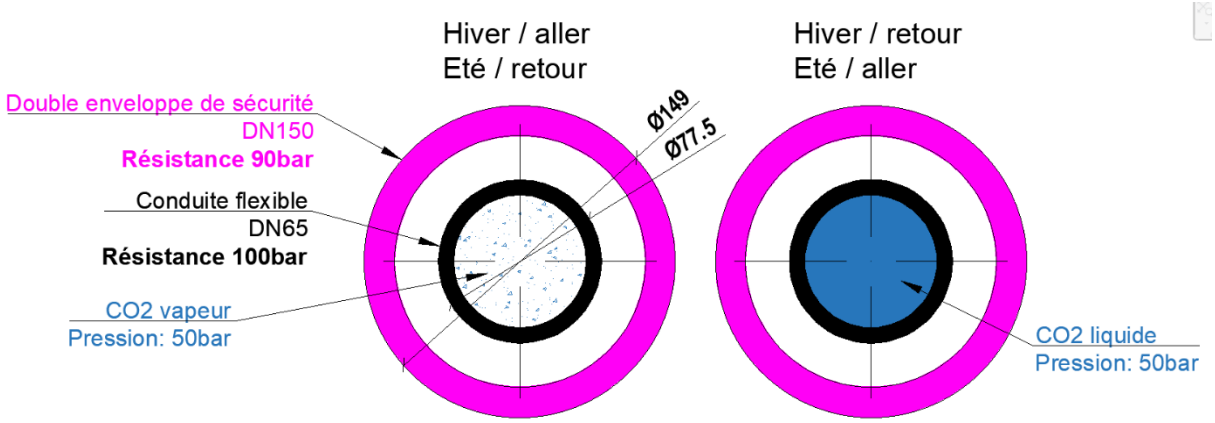
- Tronçon 19-Chambre : env. 45m
- Tronçon 21-Chambre : env. 25m
- Tronçon 23-Chambre : env. 100m



Chacun de ces tronçons est constitué des éléments suivants :

- 2 conduites aller/retour d'un diamètre DN150 et d'une résistance à la pression de 90bar constituant la « double enveloppe de sécurité »
- 2 conduites flexibles d'un diamètre DN65 d'une résistance à la pression de 100bar contenant le CO_2. L'une contient du CO_2 liquide (ligne « froide ») et l'autre du CO_2 gazeux (ligne « chaude »).

Pour les bâtiments B21 et B23, les locaux techniques « réseau CO_2 » ne se situent pas directement après l'introduction du réseau CO_2 ; les conduites ont été prolongées à l'intérieur des bâtiments jusqu'aux locaux techniques, selon ce même principe (Ligne CO_2 + double enveloppe de sécurité).



La chambre enterrée au sud du bâtiment B21 a été prévue pour les deux raisons suivantes :

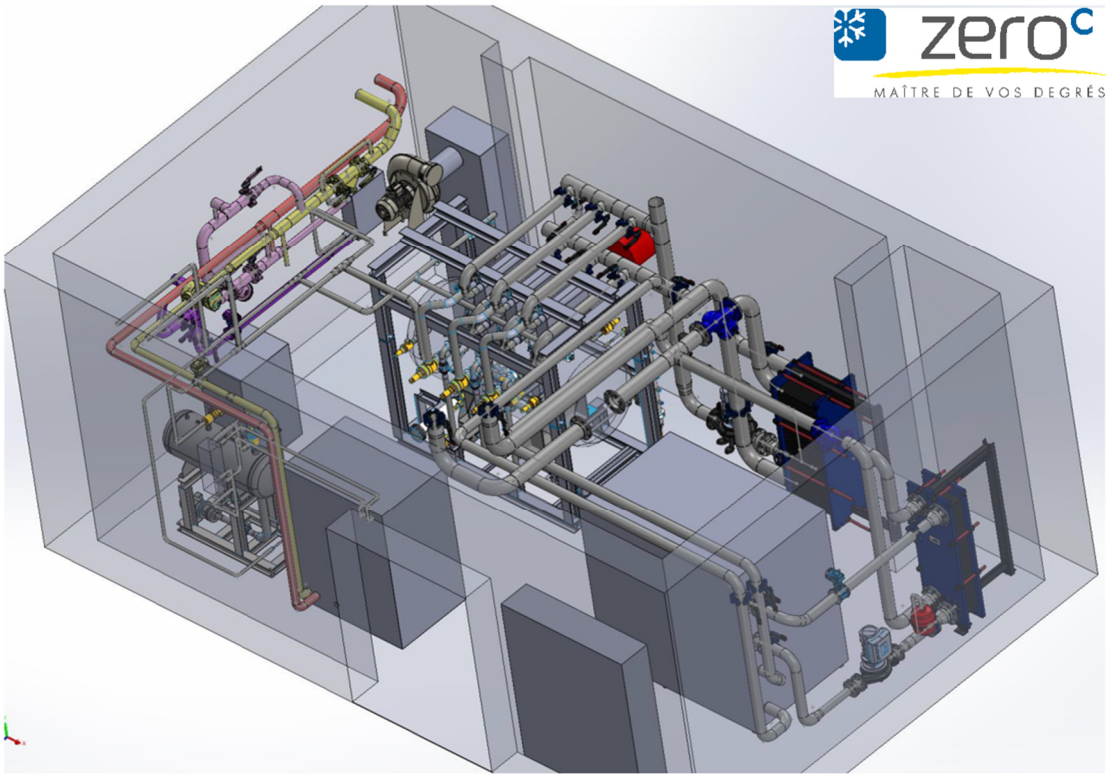
- Déploiement des lignes CO_2 à l'intérieur des conduites double enveloppe. Pour des raisons de coûts, les conduites « double enveloppe » ont été posées durant la phase de construction des bâtiments du Campus Energypolis, correspondant au WP0 « travaux préparatoires » alors que la commande des conduites pressions ne pouvait se faire qu'à l'issu de la phase de « conception » correspondant au WP2. Il a donc fallu introduire les conduites pression flexibles dans les conduites « double-enveloppe » depuis la chambre enterrée dans un deuxième temps (voir photo ci-dessous)
- Accessibilité en tout temps aux raccords sur le réseau CO_2 pour des raisons de contrôle d'optimisation et d'apprentissage de fonctionnement du démonstrateur.



2.1.2 Centrale

La centrale technique du démonstrateur se situe dans le local 23.SS08 au sous-sol du bâtiment 23 du Campus Energypolis. Dans la zone « centrale » de ce local, se trouvent les installations suivantes[2] :

- Un échangeur de chaleur à plaques de 450kW (sous-station principale) entre la boucle intermédiaire à eau glycolée du réseau CO_2 et le réseau de froid à distance d'OIKEN (FAD)
- Un échangeur de chaleur à plaques de 240kW (sous-station secondaire) entre la boucle intermédiaire côté condenseur de la machine de froid ENEX et le réseau de froid à distance d'OIKEN
- Une machine de froid de 200kW de type ENEX YUKON CD3501H
- 3 échangeurs de chaleur à plaques de 150kW raccordé en parallèle entre le réseau CO_2 et la boucle intermédiaire à eau glycolée (puissance totale de 450kW)
- Un réservoir de CO_2 de 1700l avec sonde de niveau liquide pour la régulation liquide/vapeur du réseau
- Un tableau électrique principal pour l'alimentation force et la commande des installations
- 2 ventilateurs d'amenée et d'évacuation d'air en cas de fuite de CO_2 dans le local (y.c. les réseaux de gaine et périphériques de régulation).



[2] Les schémas des chapitres 4.1.5 et 5.1.4 représentent ces différents éléments et les explications du chapitre 5.2 permettent de mieux comprendre les cascades de températures sur les différents échangeurs entre la source du réseau et l'utilisateur final.

La décision de prévoir une boucle intermédiaire à eau glycolée entre la sous-station de froid à distance (FAD) et le réseau CO2 a été prise pour se prévenir de conséquences désastreuses en cas de problème sur l'échangeur eau/CO2. Sans cette boucle intermédiaire, une fuite sur l'échangeur aurait pour conséquence l'infiltration d'une grande quantité de CO2 à haute pression dans le réseau FAD de la ville. Cette situation n'est pas envisageable ni pour OIKEN, qui doit garantir un bon fonctionnement du FAD en tout temps, ni pour la HES-SO Valais, qui ne pourrait pas assumer les dégâts y relatifs sur ce réseau. Une telle boucle intermédiaire n'est pas forcément nécessaire sur tous les réseaux CO2. Son utilité est à évaluer au cas par cas, par exemple pour un besoin de découplage du réseau CO2 et de la source froide ou pour intégrer des éléments permettant une meilleure maîtrise de la température du réseau comme présenté au chapitre 5.2.

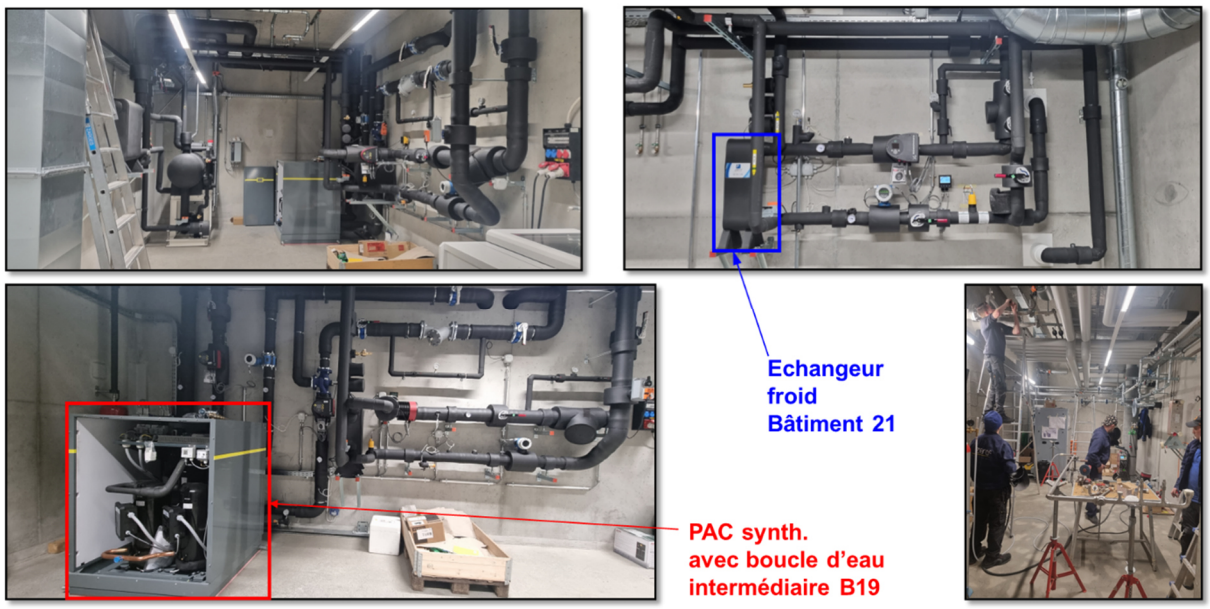
L'ajout d'un groupe de production de froid en centrale au CO_2 de type YK STD 2 de 200kW a été décidé, car les relevés de températures effectués sur le FAD (captage de la nappe phréatique) ont montré qu'il fallait compter sur une température moyenne de 12°C au primaire de la sous-station FAD. Techniquement, avec les pertes de température dans les différents échangeurs, condenseurs et évaporateurs nécessaires sur ce réseau, il serait impossible de fournir une température en dessous de 19° au lieu des 13°C demandés par les groupes du bâtiment.

A noter, que l'installation de ce groupe représente une réelle plus-value pour ce projet, puisqu'il permet de s'affranchir des contraintes de température de la source froide et donc de tester les performances du réseau CO2 sur une plus large plage d'utilisation. Il est dès lors possible de comparer les performances du réseau pour un raccordement potentiel à une nappe phréatique, à un cours d'eau comme le Rhône, à un lac, etc. Ce groupe de production de froid apporte ainsi une dimension très intéressante d'un point de vue technique et commercial à ce démonstrateur.

2.1.3 Sous-stations

Selon le plan du chapitre 2.2, il y a une sous-station par bâtiment. Dans chacune de ces sous-stations se trouvent les installations suivantes :

- Production de chaud : une pompe à chaleur, un réservoir de CO_2 entre l'évaporateur de la pompe à chaleur et le réseau et une pompe de circulation du CO_2 liquide
- Production de froid : un échangeur eau/CO_2 pour l'évaporation du CO_2

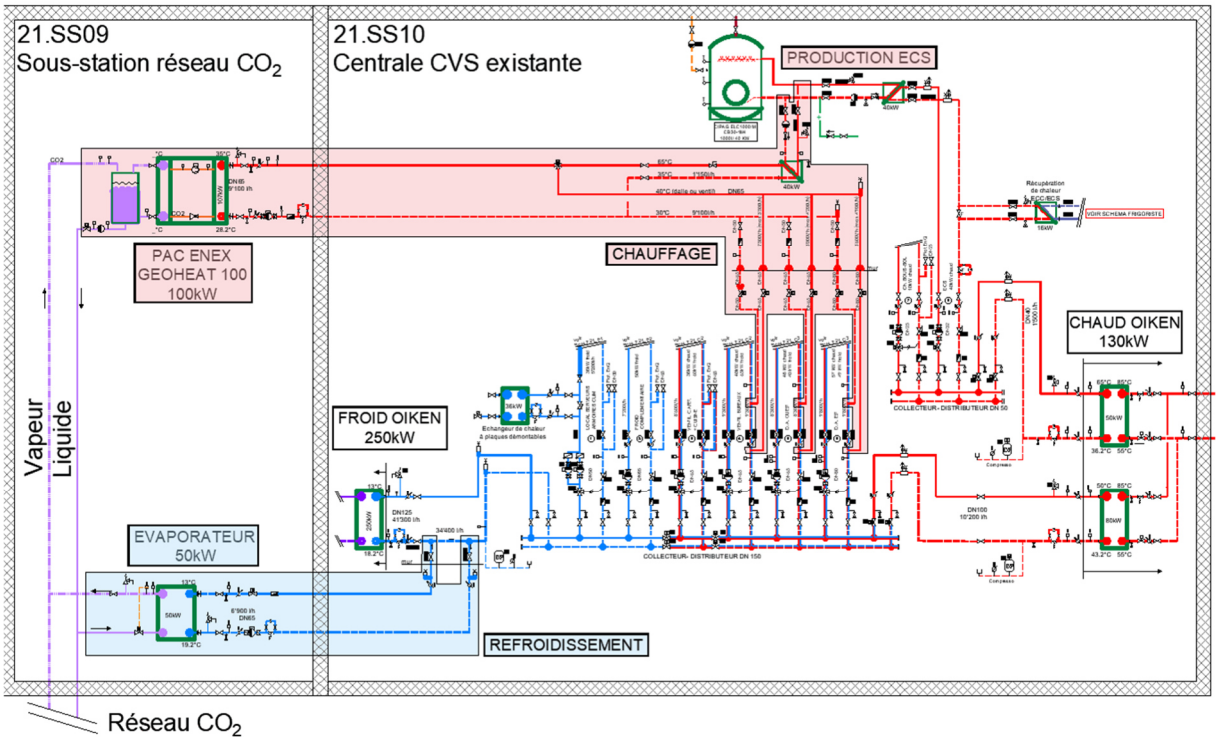


2.1.4 Liaisons bâtiments existants

Chacune des sous-stations du réseau CO_2 est raccordée en chaud et en froid aux réseaux de distributions de chaud et de froid du bâtiment qu'elle alimente. Le concept de raccordement de chacune de ces sous-stations est représenté sur les schémas B19/B21/B23_raccordements_ENQ (annexes A1, A2 et A3).

Ci-dessous, à titre d'exemple, le schéma représentant les liaisons entre les installations du projet « réseau CO_2 » et les installations de distribution de chaud et de froid existantes du bâtiment B21 (en rouge la nouvelle liaison pour l'approvisionnement en chaud / en bleu la nouvelle liaison pour l'approvisionnement en froid), soit :

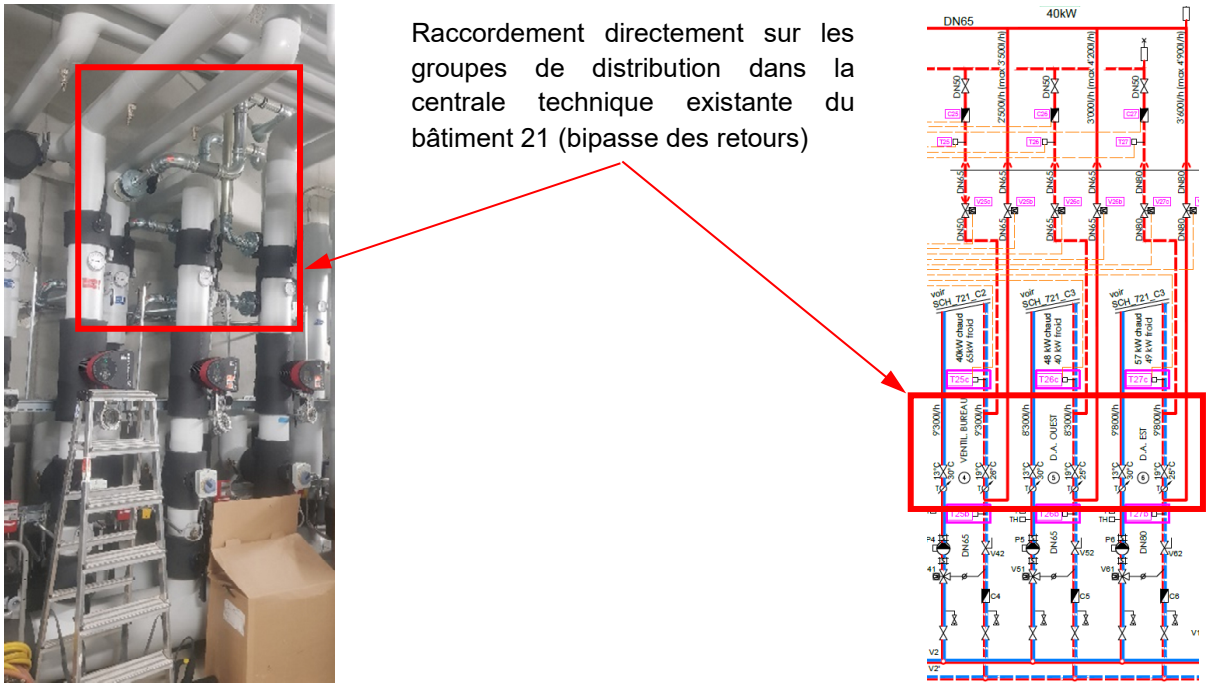
- Un nouveau réseau de conduites pour le raccordement du condenseur de la pompe à chaleur ENEX Geoheat 100 à la production d'ECS existante et aux 3 groupes de distributions « ventilation bureau », « dalles actives ouest » et « dalles actives est » existants de la centrale 21.SS10 du B21 (en rouge sur le schéma ci-dessous).
- Un nouveau réseau de conduites pour le raccordement de l'échangeur eau/CO_2 au collecteur-distributeur de froid existant de la centrale du bâtiment 21.

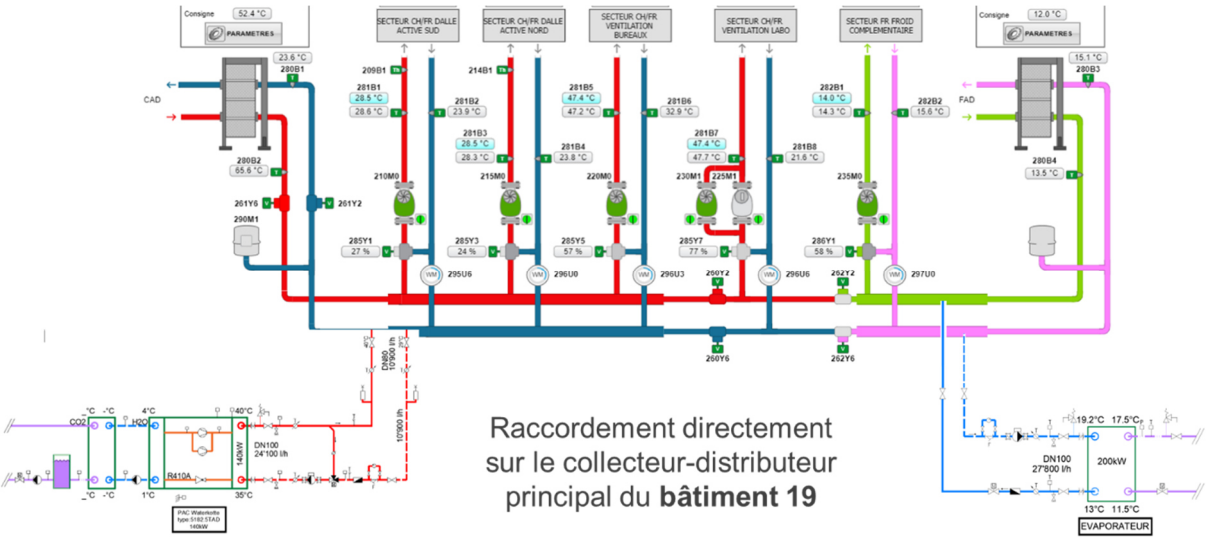


Les raccordements entre le réseau CO_2 et les installations de distribution des bâtiments du Campus Energypolis ont été réalisées comme suit :

- Bâtiment 19 / Chaud : bipasse sur les retours du collecteur principal (voir schéma page suivante)
- Bâtiment 19 / Froid : échangeur raccordé sur le collecteur principal en parallèle de la sous-station principale OIKEN (voir schéma page suivante)

- Bâtiment 21 / Chaud : bipasse des retours des 3 groupes de distribution « ventilation bureau », « dalles actives ouest » et « dalles actives est » (voir schéma page suivante) et raccordement sur le réseau d'eau d'alimentation du boiler via un échangeur pour la production d'eau chaude sanitaire (commutation de la production chauffage/ECS par une vanne 3 voies tout-ou-rien.
- Bâtiment 21 / Froid : bipasse sur les retours du collecteur principal
- Bâtiment 23 / Chaud : bipasse des retours des 3 groupes de distribution « ventilation bureau », « dalles actives sud » et « dalles actives nord »
- Bâtiment 23 / Froid : bipasse sur les retours du collecteur principal





Bilan de puissance chaud du projet et résultat du dimensionnement :

B19

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT
Ventil. Labo	40,0 °C	30,0 °C	95 kW	328 kW	423 kW
Ventil. bureaux	40,0 °C	30,0 °C	6 kW	21 kW	27 kW
D.A. N.	30,0 °C	25,0 °C	18 kW	63 kW	81 kW
D.A. S.	30,0 °C	25,0 °C	21 kW	72 kW	93 kW
			140 kW	484 kW	624 kW
TOTAL HEX CO2	40,0 °C	29,0 °C	140 kW	0 kW	
BIPASSE		29,0 °C			
TOTAL HEX OIKEN	40,0 °C	31,4 °C	0 kW	484 kW	
			624 kW		

Racc. Collecteur	
DEBIT CO2	BIPASSE
8 200 l/h	28 200 l/h
500 l/h	1 800 l/h
1 000 l/h	3 600 l/h
1 200 l/h	4 100 l/h
10 900 l/h	37 700 l/h
10 900 l/h	
	37 700 l/h
48 600 l/h	
48 600 l/h	

B21

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT
Ventil. Caf+cuis	50,0 °C	46,4 °C	0 kW	36 kW	36 kW
Ventil. Bureaux	30,0 °C	26,3 °C	14 kW	26 kW	40 kW
D.A. E.	30,0 °C	25,0 °C	20 kW	37 kW	57 kW
D.A. O.	30,0 °C	25,0 °C	17 kW	31 kW	48 kW
			50 kW	131 kW	181 kW
TOTAL HEX CO2	30,0 °C	25,4 °C	50 kW	0 kW	
TOTAL HEX OIKEN	50,0 °C	40,6 °C	0 kW	131 kW	
			181 kW		

Racc. Groupes	
DEBIT GROUPE	DEBIT CO2
8 600 l/h	0 l/h
9 300 l/h	3 200 l/h
9 800 l/h	3 400 l/h
8 300 l/h	2 800 l/h
(36 000 l/h)	9 400 l/h
	9 400 l/h

B23

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT
Ventil. Labo	50,0 °C	40,4 °C	0 kW	295 kW	295 kW
Ventil. Aula/méd.	50,0 °C	46,9 °C	0 kW	12 kW	12 kW
Ventil. Bureaux	30,0 °C	26,5 °C	37 kW	16 kW	53 kW
D.A. N.	30,0 °C	25,0 °C	81 kW	34 kW	115 kW
D.A. S.	30,0 °C	25,0 °C	81 kW	34 kW	115 kW
			200 kW	390 kW	590 kW
TOTAL HEX CO2	30,0 °C	25,4 °C	200 kW	0 kW	
TOTAL HEX OIKEN	50,0 °C	39,7 °C	0 kW	390 kW	
			590 kW		

Racc. Groupes	
DEBIT GROUPE	DEBIT CO2
26 400 l/h	0 l/h
3 300 l/h	0 l/h
12 900 l/h	9 100 l/h
19 800 l/h	14 000 l/h
19 800 l/h	14 000 l/h
(82 200 l/h)	37 100 l/h
	37 100 l/h

TOTAL		1 395 kW

Bilan de puissance froid du projet et résultat du dimensionnement :

B19

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT	Racc. Collecteur DEBIT CO2	Racc. Collecteur DEBIT OIKEN
Froid compl.	13,0 °C	19,0 °C	25 kW	75 kW	100 kW	3 600 l/h	10 700 l/h
Ventil. Labo	13,0 °C	19,0 °C	121 kW	356 kW	477 kW	17 400 l/h	51 000 l/h
Ventil. buro	13,0 °C	19,0 °C	12 kW	37 kW	49 kW	1 800 l/h	5 200 l/h
D.A. N.	15,0 °C	20,0 °C	19 kW	54 kW	73 kW	2 300 l/h	6 700 l/h
D.A. S.	15,0 °C	20,0 °C	22 kW	65 kW	87 kW	2 700 l/h	8 000 l/h
			200 kW	586 kW	786 kW	27 800 l/h	81 600 l/h

TOTAL HEX CO2	13,0 °C	19,2 °C	200 kW	0 kW	27 800 l/h	
BIPASSE		19,2 °C				81 600 l/h
TOTAL HEX OIKEN	13,0 °C	17,6 °C	0 kW	586 kW	109 400 l/h	
			786 kW		109 400 l/h	

B21

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT	Racc. Collecteur DEBIT CO2	Racc. Collecteur DEBIT OIKEN
Serveurs	13,0 °C	19,0 °C	6 kW	30 kW	36 kW	900 l/h	4 300 l/h
Froid compl.	13,0 °C	19,0 °C	8 kW	42 kW	50 kW	1 200 l/h	6 000 l/h
Ventil. Caf+cuis	13,0 °C	19,0 °C	10 kW	50 kW	60 kW	1 400 l/h	7 200 l/h
Ventil. buro	13,0 °C	19,0 °C	11 kW	54 kW	65 kW	1 600 l/h	7 800 l/h
D.A. E.	15,0 °C	20,0 °C	8 kW	41 kW	49 kW	1 000 l/h	5 000 l/h
D.A. O.	15,0 °C	20,0 °C	7 kW	33 kW	40 kW	800 l/h	4 100 l/h
			50 kW	250 kW	300 kW	6 900 l/h	34 400 l/h

TOTAL HEX CO2	13,0 °C	19,2 °C	50 kW	0 kW	6 900 l/h	
BIPASSE		19,2 °C				34 400 l/h
TOTAL HEX OIKEN	13,0 °C	18,2 °C	0 kW	250 kW	41 300 l/h	
			300 kW		41 300 l/h	

B23

Groupe	T aller	T retour	P CO2	P OIKEN	P TOT	Racc. Collecteur DEBIT CO2	Racc. Collecteur DEBIT OIKEN
Transfo	13,0 °C	19,0 °C	8 kW	16 kW	24 kW	1 100 l/h	2 300 l/h
Froid compl.	13,0 °C	19,0 °C	25 kW	55 kW	80 kW	3 600 l/h	7 800 l/h
Ventil. Labo	13,0 °C	19,0 °C	58 kW	126 kW	184 kW	8 400 l/h	18 000 l/h
Ventil. Aula/méd.	13,0 °C	19,0 °C	7 kW	16 kW	23 kW	1 000 l/h	2 300 l/h
Ventil. buro	13,0 °C	19,0 °C	29 kW	61 kW	90 kW	4 100 l/h	8 800 l/h
D.A. N.	15,0 °C	20,0 °C	36 kW	79 kW	115 kW	4 500 l/h	9 700 l/h
D.A. S.	15,0 °C	20,0 °C	36 kW	79 kW	115 kW	4 500 l/h	9 700 l/h
			200 kW	431 kW	631 kW	27 200 l/h	58 600 l/h

TOTAL HEX CO2	13,0 °C	19,3 °C	200 kW	0 kW	27 200 l/h	
BIPASSE		19,3 °C				58 600 l/h
TOTAL HEX OIKEN	13,0 °C	17,3 °C	0 kW	431 kW	85 800 l/h	
			631 kW		85 800 l/h	

TOTAL		1 717 kW		236 500 l/h

2.2 Descriptif de fonctionnement

Ci-dessous le schéma technique de fonctionnement du démonstrateur d'un « réseau anergie à base de CO_2 ». En bleu, la ligne de CO_2 vapeur, en vert, la ligne de CO_2 liquide et en bleu foncé, le réseau d'eau glycolée de la boucle intermédiaire entre le réseau CO_2 et le réseau de froid à distance de la ville.

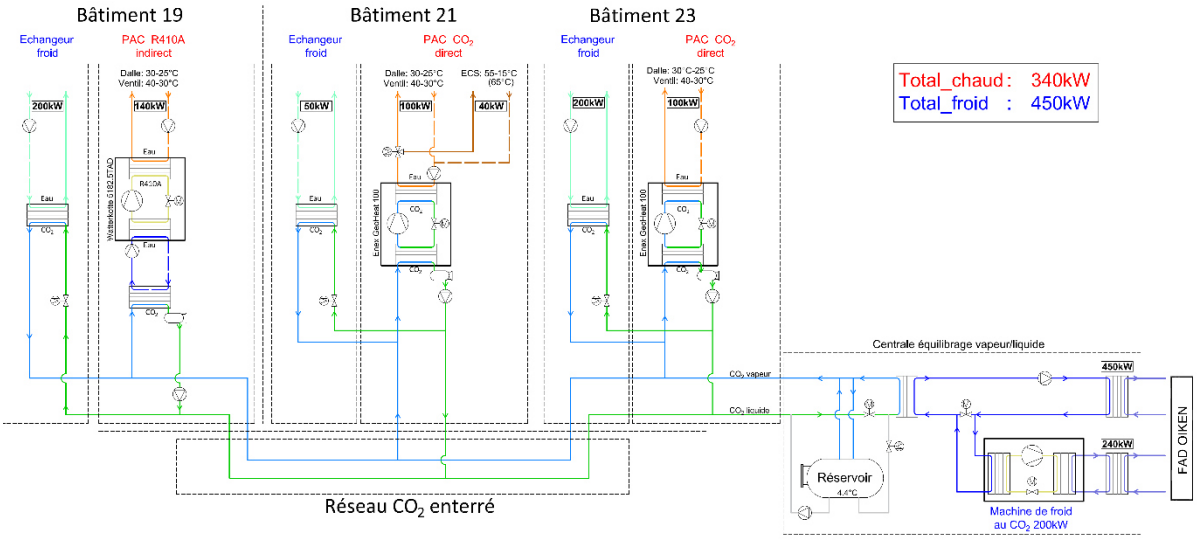


Figure 1: Schéma de principe général du démonstrateur

Les installations du démonstrateur peuvent être réparties en 3 catégories selon leur fonction, soit:

- Transfert de froid (encadré bleu sur le schéma ci-dessous)
- Transfert et production de chaud (encadré rouge sur le schéma ci-dessous)
- Transfert et production de chaud et de froid en centrale pour l'équilibrage du réseau (encadré vert sur le schéma ci-dessous)

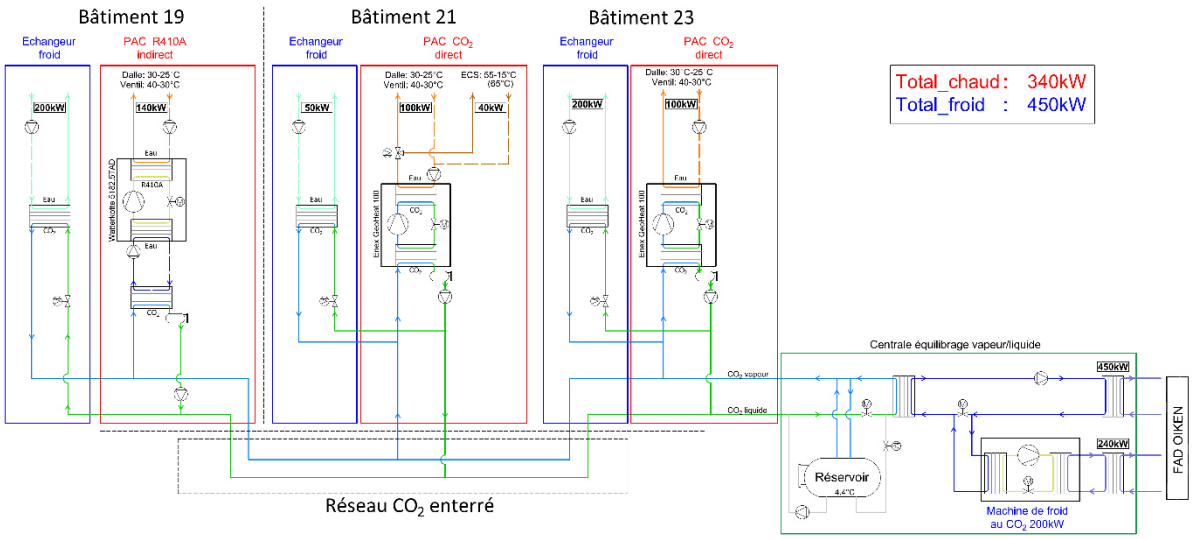
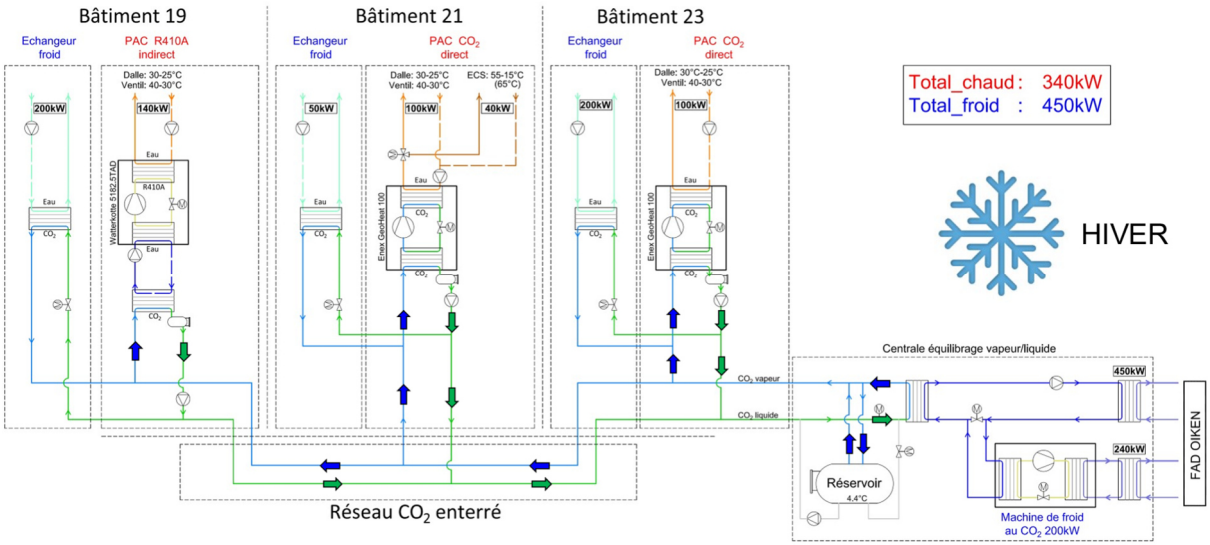
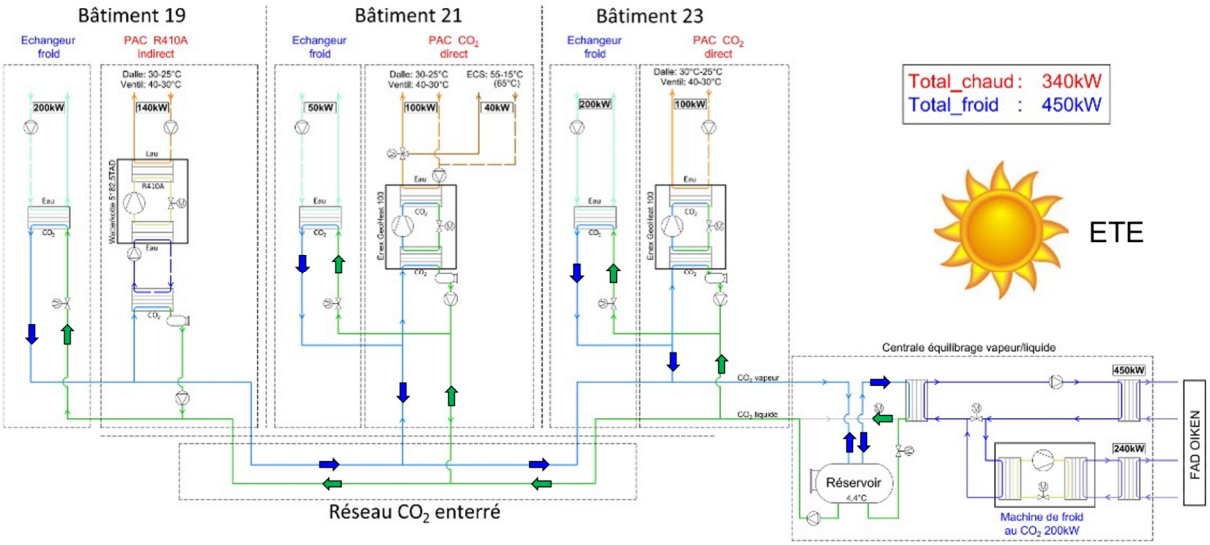


Figure 2: Schéma de principe général du démonstrateur avec répartition des zones « chaud », « froid » et « équilibrage »

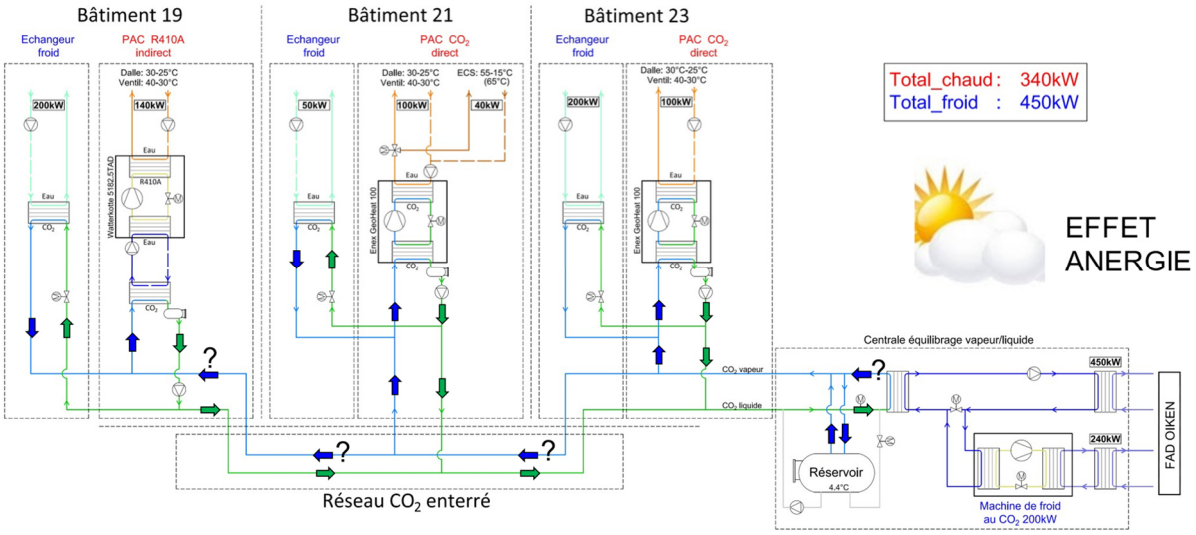
En hiver, la demande de chaud est majoritaire par rapport à la demande de froid, il y a donc un excès de condensation de la ligne vapeur vers la ligne liquide dans les sous-stations. La centrale d'équilibrage se charge d'évaporer du liquide contenu dans le réservoir principal pour équilibrer le réseau. Le flux de CO_2 vapeur part ainsi de la centrale en direction des sous-stations et le flux de CO_2 liquide quitte les sous-stations pour revenir en centrale.



En été, la demande de froid est majoritaire par rapport à la demande de chaud, il y a donc un excès d'évaporation de la ligne liquide vers la ligne vapeur dans les sous-stations. La centrale d'équilibrage se charge de condenser la vapeur contenue dans le réservoir principal pour équilibrer le réseau. Le flux de CO_2 liquide part ainsi de la centrale en direction des sous-stations et le flux de CO_2 vapeur quitte les sous-stations pour revenir en centrale.



Durant toute l'année, les besoins de chaud et de froid peuvent être assumés simultanément. La centrale profitera alors de **l'effet anergie** pour n'équilibrer que la différence entre les besoins de chaud et de froid. Le schéma ci-dessous illustre un cas de saison froide ou les échangeurs froid des sous-stations sont utilisés pour les besoins de refroidissement d'installations spécifiques comme des serveurs, des chambres froides, des process de laboratoire, etc. L'énergie d'évaporation récupérée sur les échangeurs « froid » est directement transférée vers les échangeur « chaud » des PAC (valorisation de la chaleur dégagée par les installations refroidie pour le chauffage des locaux en saison froide).



2.3 Compte-rendu des défis techniques liés à la conception

2.3.1 « Vapeur comprimée » vs « liquide pompé »

Le processus décisionnel pour aboutir à la solution du schéma de principe de la Figure 1 a été relativement tortueux et itératif, ceci principalement pour le choix entre les deux solutions techniques d'un réseau à « vapeur comprimée » avec la ligne de vapeur à plus haute pression que la ligne liquide et d'un réseau à « liquide pompé », avec la ligne liquide à plus haute pression. En effet, lors des premières séances de coordination technique suite au lancement du projet, Zéro-C et ExerGo ont soulevé l'intérêt de cette variante et il a fallu développer d'avantage les études techniques de ces deux variantes pour se convaincre de la meilleure solution à implémenter dans notre projet.

Ci-dessous un résumé des avantages et désavantages principaux de ces deux solutions.

Les principaux avantages de la solution « liquide pompé » sont les suivants :

- Réseau exempt d'huile de lubrification avec utilisation de pompes au lieu de compresseurs. La gestion d'huile, qui semblait être un problème techniquement surmontable, s'avère beaucoup plus compliquée que prévu initialement. A priori, il faudrait attendre la venue prochaine sur le marché des compresseurs sans huile pour que le développement de réseaux CO_2 à « vapeur comprimé » devienne avantageuse par rapport à la solution « liquide pompé ».
- Surface au sol nécessaire dans les sous-stations globalement moins importante (pas de compresseurs pour les groupes froid, mais réservoirs nécessaires en amont des pompes pour la production de chaud). Pour la saison chaude, dans un réseau à liquide pompé, la

gestion de la température se fait directement en centrale (avec ou sans machine de froid). Il n'est pas nécessaire de prévoir un refroidissement mécanique dans les bâtiments, mais uniquement un évaporateur (équivalent à un petit échangeur) pour assurer les besoins de froid des consommateurs. Cet avantage est particulièrement intéressant dans les centres-villes ou de manière général dans les zones d'habitation denses, car l'installation de machine de froid dans les bâtiments y est un vrai défi (surface au sol, impact sonore, îlots de chaleur, etc.). Le réseau CO_2 à liquide pompé est particulièrement adapté quand la demande en froid est conséquente.

- Diminution des besoins électriques déportés dans les sous-stations. Cet avantage est particulièrement intéressant lors du développement d'un réseau pour le raccordement de bâtiments existants dans lesquelles la puissance électrique disponible n'est pas toujours suffisante.
- Solution moins onéreuse

Les principaux désavantages de la solution « liquide pompé » sont les suivants :

- Défi technique important pour le choix des pompes (grande différence de pression pour un petit débit). L'avantage est que le développement de cette solution pousse également le fournisseur au développement d'une plus large gamme de pompes. Des piquages seront d'ailleurs prévus pour tester plusieurs types de pompes et étendre les résultats de ce projet à l'optimisation de ces dernières.
- Impossibilité d'intégrer une PAC CO_2 ouverte sur ce réseau exempt d'huile avant que la technologie de compresseur sans huile ne soit aboutie.
- Nécessite d'installer une machine de froid en centrale pour abaisser la température du réseau en saison chaude (température de nappe trop haute). En effet, dans la solution à « liquide pompé » il n'y a pas de compression de la vapeur de CO_2 en sortie des échangeurs froid des sous-stations. Il n'est dès lors pas possible de baisser la température du réseau CO_2 au-dessous d'une certaine valeur dans cette solution. Un réseau à « vapeur comprimé » n'aurait pas cette contrainte, puisqu'il pourrait être utilisé comme une grande machine de froid en utilisant les compresseurs pour monter la température des retours à la centrale en saison chaude (raison principale pour laquelle cette alternative a été évaluée en détails).

L'objectif principal est de **réaliser avec ce démonstrateur la solution définie comme la plus adaptée pour une commercialisation à moyen terme**. L'objectif reste de pouvoir faire évoluer ce démonstrateur en fonction des différents développements technologiques parallèles à ce projet dans prochaines années (compresseur sans huile par exemple). La conception du réseau est dès lors réfléchie et sera réalisée en prévoyant tous les éléments physiques nécessaires pour que ces modifications futures soient possibles à moindre frais (p.ex. multiples piquages en attentes, bipasses sur les éléments principaux, surfaces libres disponibles dans les locaux, alimentation électrique suffisante).

3 Travaux de construction

3.1 Résumé des étapes principales des travaux effectués entre juin 2021 et juin 2022

- Pose des conduites CO_2 intérieures et extérieures, ainsi que tous les périphériques de mesure, commande et régulation
- Pose des échangeurs et des PAC dans les locaux techniques et raccordement au réseau CO_2 d'un côté et aux installations techniques chauffage/refroidissement existantes du Campus Energypolis de l'autre
- Pose et raccordement des deux échangeurs de chaleur en centrale pour l'échange de température entre le réseau CO_2 et les réseaux de froid à distance (FAD) de la Ville de Sion du fournisseur d'énergie OIKEN (partenaire de projet)
- Montage, raccordement électrique et mise en service des installations de ventilation d'urgence en cas de fuite de CO_2, des systèmes de détection incendie et des alarmes
- Raccordements électriques et tests de point de tous les appareils du démonstrateur
- Régulation des installations avec mise en place d'une supervision centralisée

3.2 Descriptif détaillé des travaux de mise en œuvre

Ci-dessous un descriptif des étapes principale de mise en œuvre. En annexe A4 se trouve le diagramme de Gantt utilisé pour le suivi des travaux.

Juin 2021 :

- Travaux préparatoires dans les sous-stations et dans la chambre enterrée devant le bâtiment 21 pour le tirage des conduites flexibles CO_2 (pose des ancrages et des câbles de tirage)
- Finalisation de la conception des installations dans les centrales (plans et schémas)

Juillet-août 2021 :

- Travaux d'adaptation dans la chambre enterrée, pose de support et alignement des conduites
- Modification des terminaisons sur le réseau de la double enveloppe
- Ouverture complète de la dalle supérieure de la chambre enterrée pour rendre possible l'introduction des conduites CO_2

Septembre 2021 :

- Introduction des conduites CO_2 dans les conduites double enveloppe des 3 bâtiments (photo de gauche ci-dessous)
- Pose des 12 terminaisons de liaison des conduites CO_2 dans la chambre enterrée et dans chacune des sous-stations des 3 bâtiments (photo de droite ci-dessous)

- Début des travaux de soudures pour les liaisons acier dans la chambre enterrée (raccordement entre eux des 3 tronçons du réseau CO_2)





Octobre 2021 :

- Fermeture de la double enveloppe dans les sous-stations des 3 bâtiments
- Début des travaux de montage des réseaux de liaison entre les installations de distribution chaud/froid existantes des bâtiments (voir photo ci-dessous) et les locaux techniques « réseaux CO_2 » pour l'approvisionnement en chaud et en froid des bâtiments existants

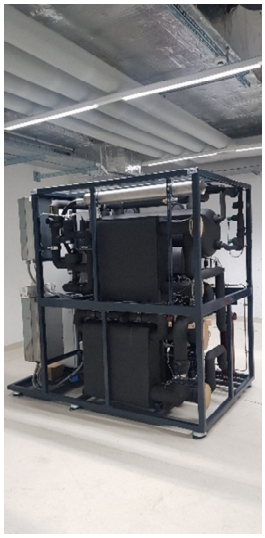


Novembre-décembre 2021 :

- Livraison et mise en place des 3 pompes à chaleurs dans les sous-stations
- Début des travaux de raccordements hydrauliques dans les 3 sous-stations

- Finalisation des travaux de raccordement des réseaux dans la chambre enterrée au sud du B21 (retard conséquent dans la livraison de pièces par le fournisseur)
- Fermeture de la dalle supérieure de la chambre enterrée






Janvier-Février 2022:

- Fourniture et pose des installations de détection CO_2
- Raccordement électrique de toutes les installations liées à la détection CO_2
- Fourniture et pose des installations de ventilation de secours en cas de fuite de CO_2
- Raccordement électrique des installations de ventilation de secours en cas de fuite de CO_2
- Isolation feu selon recommandations de l'ingénieur sécurité feu
- Alimentation électrique des tableaux des 3 centrales
- Début des tests de pression des conduites CO2 (sur la page suivante une photo prise lors d'un brainstorming entre Zéro-C, ExerGo et la HES-SO VS pour trouver la cause des fuites d'azote lors des premiers tests de pression de février et pour mettre en place une stratégie pour réparer efficacement les défauts des joints d'étanchéités)
- Fin des travaux de raccordements hydrauliques dans les 3 sous-stations
- Pré-fabrication en atelier des réservoirs des sous-stations et de la centrale
- Début des travaux de raccordement du réseau CO2 dans les sous-stations
- Câblage informatique et programmation de la connexion au réseau informatique de la HES-SO VS



Mars-avril 2022 :

- Livraisons et pose des pompes de circulation sur les réseaux hydrauliques (2,5 mois de retard de livraison !)
- Montage des réseaux de conduite CO2 dans les sous-stations et la centrale
- Raccordements électriques des pompes à chaleur, vannes, pompes de circulation, appareils de mesure dans les locaux techniques (sur la photo ci-dessous, l'électricien termine le raccordement de la pompe à chaleur du bâtiment 19)
- Réouverture de la double enveloppe dans la chambre enterrée, réparations des problèmes constatés lors des tests de pression et remise en état de fonctionnement du réseau
- Nouveaux tests de pression sur les conduites CO2 et validation de l'étanchéité
- Finalisation du raccordement de la double enveloppe dans la chambre enterrée du B21
- Début des tests de pression sur la double enveloppe
- Réparation de la fuite sur la double enveloppe
- Nouveau test de pression et validation de l'étanchéité de l'ensemble du réseau CO2
- Test de pression des réseaux CO2 dans les sous-stations et la centrale et validation de l'étanchéité de l'ensemble des installations des locaux techniques
- Isolation de l'ensemble des réseaux
- Modification de la régulation existante des installations existantes des bâtiments du Campus Energypolis pour intégration des contraintes liées au projet du réseau CO2
- Tests d'asservissement feu et détection CO_2 et mise en service de la détection CO_2



Mai-juin 2022 :

- Tests de ligne (photo de gauche ci-dessous : chaque appareil commandé est testé individuellement pour valider le raccordement électrique, la réponse au signal de commande et le bon fonctionnement mécanique)
- Remplissage des installations et du réseau au CO2 (photo du centre ci-dessous : plusieurs racks de 12 bouteilles de CO2 ont été transporté dans la centrale du bâtiment 23)
- Mise en service (photo de droite ci-dessous : Zéro-C, ExerGo et HES-SO VS se coordonnent pour la mise en service des installations depuis l'écran de supervision sur le tableau électrique de la centrale)





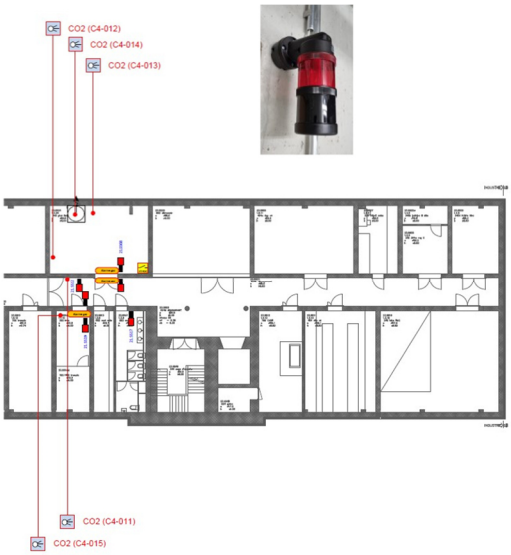


3.3 Sécurité

Les installations ont été présentées au coordinateur de la prévention du service de sécurité publique de la Ville de Sion, M. Sylvain Richard qui a pris connaissance du réseau et des procédures d'intervention en cas de fuite de CO_2 dans un des bâtiments du Campus. Sur le principe, en cas de concentration de CO_2 dans l'air de plus de 0.5% Vol. une alarme niveau 1 est déclenchée. La ventilation d'urgence du local concerné est mise en route et ne s'arrête pas avant que le taux de concentration ne soit redescendu au-dessous de cette valeur limite. Ensuite, en cas de concentration de plus de 1% Vol. une alarme niveau 2 est automatiquement envoyée aux pompiers de la Ville qui se chargeront d'intervenir sur place pour évacuer les locaux et sécuriser les bâtiments. Des signaux lumineux et alarmes acoustiques sont également déclenchés en cas d'alarme niveau 2 afin d'informer les personnes présentes sur place du potentiel danger et de les inciter à quitter les lieux.







Ventilateur d'évacuation d'air en cas de détection CO_2 de plus de 0.5% Vol. dans le local

3.4 Compte-rendu des défis techniques

La mise en œuvre du réseau CO_2 s'est déroulée sans problème majeur. Il a fallu toutefois relever passablement de défis techniques complexes et imprévisibles. Il est important de reporter qu'aucun accident ou dégât majeur n'a eu lieu au cours de cette phase de construction du démonstrateur.

Ci-dessous un résumé des principaux défis techniques rencontrés :

- Les tests de pression sur les conduites « pression » et « double enveloppe » ont dû être répétés plusieurs fois avant d'obtenir des résultats satisfaisants. Pour chacune des fuites, il a fallu procéder de manière méthodique pour d'abord cibler le problème et ensuite libérer un accès à la pièce endommagée pour effectuer les réparations. Par exemple, pour la première fuite sur un joint de la conduite pression, il a fallu couper complètement la double enveloppe en acier inox dans la chambre enterrée (accessibilité extrêmement réduite et travail délicat) pour pouvoir ensuite remplacer la pièce défectueuse et souder à nouveau la double-enveloppe. Le concept technique et la procédure de mise en place de la pièce d'étanchéité défectueuse a été revu et optimisé.
- La mise en place des conduites pression dans la double enveloppe déjà en place s'est avérée plus compliquée que prévu. En effet, les rayons de courbures annoncés pas les fabricants des matériaux étaient un peu optimistes et conserver la méthode de mise en place initialement prévue aurait nécessité de se rapprocher dangereusement de la limite d'écrasement des conduites pression (dégâts irréversibles en cas d'écrasement). Nous avons dès lors pris la décision de faire ouvrir complètement la dalle supérieure de la chambre enterrée au sud du bâtiment 21 pour rendre possible la mise en œuvre de ces conduites et ne pas risquer de mettre en péril la réussite du projet (les délais de livraison dans cette période de pandémie ne nous donnaient pas le droit à l'erreur). Une personne spécialisée dans la technologie des tuyaux flexibles haute pression s'est déplacée depuis les Etats-Unis pour nous assister durant cette phase d'introduction et nous transmettre son savoir-faire sur les procédure et méthode de mise en œuvre.
- Cette période de pandémie a été un vrai fléau pour l'organisation des travaux. Les délais de livraisons de toutes les installations ont été prolongés et les coûts des matériaux ont pris l'ascenseur. Par exemple, les circulateurs des réseaux hydrauliques ont eu plus de 2.5 mois de retard sur le délai livraison initialement annoncé lors de la commande. Il a fallu faire preuve d'une grande flexibilité dans l'organisation des travaux et des ouvriers pour réussir à respecter le budget et le planning dans ces conditions. L'entreprise Zéro-C s'est montrée particulièrement efficace pour trouver des solutions et maintenir un rythme d'avancement rapide et régulier.

Chacun de ces défis techniques était relativement spécifique, il est difficile d'avoir le recul nécessaire aujourd'hui pour tirer des conclusions fiables sur la procédure idéale à suivre pour la mise en œuvre d'un tel réseau, mais il est clair que ces défis techniques ont permis aux partenaires de gagner énormément en expérience pour la mise en œuvre des futurs réseaux de ce type.

3.5 Contrôle et commande du « Réseau CO2 »

La régulation des installations du démonstrateur a été conçue et réalisée par le partenaire Zéro-C. Une supervision a été mise en place pour le suivi du bon fonctionnement et le contrôle à distance. La Figure 3 et la Figure 4 sont des extraits de cette supervision.

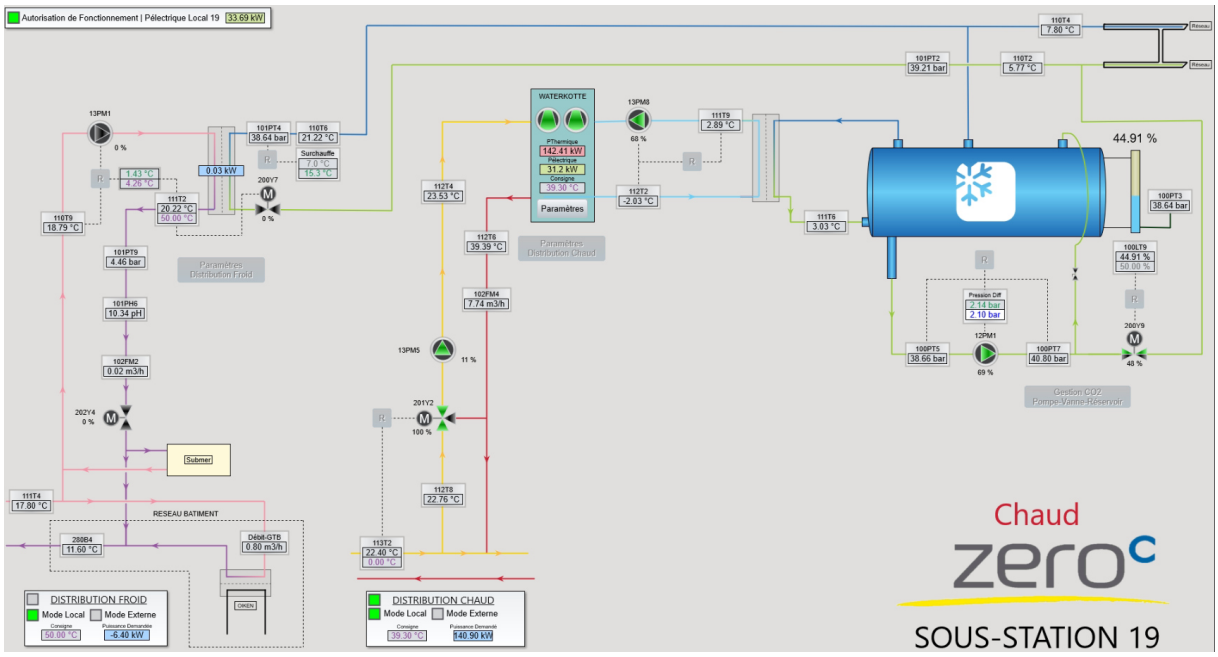


Figure 3: Extrait de la supervision pour le suivi des installations de la sous-station du bâtiment 19

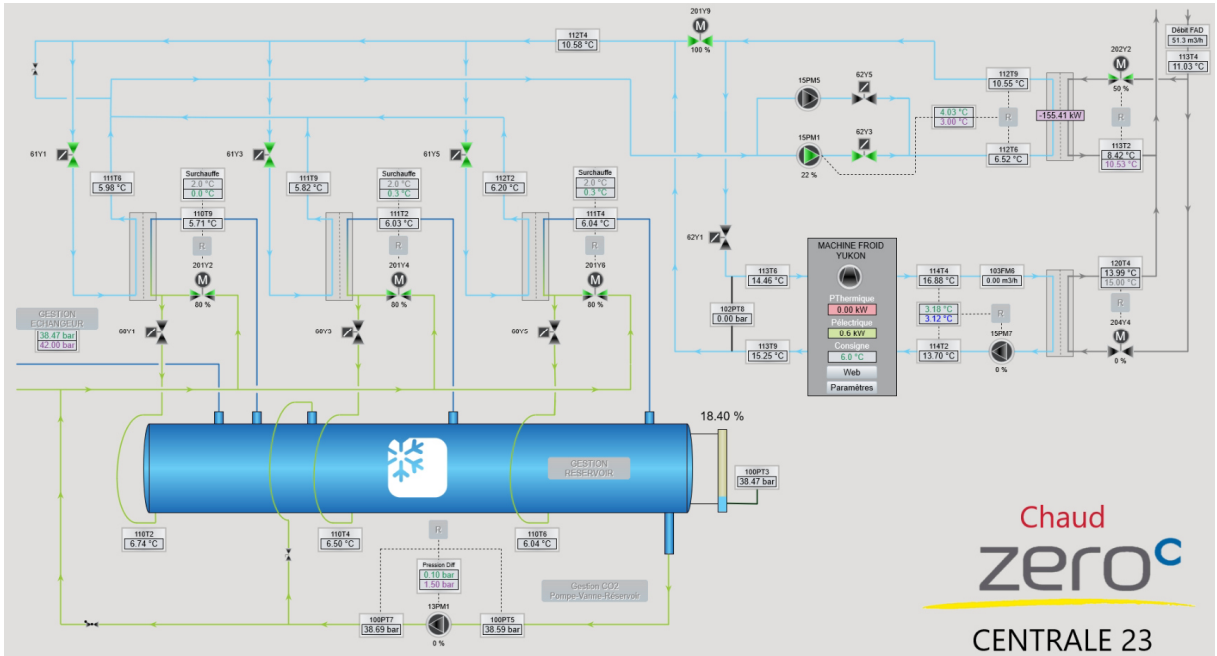


Figure 4: Extrait de la supervision pour le suivi des installations de la centrale

La régulation des installations des bâtiments du Campus Energypolis a été programmée par la société Romande Energie sur le logiciel EcoStruxure™ Building Operation Software (EBO). Romande Energie s'est chargé de mettre en place la structure de base dans la programmation pour que la HES puisse ensuite effectuer toutes les modifications nécessaires à l'intégration du démonstrateur sur les installations existantes. La Figure 5 est un exemple d'une imagerie de supervision avec les installations de distribution de chaleur et de froid existantes du bâtiment 19 et l'ajout des installations du démonstrateur. A gauche sur cette figure, le raccordement sur la conduite de retour du collecteur « chaud » pour la production de chaleur par la PAC et à droite le raccordement en parallèle sur les conduites aller et retour du collecteur « froid » pour la production de froid par l'évaporateur.

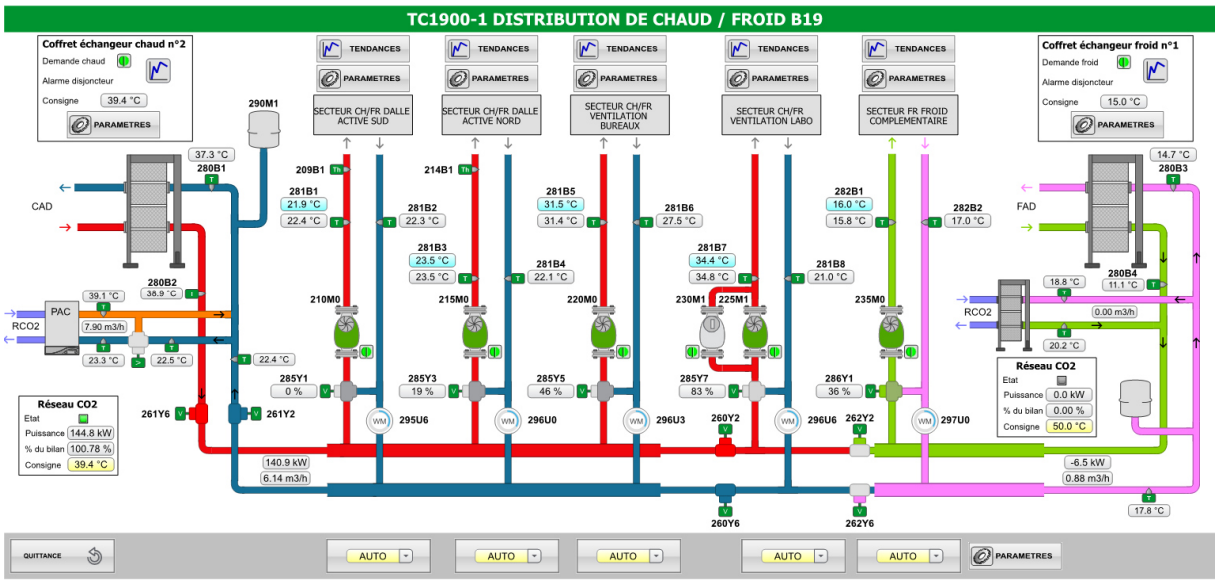


Figure 5: Extrait de la supervision des bâtiments pour le suivi des installations de distribution de chaleur dans le bâtiment 19

Zéro-C et la HES ont ensuite collaboré pour mettre en place une communication entre le démonstrateur et les installations existantes modifiées des bâtiments du Campus Energypolis afin d'échanger les valeurs de mesures, de consignes, de commande et de régulations entre les deux supervisions. La Figure 6 représente l'architecture de communication mise en place pour la communication entre les différents utilisateurs et les installations techniques du démonstrateur. La Figure 7 est un extrait de la supervision EBO avec les courbes de suivi des puissances produites par le démonstrateur. Ces valeurs de puissance sont échangées entre les 2 supervision. Cette communication est nécessaire au suivi quotidien du bon fonctionnement des installations par la HES.

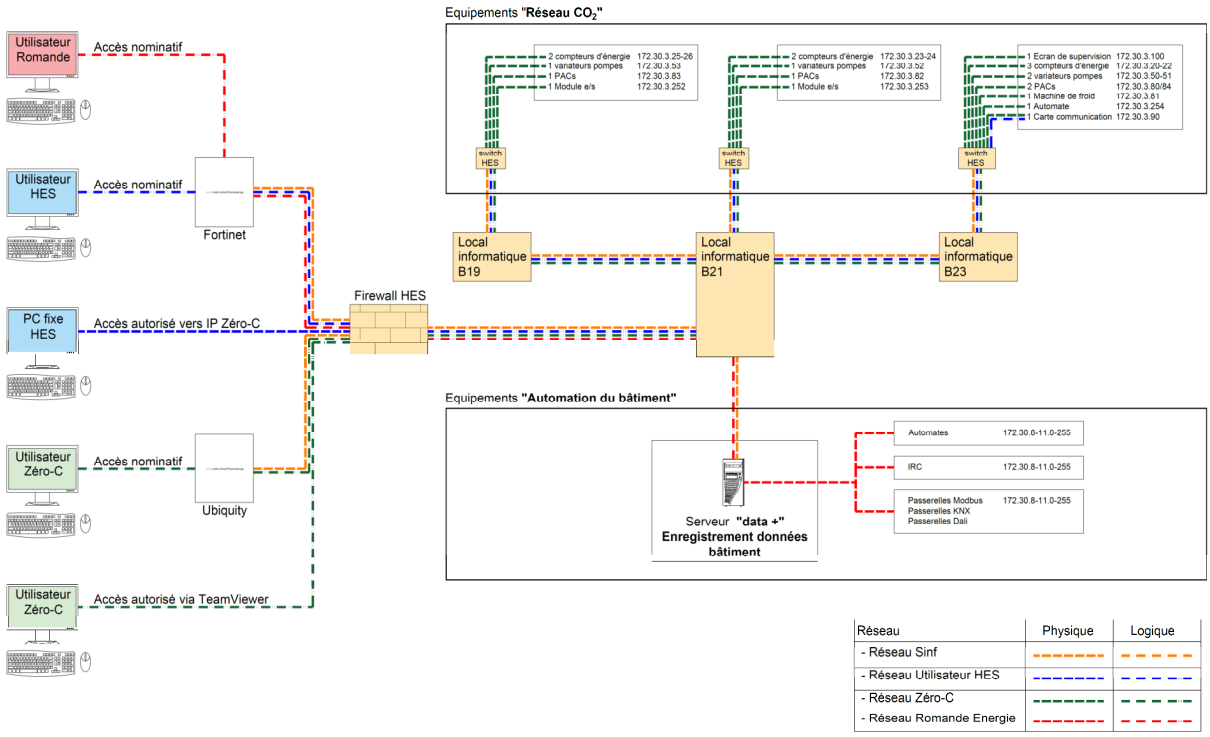


Figure 6: Schématique de communication entre les différents utilisateurs et les installations du démonstrateur.

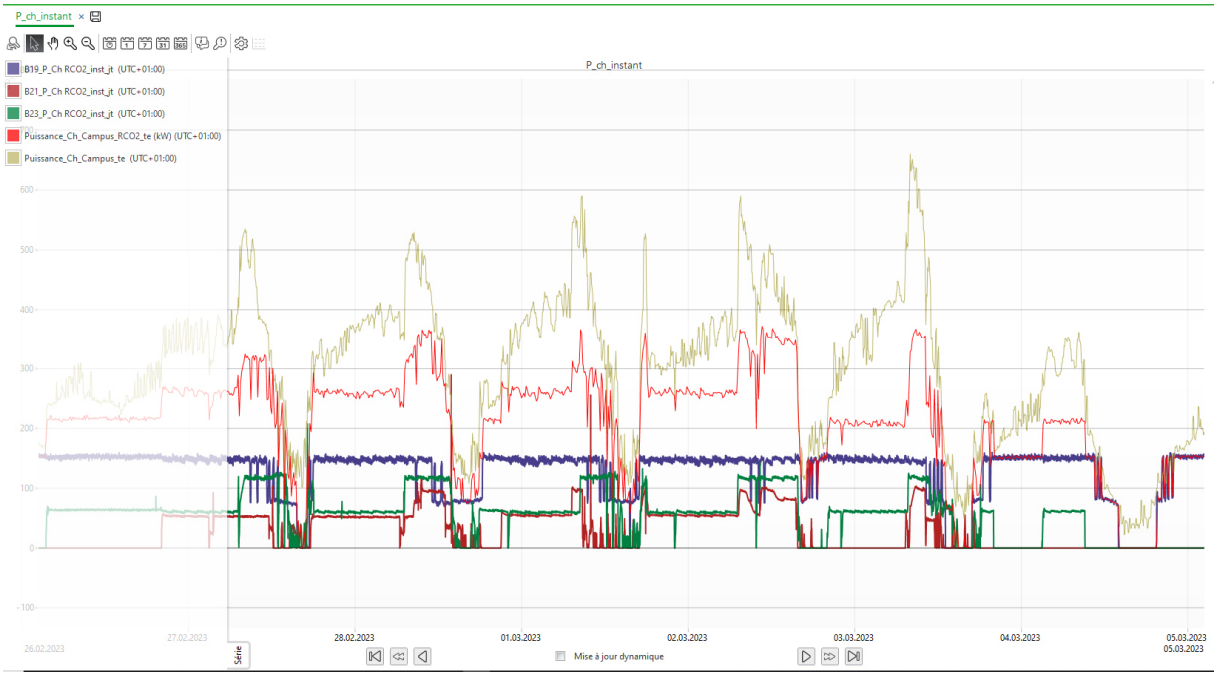


Figure 7: Extrait de la supervision des bâtiments pour le suivi de la production de chaud du démonstrateur

4 Performance énergétique du démonstrateur en mode approvisionnement en chaleur

4.1 Performance générale du démonstrateur en mode « chauffage »

Le premier résultat de performance du démonstrateur est **sa flexibilité, sa fiabilité et son autonomie de fonctionnement**. En dehors des périodes d'arrêt volontaires pour de l'entretien, de la maintenance ou pour des travaux d'extension, le démonstrateur a fonctionné de manière autonome avec très peu d'alarmes ou de besoin de surveillance. Ce résultat est particulièrement important pour cette technologie de distribution composé d'un gaz sous sa forme gazeuse et sous sa forme liquide. En effet, avant la mise en service du démonstrateur, il était très difficile d'anticiper quels allaient être les problèmes de ces phases transitoires de fonctionnement et des changements de mode, comme le basculement en mode chaud et froid ou l'enclenchement d'une machine après une période de standby. Les résultats des chapitres 4.1.1 et 5.1.1 montrent que le démonstrateur a couvert une part importante des besoins en chaud. Sans un fonctionnement flexible, fiable et autonome, il n'aurait pas été possible de couvrir plus de la moitié des besoins du Campus sur la période de test.

4.1.1 Part d'approvisionnement du démonstrateur par rapport aux besoins totaux des bâtiments

Les pompes à chaleur (PAC) du démonstrateur ont été mises en service, le 17 novembre 2022 pour le bâtiment 19, le 21 novembre 2022 pour le bâtiment 21 et le 23 novembre 2022 pour le bâtiment 23. Le mois de novembre n'a pas été repris dans les résultats de ce chapitre pour l'approvisionnement en chaleur, car dans cette phase de démarrage, les mesures sont discontinues et contiennent quelques erreurs de conversion des appareils de mesure. La période pour l'analyse des performances du démonstrateur pour l'approvisionnement en chaleur s'étend du 1er décembre à la fin avril (fin de la période de chauffe pour les bâtiments du Campus Energypolis).

Dans son mode de fonctionnement nominal, le démonstrateur est capable de fournir une puissance maximale d'environ 350kW (pointe de puissance sur une heure à 368kW le 6 mars 2023). La Figure 8 représente la courbe de production de chaleur totale du réseau CO_2 (trait noir) par rapport aux besoins totaux des bâtiments du Campus Energypolis (trait rouge).

Les besoins en froid durant la saison froide sont faibles (inférieurs à 50kW en moyenne sur 24h). Le démonstrateur fournit une grande part de ces besoins en même temps qu'il assume les besoins de chaleur des bâtiments. C'est le principe d'un réseau d'anergie dont les avantages sont décrits plus loin dans ce rapport.

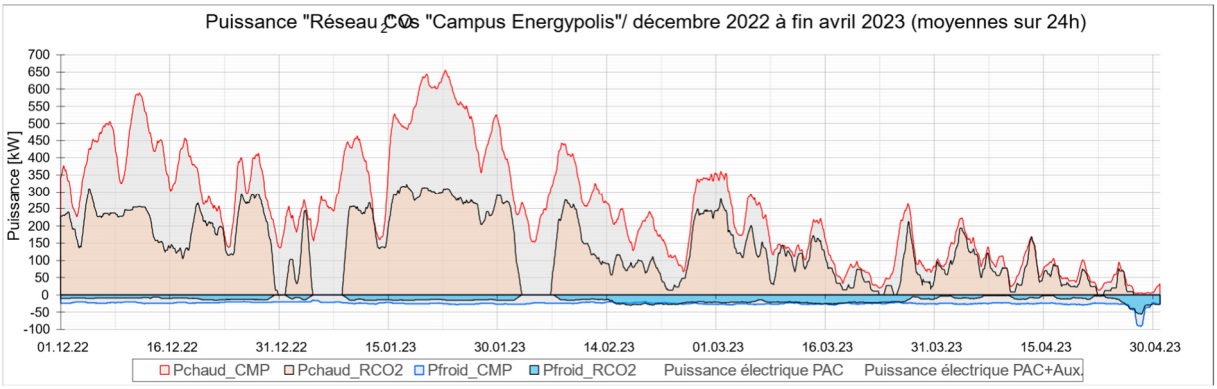


Figure 8: Profils de puissances fournie par le réseau CO_2 et consommés par les bâtiments du Campus Energypolis

Remarques par rapport à la Figure 8 :

- La PAC du bâtiment 19 était à l'arrêt du 13 au 19 décembre
- La PAC du bâtiment 21 était à l'arrêt du 6 au 13 décembre
- Les données n'ont pas été enregistrée du 5 au 9 janvier
- Le réseau CO_2 était à l'arrêt du 2 au 7 février
- La PAC du bâtiment 19 était à l'arrêt du 13 au 15 février
- La PAC du bâtiment 19 était à l'arrêt le 19 mars
- Le réseau CO_2 était à l'arrêt le 26 et 27 mars

La modulation en puissance globale a été améliorée au cours de la période de fonctionnement du démonstrateur. Sur la Figure 8, on constate que pour le mois de mars, la puissance totale du réseau CO_2 suit parfaitement la courbe des besoins des bâtiments. Le réseau ne peut toutefois techniquement pas assumer la totalité des besoins des bâtiments, car dans les bâtiments 21 et 23 tous les groupes de distribution de chaleur ne sont pas raccordés au démonstrateur. La Figure 9 ci-dessous illustre cette différence entre la consommation totale du bâtiment 23 et la consommation des groupes raccordés sur le réseau CO_2.La courbe jaune représente la demande totale en chaud du bâtiment 23, la courbe rouge la demande totale des 3 groupes de distribution raccordés sur le réseau CO_2 et la courbe verte la production de chaleur par le réseau CO_2 pour la période du 26 février au 4 mars 2023. Le suivi de la demande est très bon, et la couverture des besoins pour les groupes raccordés est quasiment de 100%, mais le réseau CO_2 ne peut toutefois techniquement pas couvrir la totalité du bilan des besoins du bâtiment.

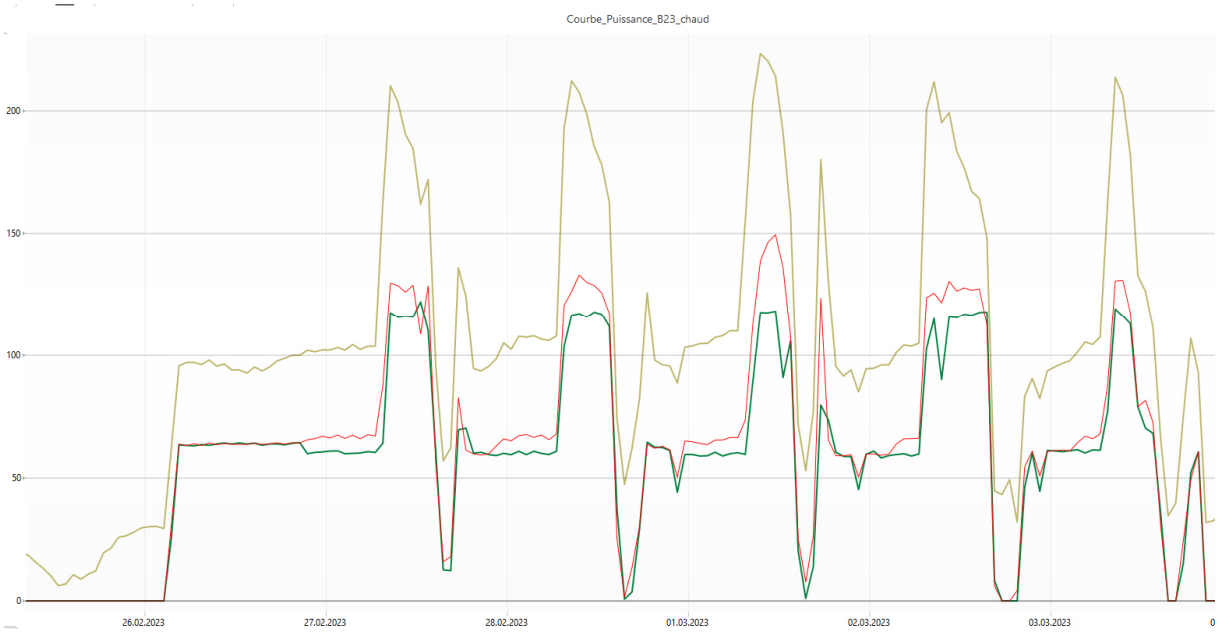


Figure 9: Extrait de la courbe de consommation de chaud du bâtiment 23 (en jaune) de la courbe de consommation des groupes raccordés sur le réseau CO_2 (en rouge) et de la courbe de production de chaud du réseau CO_2 (en vert) à partir du programme de supervision des bâtiments (EBO Schneider).

Le réseau CO_2 a produit 521'405kWh de chaud au cours de l'hiver 22/23 pour un besoin total des bâtiments de 1'045'378kWh de début novembre à fin mai, soit 50% du bilan total. Sur une période plus

significative, après le mois de mise en service des PAC, soit **de décembre 2022 à fin août 2023, le réseau CO_2 a couvert 53.4% du bilan total chaud des 3 bâtiments.**

Sur les deux derniers mois de fonctionnement hivernal du réseau CO_2 avec peu de périodes d'arrêt et un fonctionnement optimisé, le démonstrateur a couvert 67% des besoins totaux en chaud des bâtiments du Campus Energypolis. Le tableau suivant résume la quantité d'énergie mensuelle totale transférée du réseau CO_2 aux bâtiments, de début juin 2022 à fin août 2023, avec indication de la part du bilan couverte correspondante. Ces valeurs de production sont rapportées à la consommation totale des bâtiments et pas uniquement aux groupes raccordés sur le réseau CO_2.

Tableau 1: Bilan de production de chaleur du démonstrateur avec indication de la part d'énergie couverte des besoins totaux des bâtiments.

	Bilan Chaud RCO2							
	B19		B21		B23		Total	
2022 juin	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 juillet	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 août	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 septembre	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 octobre	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 novembre	16 963 kWh	20%	4 804 kWh	43%	10 823 kWh	32%	32 590 kWh	25%
2022 décembre	76 549 kWh	54%	17 456 kWh	63%	56 223 kWh	58%	150 230 kWh	56%
2023 janvier	70 060 kWh	42%	28 703 kWh	83%	52 273 kWh	49%	151 037 kWh	49%
2023 février	40 885 kWh	46%	10 151 kWh	73%	22 216 kWh	35%	73 253 kWh	44%
2023 mars	42 510 kWh	68%	8 050 kWh	79%	20 678 kWh	52%	71 240 kWh	63%
2023 avril	29 575 kWh	86%	2 134 kWh	62%	10 517 kWh	56%	42 228 kWh	75%
2023 mai	802 kWh	20%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	802 kWh	17%
2023 juin	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2023 juillet	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
Total Hiver 22/23	**276 543 kWh**	**47,7%**	**71 297 kWh**	**70,9%**	**172 730 kWh**	**47,9%**	**520 571 kWh**	**50,0%**
Total Eté 2023	**802 kWh**	**19,9%**	**0 kWh**	**0,0%**	**0 kWh**	**0,0%**	**803 kWh**	**16,9%**
Total 1 année	**277 346 kWh**	**44,5%**	**71 297 kWh**	**70,4%**	**172 730 kWh**	**47,1%**	**521 374 kWh**	**47,8%**
Total déc-août	**260 382 kWh**	**52,2%**	**66 493 kWh**	**74,3%**	**161 907 kWh**	**49,4%**	**488 784 kWh**	**53,4%**

Le bâtiment 19 est un bâtiment de laboratoire de type « science du vivant » avec des besoins en puissance élevés dépendant fortement de la température extérieure (fort taux de renouvellement d'air dans les locaux). La PAC du bâtiment 19 de 140kW de la sous-station de ce bâtiment ne peut donc pas assumer les pics de puissance d'env. 400kW pour une température extérieure de -10°C (voir Figure 10). Avec 35% de la puissance maximale, la PAC fournit toutefois près de 53% du bilan total de l'hiver.

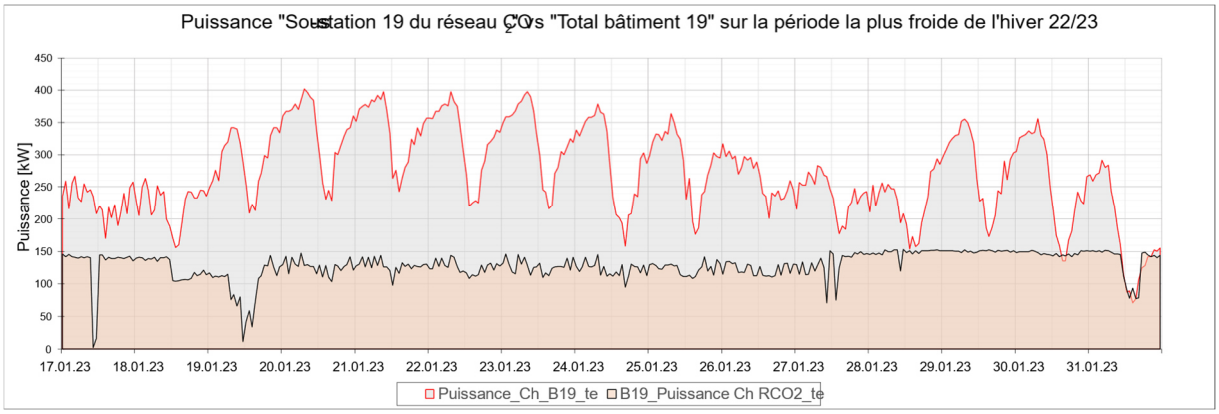


Figure 10: Comparaison entre les mesures de consommation de chaleur du bâtiment 19 pour la période froide du 17 au 31 janvier 2023 (B19_Puissance_Ch_B19_te) et les mesures de production de chaleur du réseau CO_2 sur la sous-station de ce bâtiment (B19_Puissance_Ch_RCO2_te).

Le bâtiment 21 est un bâtiment de type école standard et administratif avec une cafétéria au rez-de-chaussée. Les groupes raccordés sont ceux qui distribuent de la chaleur dans les salles de classes et les bureaux. Ce bâtiment représente donc un bâtiment standard avec un dimensionnement de la PAC qui correspond à la puissance maximale demandée sur les groupes raccordés. Le bilan de couverture est donc quasiment de 100% sur les périodes de fonctionnement pour les 3 groupes raccordés. La figure suivante représente en rouge les besoins totaux en chaud du bâtiment 21 pour les 3 groupes raccordés et en noir la production de chaud de la sous-station du réseau CO_2 de ce bâtiment. La puissance du réseau semble toutefois plafonnée à env.80kW alors que la PAC devrait pouvoir fournir 100kW. Ce point reste à optimiser sur ce démonstrateur pour l'hiver 23/24.

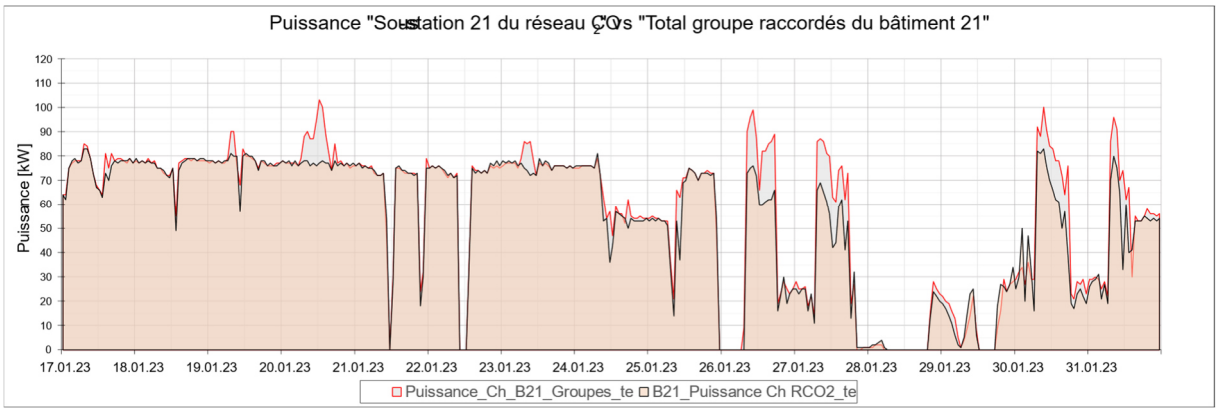


Figure 11: Comparaison entre les mesures de consommation de chaleur du bâtiment 21 pour la période froide du 17 au 31 janvier 2023 (B21_Puissance_Ch_B21_Groupes_te) et les mesures de production de chaleur du réseau CO2 sur la sous-station de ce bâtiment (B21_Puissance_Ch_RCO2_te)

Le bâtiment 23 est un bâtiment de laboratoire de type « systèmes industriels ». Les besoins de ce bâtiment se situent à peu près entre ceux du bâtiment 19 et ceux du bâtiment 21. La PAC de 100kW représente environ 50% de la puissance maximale des groupes raccordés (env. 200kW). La Figure 12 ci-dessous représente en rouge la courbe de consommation des groupes raccordés et en noir la production de chaud du réseau CO_2. La part de couverture du bilan est donc significative pour ces groupes raccordés (plus de 85% du bilan). Elle l'est toutefois un peu moins en rapportant la production du réseau CO_2 aux besoins totaux du bâtiment 23 (y.c. les besoins des groupes non raccordés au

réseau). Dans ce cas, la part du bilan chaud couverte par le démonstrateur pour la période de décembre à fin avril, pour ce bâtiment 23, est de 49% selon le Tableau 1.

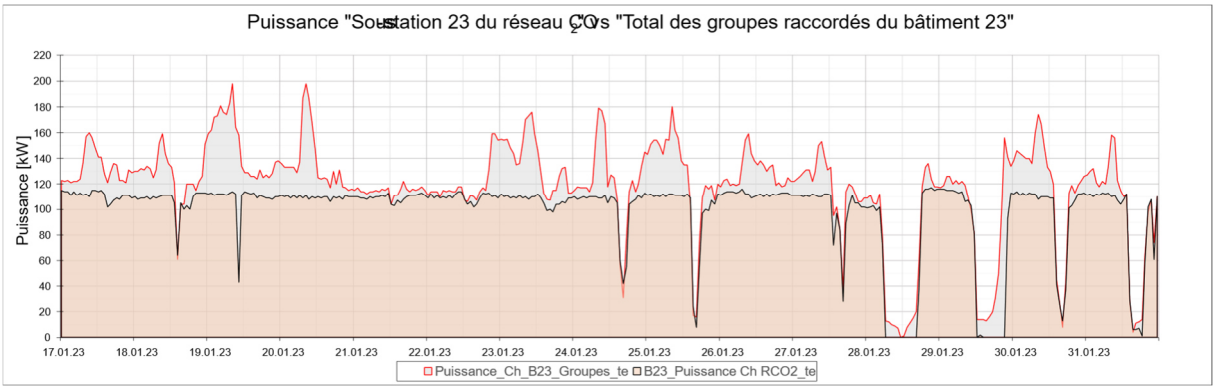


Figure 12: Comparaison entre les mesures de consommation de chaleur du bâtiment 23 pour la période froide du 17 au 31 janvier 2023 (B23_Puissance_Ch_B21_Groupes_te) et les mesures de production de chaleur du réseau CO2 sur la sous-station de ce bâtiment (B23_Puissance_Ch_RCO2_te)

4.1.2 Coefficient de performance

La performance du démonstrateur en mode chaud a été évaluée en mesurant l'énergie transférée du réseau CO_2 vers les bâtiments dans les différentes sous-stations et l'énergie électrique consommée par les différents appareils nécessaires à la distribution et la production de cette énergie (PAC, pompes, autre).

Pour évaluer les performances du démonstrateur en mode « chaud » les quatre coefficients de performance suivants on été calculés :

1. COP *chaud_PAC* : $COP_{PAC} = \frac{P_{th\_Chaud}}{P_{élecPAC}}$
2. COP *chaud*_SS : $COP_{Ch\_SS} = \frac{P_{th\_Chaud}}{P_{élecPAC}+P_{pompeCO_2}+P_{autre}}$
3. COP *chaud+an□rgi□_SS* : $COP_{Ch+A\_SS} = \frac{P_{th\_Chaud}+P_{th\_Froid}}{P_{élecPAC}+P_{pompeCO_2}+P_{autre}}$
4. COP *chaud+an□rgi□_RCO2* : $COP_{Ch+A\_RCO2} = \frac{P_{th\_Chaud}+P_{th\_Froid}}{P_{totSS}-P_{sec}}$

P_{th_Chaud} : Puissance thermique « chaud » fournie par le réseau CO_2

P_{th_Froid} : Puissance thermique « froid » fournie par le réseau CO_2

$P_{élecPAC}$: Puissance électrique mesurée sur la pompe à chaleur

$P_{pompeCO2}$: Puissance électrique de la pompe de circulation du CO_2

P_{totSS} : Puissance totale du local (compteur électrique sur l'alimentation du tableau)

P_{autre} : Différence entre la puissance totale du local P_{totSS} mesurée sur le tableau et la somme de toutes les puissances connues des appareils du local concerné (PAC et pompes). Il s'agit des consommations électriques « auxiliaires » du local.

P_{sec} : Puissance électrique des pompes au secondaire des échangeurs avec les bâtiments (cette puissance n'est prise en compte dans aucun des calculs ci-dessus)

Le 1er COP caractérise la performance des pompes à chaleur raccordée au réseau CO_2.

Le 2ième COP prend en compte la consommation électrique des pompes de distribution du CO_2 et celle de la pompe sur le réseau d'eau glycolée intermédiaire entre la PAC de la ss19 et le réseau. La consommation électrique de la pompe CO_2 sur le réservoir principal de la centrale n'est pas prise en compte.

Le 3ième COP considère également les services de froid fournis par le réseau CO_2 en saison froide. Ce COP est le plus représentatif des performances d'un réseau CO_2 en saison froide. Il prend en compte tous les services fournis par le réseau aux bâtiments. Il ne prend pas en compte les consommations spécifiques à ce démonstrateur à la centrale (pompe sur la boucle intermédiaire, machine de froid, etc.)

Le 4ième COP prend en compte toutes les consommations électriques depuis l'échangeur sur le FAD jusqu'aux échangeurs avec les bâtiments. Ce COP est donc spécifique au démonstrateur de Sion avec une boucle intermédiaire entre le réseau CO_2 et le FAD et une machine de froid pour gérer la température du réseau selon besoin.

Dans le Tableau 2, ces COP sont calculés en prenant en compte uniquement les valeurs lorsque le réseau CO_2 est en mode « chaud » (approvisionnement en chaleur).

Tableau 2: Résultat des coefficients de performance calculés selon les formules de la page précédente. Le COP Ch+A_SS est le plus représentatif d'un réseau CO_2. Les moyennes pour l'hiver 22/23 sont pondérées en fonction de l'énergie mensuelle produite.

	COP PAC				COP Ch_SS				COP Ch+A_SS				COP Ch+A_RCO2
	B19	B21	B23	Total	B19	B21	B23	Total	B19	B21	B23	Total	Total
2022 décembre	4,8	3,5	4,0	4,3	4,2	3,0	3,6	3,8	4,2	3,7	3,6	4,0	4,0
2023 janvier	4,9	3,4	4,2	4,3	4,4	3,0	3,7	3,8	4,4	3,9	3,7	4,0	3,9
2023 février	4,8	3,4	3,9	4,1	4,2	3,1	3,3	3,6	4,4	4,3	3,3	4,2	4,1
2023 mars	4,9	3,4	4,1	4,4	4,3	3,1	3,5	3,8	4,6	4,3	3,6	4,5	4,4
2023 avril	4,9	3,1	3,9	4,4	4,3	2,8	3,2	3,8	4,3	3,4	3,5	4,1	3,9
2023 mai	4,5			4,2	4,0			3,4	4,5			4,9	4,6
Total Hiver 22/23	4,86	3,41	4,05	4,29	4,30	3,04	3,56	3,76	4,38	3,94	3,59	4,12	4,04

Les mesures de puissances électriques pour les pompes CO_2 dans les sous-stations et à la centrale ne sont enregistrées qu'à partir du 27 février 2023. Ces valeurs de consommations sont nulles avant cette date. La consommation de ces pompes représente environ 5% de la consommation électrique totale en mode d'approvisionnement en chaleur.

Le coefficient de performance global du démonstrateur le plus représentatif d'un réseau CO_2 est le COP Ch+A_SS valant 4.12. Vu le contexte expérimental, cette performance mesurée représente donc une limite inférieure de la performance que l'on peut attendre pour les futurs réseaux. Pour ce démonstrateur de Sion, il y a plusieurs éléments qui pourraient être optimisés pour diminuer les consommations électriques. Les principales optimisations possibles sont les suivantes :

- Prévoir des accumulateurs de chaleur pour les pompes à chaleur (amélioration du COP de la PAC). Ceci n'a pas été prévu pour ce démonstrateur, car il ne fallait pas découpler le consommateur du producteur pour les besoins de démonstration (influence de la température de distribution sur les performances du réseau) ;
- Sélectionner une vanne de détente plus performante sur les évaporateurs des sous-stations (meilleure régulation à charge partiel et plus réactive) ;
- Développer des pompes de distribution avec une meilleure plage de fonctionnement pour ce genre d'application. Dans ce démonstrateur, les pompes sélectionnées sont les plus petites de

la gamme du constructeur. Pour un bon fonctionnement au démarrage et lors de phases transitoires, il a fallu prévoir une vanne de réglage au refoulement de ces pompes, afin d'éviter un emballement. Ces vannes génèrent une perte de charge considérable en fonctionnement nominal (environ 1bar). Ce point est détaillé dans le chapitre 4.1.2.

La différence entre le COP des PAC (4,29) et le COP des sous-stations (4,12) est de 0,17, soit environ 4%. Ce pourcentage représente la part d'énergie électrique nécessaire au transport de la chaleur de la source froide jusqu'aux sous-stations. Cette performance est remarquable pour un réseau de distribution d'énergie.

La Figure 13 représente l'évolution des COP 1 à 3 ainsi que les courbes de production de chaud et de froid, au cours de la période de chauffe 2022/2023.

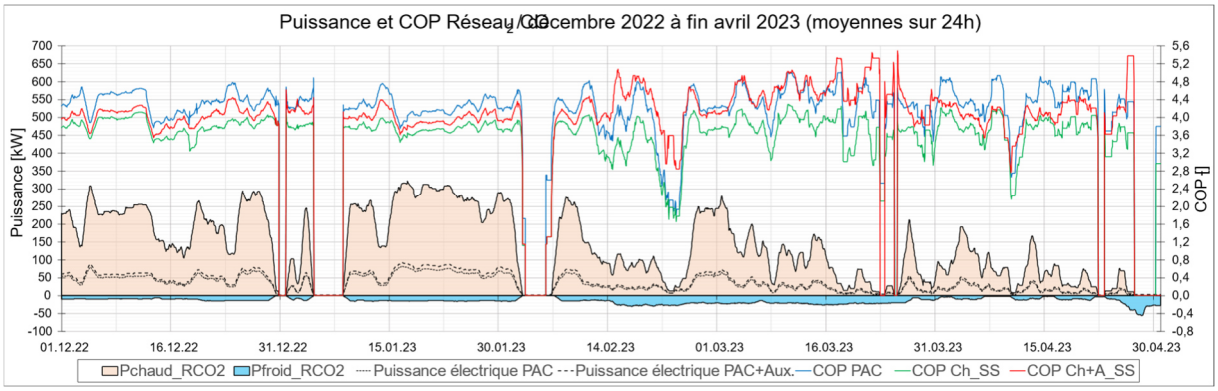


Figure 13: Evolution des 3 différents coefficients de performances et profils de production de chaleur et de froid du réseau CO2 pour la saison de chauffe 22/23

Le COP chaud+anergie_SS est légèrement meilleur que le COP chaud_SS en décembre et en janvier lorsque la production de froid est faible. Il devient meilleur que le COP chaud_PAC en mars lorsque la production de froid augmente. Cette évolution montre l'immense intérêt d'un réseau anergie, qui permet de fournir « gratuitement » des services de froid en saison de chauffage tout en améliorant significativement le coefficient de performance global.

La Figure 14 représente l'évolution du coefficient de performance pour chacune des 3 PAC du projet. La pompe à chaleur standard au R410A est plus efficace que les pompes à chaleur à réfrigérant naturel pour ce cas d'application. Les pompes à chaleur au CO_2 ne sont pas particulièrement performantes pour les niveaux de température de consigne des bâtiments du Campus Energypolis. Aussi, dans ce projet, les pompes à chaleur des bâtiments 21 et 23 ont été raccordées directement sur les départs des groupes pour des besoins de tests à différentes températures. La demande est très variable sur ces groupes en mi-saison et le COP est donc dégradé sur cette période. Pour un bon fonctionnement en mi-saison, il faudrait prévoir un accumulateur de chaleur entre ces PAC et les groupes de distribution.

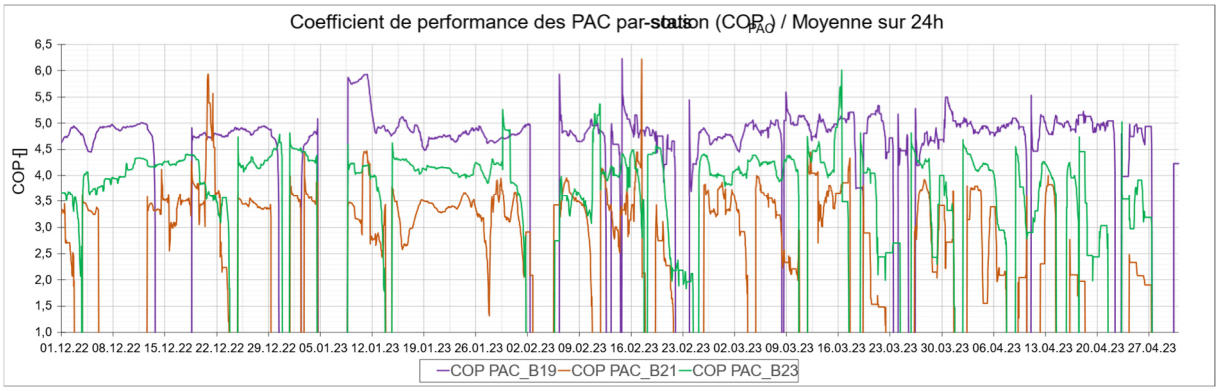


Figure 14: Evolution du coefficient de performance COP *chaud_PAC* pour les 3 sous-stations du démonstrateur

La Figure 15 représente l'évolution du COP chaud+anergie_SS pour les 3 sous-stations ss19, ss21 et ss23. Les performances du bâtiment 21 sont comparativement meilleures que dans le graphe précédent (COP chaud_PAC), car les besoins de froid sont plus importants dans ce bâtiment (local serveur avec des besoins de refroidissement constants sur l'année). Les bâtiments avec des besoins de chaud et de froid simultanés sont particulièrement performants. Il n'y a quasiment aucun besoin de froid dans le bâtiment 23 en hiver.

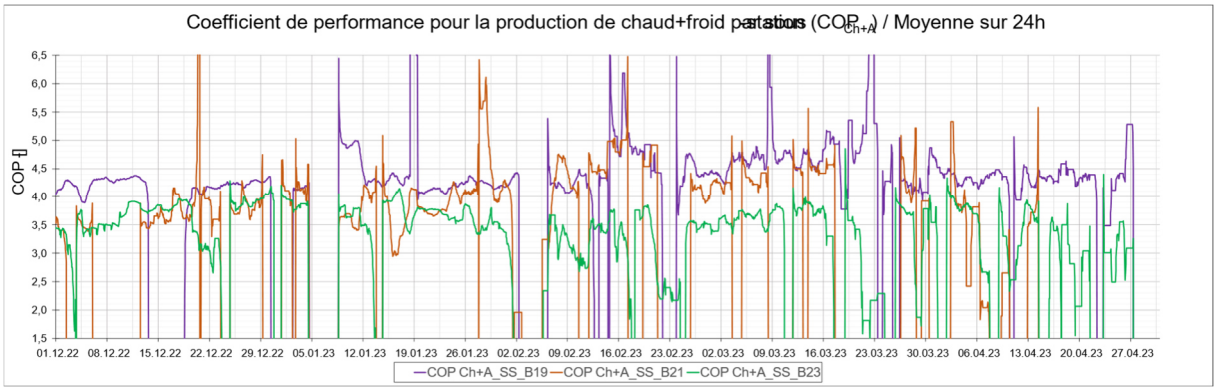


Figure 15: Evolution du coefficient de performance COP *chaud+anergie_SS* pour les 3 sous-stations du démonstrateur

L'amélioration des performances d'un réseau anergie avec la production de chaud et de froid simultanée est mise en évidence sur la Figure 16, en comparant l'évolution du COP chaud_SS et du COP chaud+anergie_SS au cours de la saison froide. A partir de la mi-février, l'évaporateur de la sous-station ss19 commence à produire du froid. La courbe rouge se détache de la courbe violette en pointillé. Avec moins de 15kW de production de froid, le COP de la sous-station ss19 s'améliore de 10 à 15%.

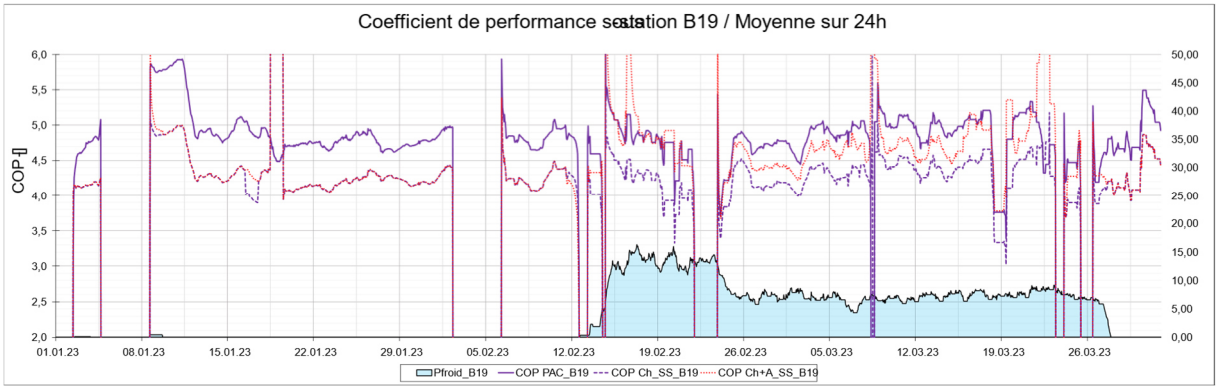


Figure 16: Comparaison de l'évolution des coefficients de performance COP_Ch_SS et COP_Ch+A_SS pour la sous-station du bâtiment 19, sur le premier trimestre de 2023

Les performances du réseau CO_2 pourraient être nettement améliorées avec un meilleur dimensionnement des évaporateurs/condenseurs entre les PAC et les réservoirs CO_2. Pour ce démonstrateur, lors de la conception, les calculs ont été faits pour garantir une bonne circulation à travers l'échangeur en thermosiphon. Les échangeurs ont été physiquement placés plus haut que les réservoirs et les diamètres des conduites de raccordement ont été calculés en fonction de cette différence de hauteur pour avoir une bonne circulation. En pratique, sur le démonstrateur de Sion, cette circulation fonctionne, mais les échangeurs sont un peu trop noyés en CO_2 liquide pour avoir un fonctionnement optimal. La température du CO_2 sous-refroidi est un peu trop basse par rapport à la température du réseau. La Figure 17 représente la température du réseau CO_2 (mesurée sur la sonde de température de la ligne liquide à l'entrée du réseau dans le local) et la température mesurée sur la sonde de la ligne CO_2 à la sortie du condenseur. La différence de température entre ces deux valeurs est d'environ 3°C. Idéalement, il faudrait avoir la différence de température la plus petite possible pour gagner en température sur la boucle intermédiaire et donc sur l'évaporateur de la PAC.

Dans la conception des prochains réseau CO_2, ce dimensionnement doit être optimisé.

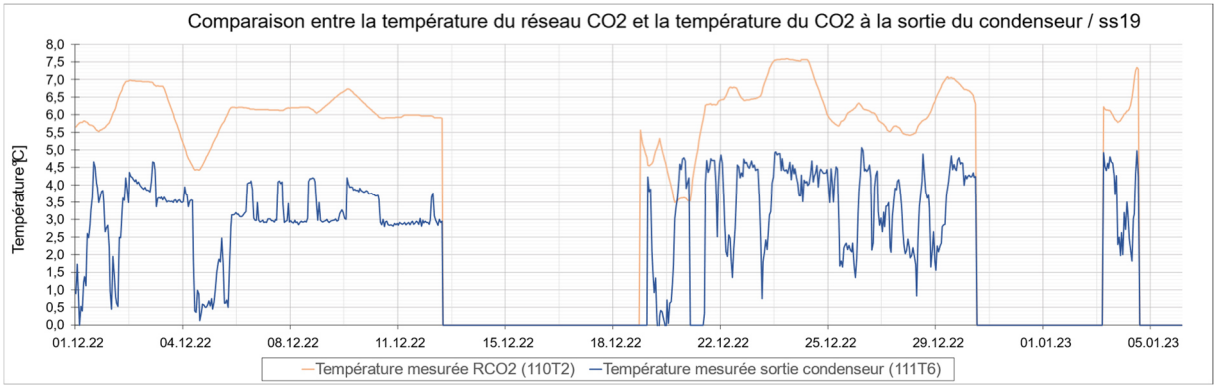


Figure 17: Comparaison entre la température du réseau CO_2 mesurée (en orange) et la température de sortie du condenseur de CO2 sur la PAC Waterkotte de la sous-station du bâtiment 19 (en bleu)

4.1.3 Répartition des consommations électriques

Pour l'interprétation des résultats de ce chapitre, il est important de considérer que les mesures de puissances électriques pour les pompes CO_2 dans les sous-stations et à la centrale ne sont enregistrées qu'à partir du 27 février 2023. Les valeurs de consommations sont nulles avant cette date. La consommation de ces pompes représente environ 5% de la consommation électrique totale en mode d'approvisionnement en chaleur. Le diagramme de la Figure 18 représente la répartition des consommations électriques par appareil, pour le démonstrateur, pour la période significative de décembre 2022 à août 2023.

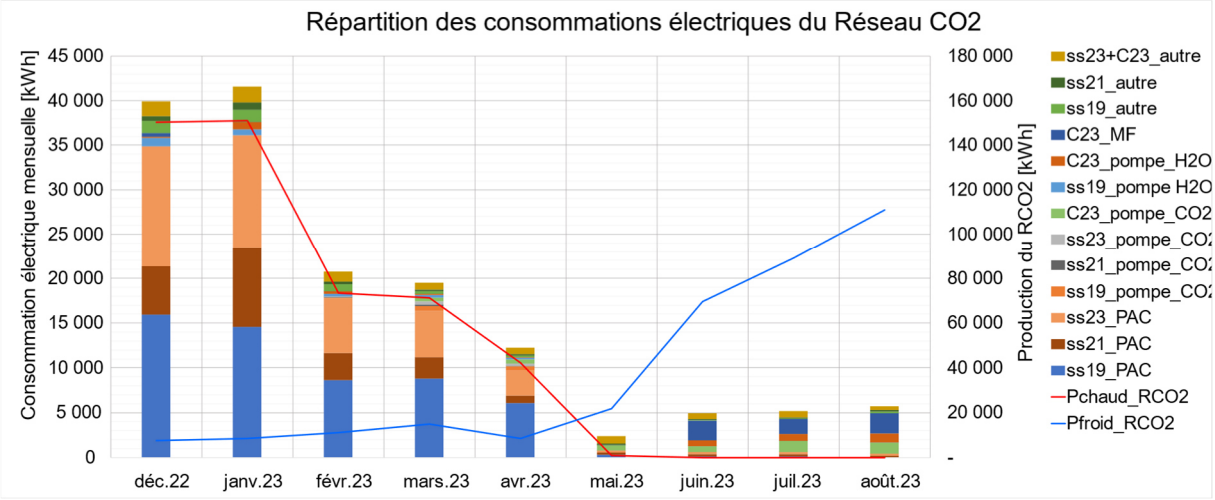


Figure 18: Répartition des consommations électriques par appareils (somme de l'énergie consommée sur le mois). En rouge la production mensuelle de chaleur et en bleu la production mensuelle de froid du réseau CO_2.

Pour les mois d'hiver, la consommation électrique des PAC est largement majoritaire par rapport à la consommation de l'ensemble des autres appareils. Pour cette saison de chauffe, la consommation électrique est logiquement proportionnelle à la production de chaud du réseau.

Pour le bâtiment 19, la valeur de consommation électrique de la PAC, correspond à la consommation électrique des compresseurs uniquement. Pour les deux autres, la mesure correspond à la consommation totale des PAC.

Les valeurs de consommation avec le suffixe « _autre » sont calculées comme la différence entre la consommation électrique totale du tableau électrique du local concernée, moins les valeurs de consommations électriques mesurées dans le local. Les valeurs de consommations électrique côté bâtiment (au secondaire des évaporateurs des sous-stations et côté « bâtiment » des PAC) sont également soustraits.

La sous-station du bâtiment 23 est alimentée par le même tableau que la centrale comme ils se trouvent dans le même local. La machine de froid se trouve également dans ce local.

La pompe H_2O de la sous-station 19 « ss19 » correspond à la pompe du circuit d'eau glycolée intermédiaire entre la PAC et le réseau CO_2.

La pompe H_2O de la centrale « C23 » correspond à la pompe sur le circuit d'eau glycolée intermédiaire entre le réseau de froid à distance (FAD) et le réseau CO_2.

Le diagramme de la Figure 19, représente les consommations détaillées de chacun des appareils pour la saison froide uniquement.

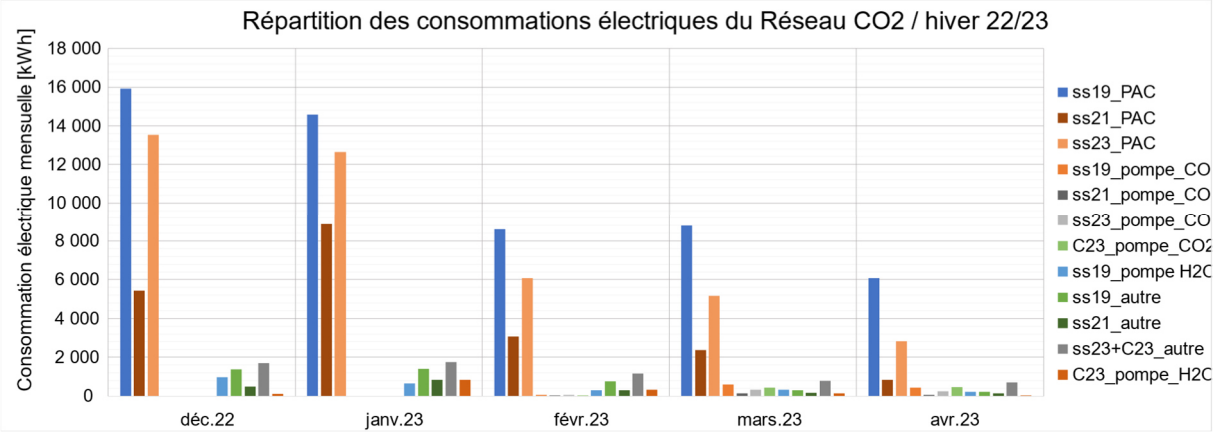


Figure 19: Répartition des consommations électriques par appareils pour l'hiver 22/23 (somme de l'énergie consommée sur le mois)

Pour une meilleure visibilité des consommations électriques « auxiliaires » durant la saison froide, le diagramme de la Figure 20 reprend ces mêmes valeurs, sans les consommations électriques des PAC.

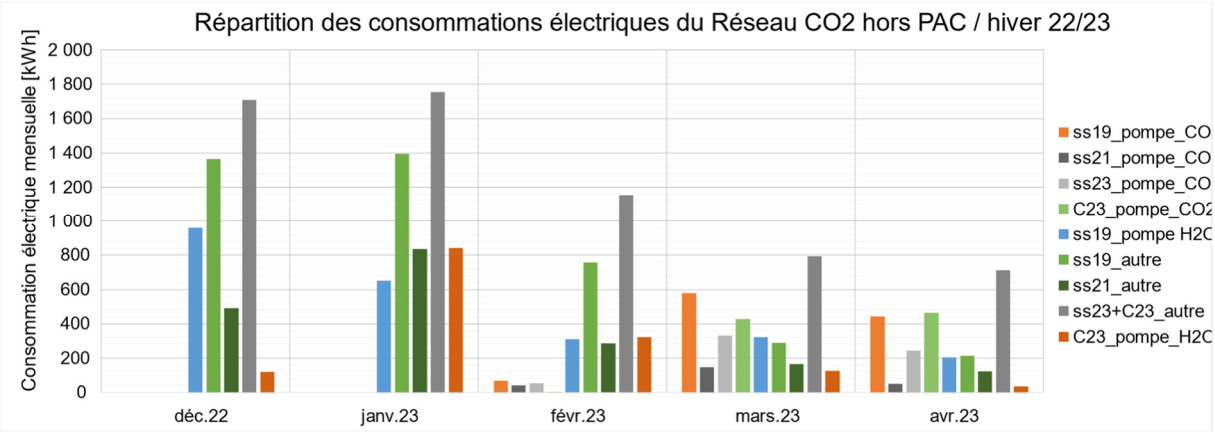


Figure 20: Répartition des consommations électriques par appareils pour l'hiver 22/23 (sans les consommations des pompes à chaleurs)

Le Tableau 3 résume toutes les valeurs de consommations électriques mesurées pour le démonstrateur de Sion de juin 2022 à la fin août 2023.

Tableau 3: Répartition des consommations d'électricité des différents appareils du démonstrateur (somme de l'énergie consommée sur le mois). Les plages hachurées représentent les valeurs de consommations qui n'ont pas été mesurées ou qui n'ont pas été enregistrées.

	Bilan de consommation d'électricité du réseau CO2										
	PACs	Pompes H2O bâtiments	Pompe H2O Sous-station 19	Pompe H2O Centrale	Pompe H2O Machine froid	Pompe CO2 Sous-stations	Pompe CO2 Centrale	Machine de froid central	Autre	Total Réseau CO2	Total Démonstrateur
2022 juin											
2022 juillet											
2022 août											
2022 septembre											
2022 octobre											
2022 novembre	7 924 kWh	0 kWh							1 269 kWh	9 193 kWh	9 262 kWh
2022 décembre	34 891 kWh	937 kWh	961 kWh	119 kWh	58 kWh			439 kWh	3 449 kWh	38 780 kWh	40 854 kWh
2023 janvier	36 106 kWh	488 kWh	653 kWh	841 kWh	58 kWh			0 kWh	3 860 kWh	39 965 kWh	41 977 kWh
2023 février	17 736 kWh	110 kWh	309 kWh	322 kWh	52 kWh			1 kWh	2 263 kWh	20 000 kWh	20 846 kWh
2023 mars	16 322 kWh	131 kWh	322 kWh	124 kWh	58 kWh	1 056 kWh	427 kWh	1 kWh	1 182 kWh	17 504 kWh	19 622 kWh
2023 avril	9 738 kWh	52 kWh	204 kWh	35 kWh	56 kWh	735 kWh	464 kWh	0 kWh	988 kWh	10 726 kWh	12 272 kWh
2023 mai	785 kWh	56 kWh	26 kWh	20 kWh	59 kWh	36 kWh	537 kWh	8 kWh	902 kWh	1 695 kWh	2 429 kWh
2023 juin	576 kWh	232 kWh	22 kWh	615 kWh	146 kWh	22 kWh	673 kWh	2 218 kWh	727 kWh	3 522 kWh	5 155 kWh
2023 juillet	596 kWh	244 kWh	23 kWh	772 kWh	110 kWh	0 kWh	1 261 kWh	1 646 kWh	813 kWh	3 055 kWh	5 393 kWh
2023 août	597 kWh	453 kWh	23 kWh	992 kWh	127 kWh	2 kWh	1 220 kWh	2 271 kWh	545 kWh	3 413 kWh	6 179 kWh
Total juin22-août23	**125 272 kWh**	**2 703 kWh**	**2 542 kWh**	**3 841 kWh**	**723 kWh**	**1 851 kWh**	**4 582 kWh**	**6 586 kWh**	**15 996 kWh**	**147 853 kWh**	**163 990 kWh**
Total Eté 2022											
Total Hiver 22/23	**122 717 kWh**	**1 718 kWh**	**2 448 kWh**	**1 442 kWh**	**283 kWh**	**1 791 kWh**	**891 kWh**	**441 kWh**	**13 010 kWh**	**136 168 kWh**	**144 833 kWh**
Total Eté 2023	**2 555 kWh**	**985 kWh**	**94 kWh**	**2 399 kWh**	**441 kWh**	**60 kWh**	**3 691 kWh**	**6 144 kWh**	**2 986 kWh**	**11 685 kWh**	**19 157 kWh**
Total sept22-août23	**125 272 kWh**	**2 703 kWh**	**2 542 kWh**	**3 841 kWh**	**723 kWh**	**1 851 kWh**	**4 582 kWh**	**6 586 kWh**	**15 996 kWh**	**147 853 kWh**	**163 990 kWh**
Total déc22-août23	**117 348 kWh**	**2 703 kWh**	**2 542 kWh**	**3 841 kWh**	**723 kWh**	**1 851 kWh**	**4 582 kWh**	**6 586 kWh**	**14 727 kWh**	**138 660 kWh**	**154 728 kWh**

4.1.4 Effet Anergie

La quantité d'anergie est calculée comme l'énergie de « froid » produite durant la saison de chauffe ou l'énergie de « chaud » produite durant la saison de refroidissement des bâtiments.

Les besoins simultanés de froid et de chaud sont intéressants pour un réseau d'anergie, car le bénéfice est double pour la centrale. En saison de chauffe, par exemple, un kWh de froid consommé par un bâtiment est produit directement par la PAC la plus proche. La centrale n'a besoin de produire ni le kWh de chaud utilisé pas la PAC, ni le kWh de froid consommé par le bâtiment.

La puissance à fournir par la centrale pour équilibrer le bilan énergétique du réseau CO_2 se calcule donc selon la formule suivante :

$$P_{centraleRCO2} = P_{chaudCO2} - P_{elecRCO2} + P_{froidRCO2} - 2 \times P_{anergieRCO2}$$

$P_{centraleRCO2}$: Puissance à fournir par le FAD en centrale

$P_{chaudRCO2}$: Puissance « chaud » fournie par les PAC

$P_{elecRCO2}$: Puissance « électrique » consommée par les PAC

$P_{froidRCO2}$: Puissance « froid » fournie par les évaporateurs des sous-stations

$P_{anergieRCO2}$: Puissance « anergie » totale du réseau

Les bâtiments du Campus Energypolis n'ont pas beaucoup de simultanéité entre la production de chaud et de froid. Il y a peu de consommation de froid en hiver et quasiment aucune consommation de chaud en été (uniquement un peu d'eau chaude sanitaire pour la cuisine et les douches). En hiver, le bâtiment 19 consomme tout de même entre 10kW et 20kW de froid en continu pour du refroidissement complémentaire (locaux à fortes charges internes et refroidissement de matériel informatique) et le bâtiment 21 consomme également entre 20kW et 40kW de froid pour le refroidissement du local serveur.

La Figure 21représente les besoins de chaud et de froid pour la saison de chauffe 22/23, avec en violet les courbes représentatives de l'effet anergie, soit la quantité d'anergie en kW et la part d'anergie proportionnellement à la production totale.

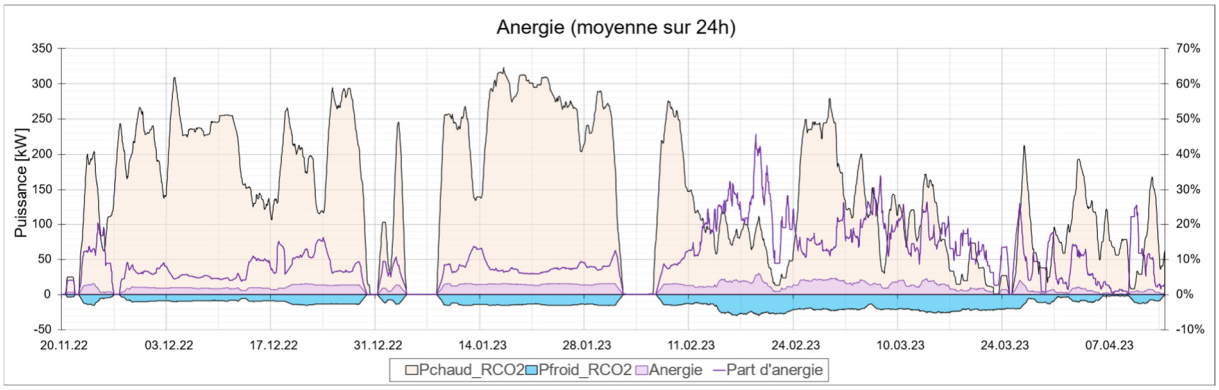


Figure 21: Profils de consommation de chaud et de froid des bâtiments avec représentation de la quantité d'anergie (surface violette) par rapport à l'énergie totale consommée (courbe violette en %)

La Figure 22 ci-dessous représente l'effet anergie par bâtiment avec en noir l'effet anergie totale du réseau. L'anergie totale du réseau est plus élevée que la sommes des anergies par sous-station, car tous les bâtiments bénéficient de la chaleur générée par la production de froid du bâtiment 21. En octobre et novembre, par exemple, les besoins du bâtiment 21 sur l'évaporateur de la PAC sont souvent inférieurs à la chaleur produite dans cette même sous-station par la production de froid. Ce surplus de chaleur est directement distribué sur les bâtiments 19 et 23, par le réseau CO_2.

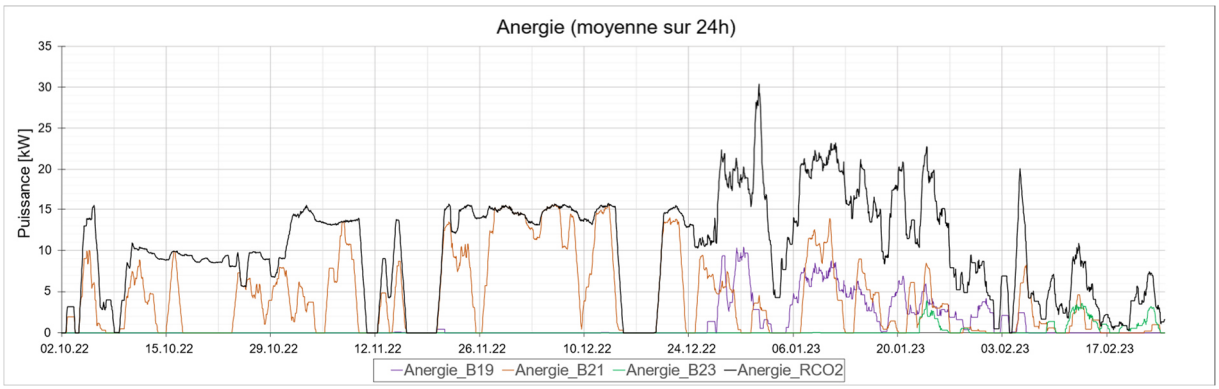


Figure 22: Effet anergie exploité dans chacun des bâtiments, avec en noir l'effet anergie totale. L'effet anergie total est plus grand que la somme des effets anergie, car il bénéficie de la simultanéité totale des besoins de chaud et de froid, sur tous les bâtiments raccordés au réseau,

Le Tableau 4 résume les quantités d'anergie exploitées depuis la mise en service de réseau CO_2 en juin 2022 jusqu'à la fin du mois d'août 2023. L'effet anergie est le plus important dans le bâtiment 21 dans lequel il y a la plus grande production de froid durant l'hiver pour le refroidissement du local serveur. Aussi, l'effet anergie total du réseau CO2 est environ 2x plus élevé que la somme des effets anergie des 3 sous-stations. Ces résultats montrent l'importance de prévoir des solutions centralisées pour la distribution d'énergie dans un quartier, plutôt que réfléchir à l'échelle d'un seul bâtiment. **Ce démonstrateur prouve qu'un réseau d'anergie est une solution efficace pour valoriser les rejets de chaleurs d'un bâtiment en saison de chauffe.**

Tableau 4: Résumé des quantités d'anergie mesurée dans les 3 sous-stations du projet et de la quantité d'anergie totale du réseau CO_2

	Bilan d'anergie du réseau CO2							
	B19		B21		B23		Total RCO2	
2022 juillet	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 août	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 septembre	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 octobre	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 novembre	1 kWh	0,0%	758 kWh	18,1%	0 kWh	0,0%	1 493 kWh	6,0%
2022 décembre	0 kWh	0,0%	2 609 kWh	15,2%	0 kWh	0,0%	7 438 kWh	6,4%
2023 janvier	14 kWh	0,0%	6 352 kWh	28,7%	0 kWh	0,0%	8 488 kWh	7,4%
2023 février	1 553 kWh	4,5%	2 718 kWh	23,0%	1 kWh	0,0%	8 384 kWh	14,3%
2023 mars	2 060 kWh	5,7%	2 035 kWh	15,2%	198 kWh	1,2%	8 810 kWh	14,4%
2023 avril	57 kWh	0,2%	259 kWh	4,6%	537 kWh	5,4%	2 195 kWh	5,6%
2023 mai	137 kWh	1,6%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	339 kWh	1,5%
2023 juin	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2023 juillet	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2023 août	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
Total Hiver 22/23	**3 684 kWh**	**1,63%**	**14 731 kWh**	**19,82%**	**736 kWh**	**0,55%**	**36 807 kWh**	**8,89%**
Total Eté 2023	**137 kWh**	**0,10%**	**0 kWh**	**0,00%**	**0 kWh**	**0,00%**	**339 kWh**	**0,12%**
Total sept22-août23	**3 821 kWh**	**0,98%**	**14 731 kWh**	**11,41%**	**736 kWh**	**0,31%**	**37 146 kWh**	**5,01%**
Total déc22-août23	**3 820 kWh**	**1,09%**	**13 974 kWh**	**11,80%**	**736 kWh**	**0,32%**	**35 654 kWh**	**5,23%**

L'intérêt d'un réseau d'anergie peut également être évalué en analysant la tendance de la consommation électrique du réseau rapporté à la puissance fournie en fonction de la quantité d'anergie calculée. Le graphe de la Figure 23 représente cette tendance dans le cas où la consommation d'électricité est rapportée à la production de chaud et dans celui où cette consommation est rapportée à la somme de la production de chaud et de froid du réseau (énergie totale fournie par le réseau aux bâtiments). Plus la quantité d'anergie est grand et plus la consommation d'électricité spécifique du réseau est faible.

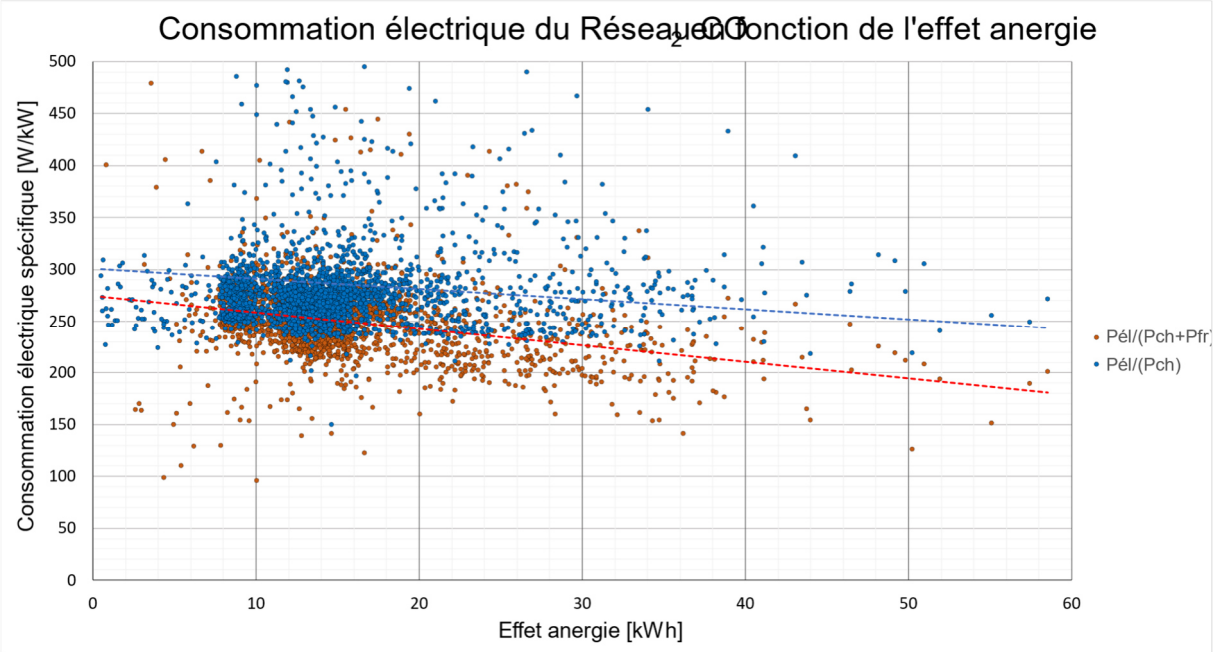


Figure 23: Tendance de la consommation électrique du réseau CO_2 en fonction de la quantité d'effet anergie mesurée rapportée à la puissance totale transférée aux bâtiments (en rouge) ou à la puissance chaud produite uniquement (en bleu).

4.1.5 Plages de fonctionnement types

Pour mieux comprendre le fonctionnement du démonstrateur en mode approvisionnement en chaleur, les trois plages de fonctionnement types suivantes ont été sélectionnées :

- 8-9 février 2023 : Puissance élevée et fonctionnement stable du réseau. Production de froid dans le bâtiment 21.
- 2 mars 2023 : Jour du test de fonctionnement à la puissance maximale du réseau. Production de froid dans les bâtiments 19 et 21.
- 18 février 2023 : Effet anergie significatif entre une production de chaud dans le bâtiment 19 et une production de froid dans les bâtiments 19 et 21.

Les pages suivantes, présentent pour chacune de ces plages :

- La puissance « chaud » fournie par le réseau aux bâtiments pour chacune des 3 sous-stations du projet. La courbe RCO2_total_P_chaud est le total des 3 sous-stations et la courbe CAMPUS_P_chaud est le total consommé par les bâtiments du Campus Energypolis. La différence entre ces deux courbes est la puissance fournie par les installations de base des bâtiments (Figure 24, Figure 27 et Figure 30)
- L'évolution de la température des lignes liquides et vapeur en différents points de mesures du réseau (Figure 25, Figure 28 et Figure 31).
- Schéma du démonstrateur avec indication des valeurs moyennes mesurées sur la période type. Ce schéma permet d'avoir une vision générale des températures et puissances du réseau sur ces périodes types (Figure 26, Figure 29 et Figure 32)

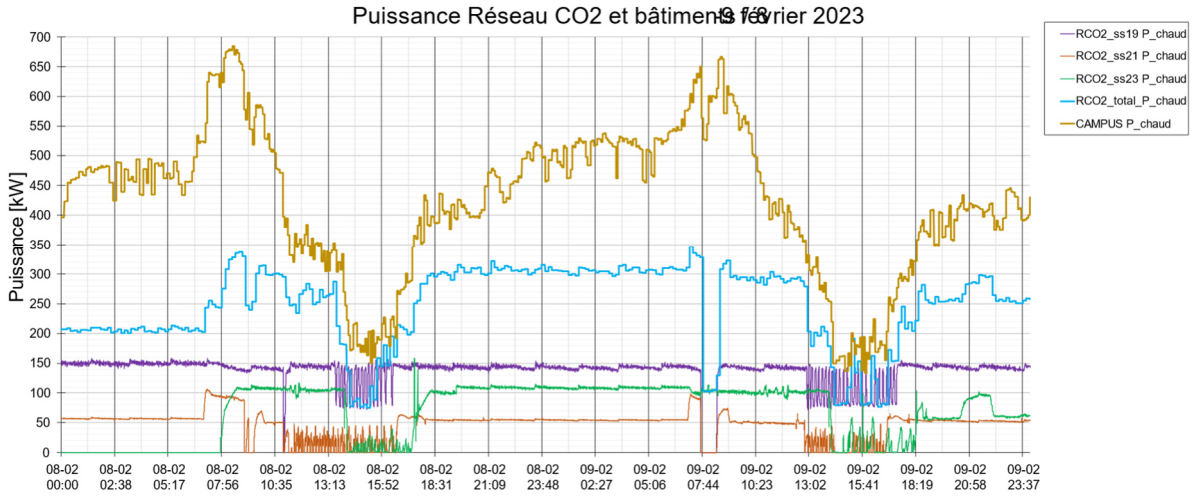


Figure 24: Profil de consommation des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale du réseau CO2 (en bleu) et profils de production de chaleur par sous-station (violet:ss19 / rouge: ss21 / vert:ss23) pour le 8 et 9 février 2023 (période typique de grand froid avec un fonctionnement stable du réseau et une production de froid dans le bâtiment 21)

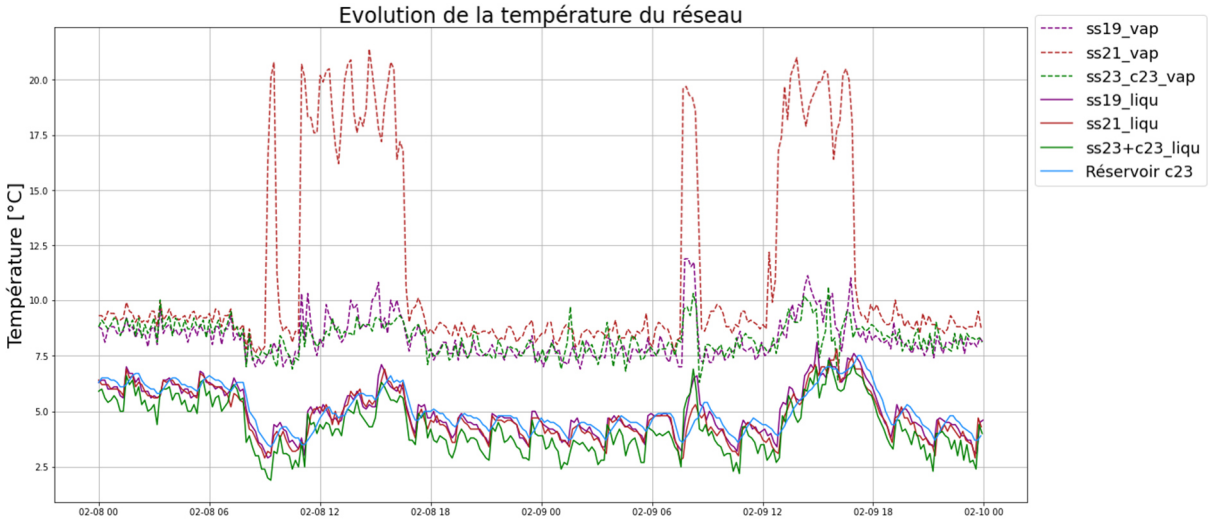


Figure 25: Evolution de la température du réseau CO2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations. La température de la ligne vapeur de la sous-station du bâtiment 21 illustre clairement la surchauffe locale due à la production de froid dans le local

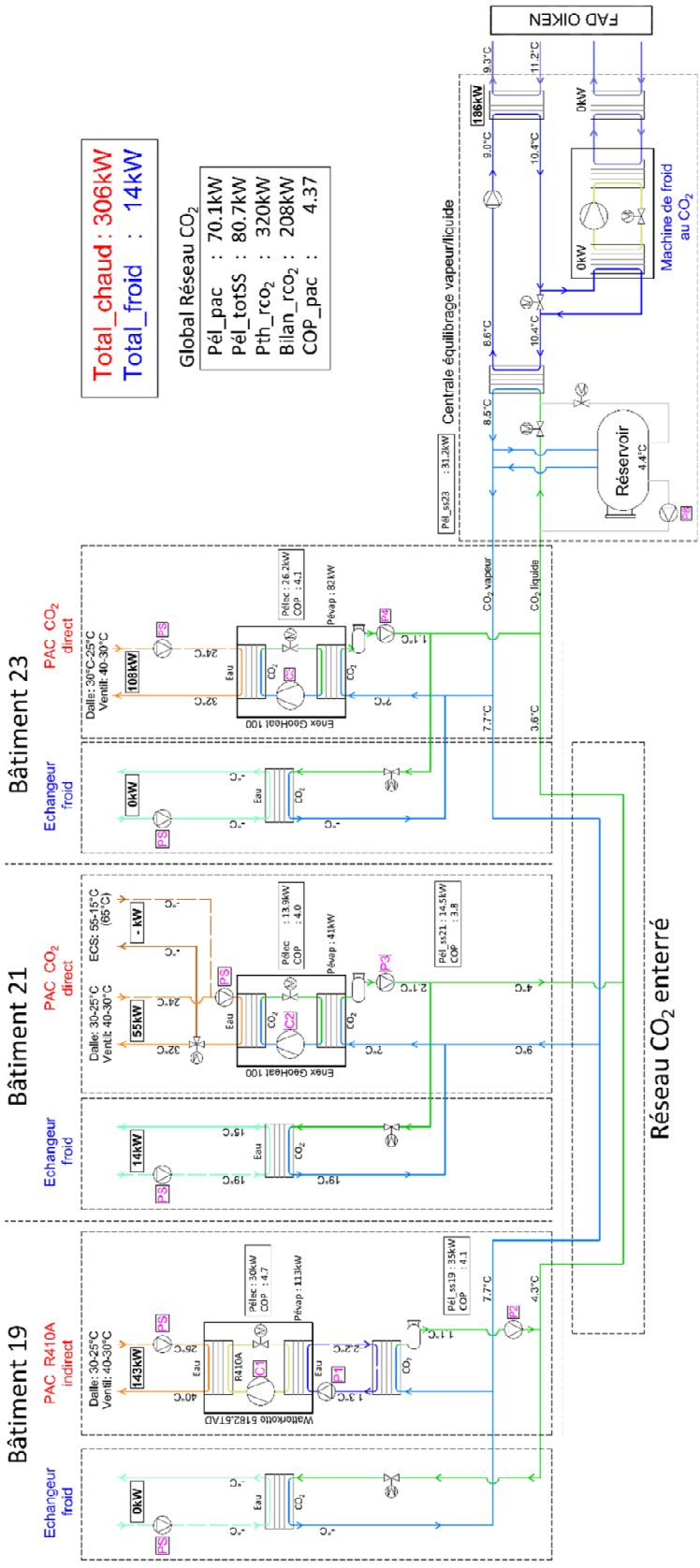


Figure 26 : Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées sur une période typique de grand froid avec un fonctionnement stable du réseau et une production de froid dans le bâtiment 21 (8-9 février 2023)

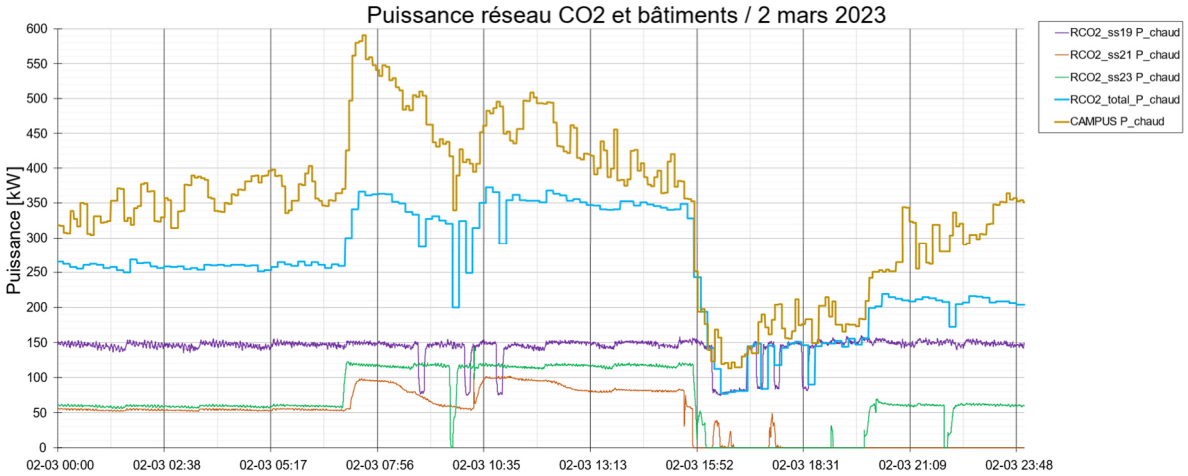


Figure 27: Profil de consommation des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale du réseau CO2 (en bleu) et profils de production de chaleur par sous-station (violet: ss19 / rouge: ss21 / vert: ss23) pour le 2 mars 2023 (jour de puissance maximale du réseau CO_2)

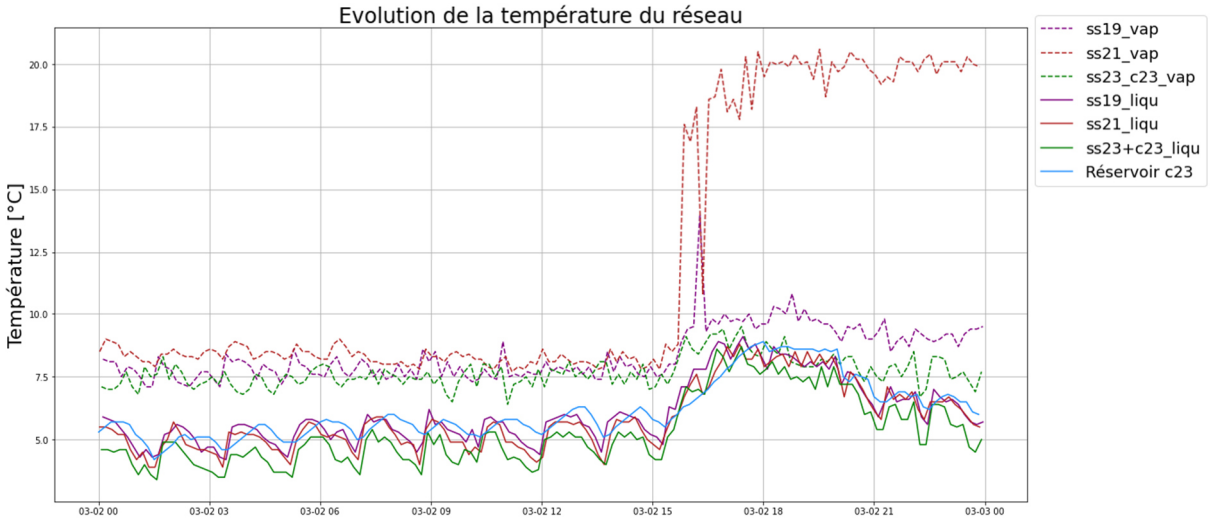


Figure 28: Evolution de la température du réseau CO2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations. La température de la ligne vapeur de la sous-station du bâtiment 21 illustre clairement la surchauffe locale due à la production de froid simultanée peu après 15h.

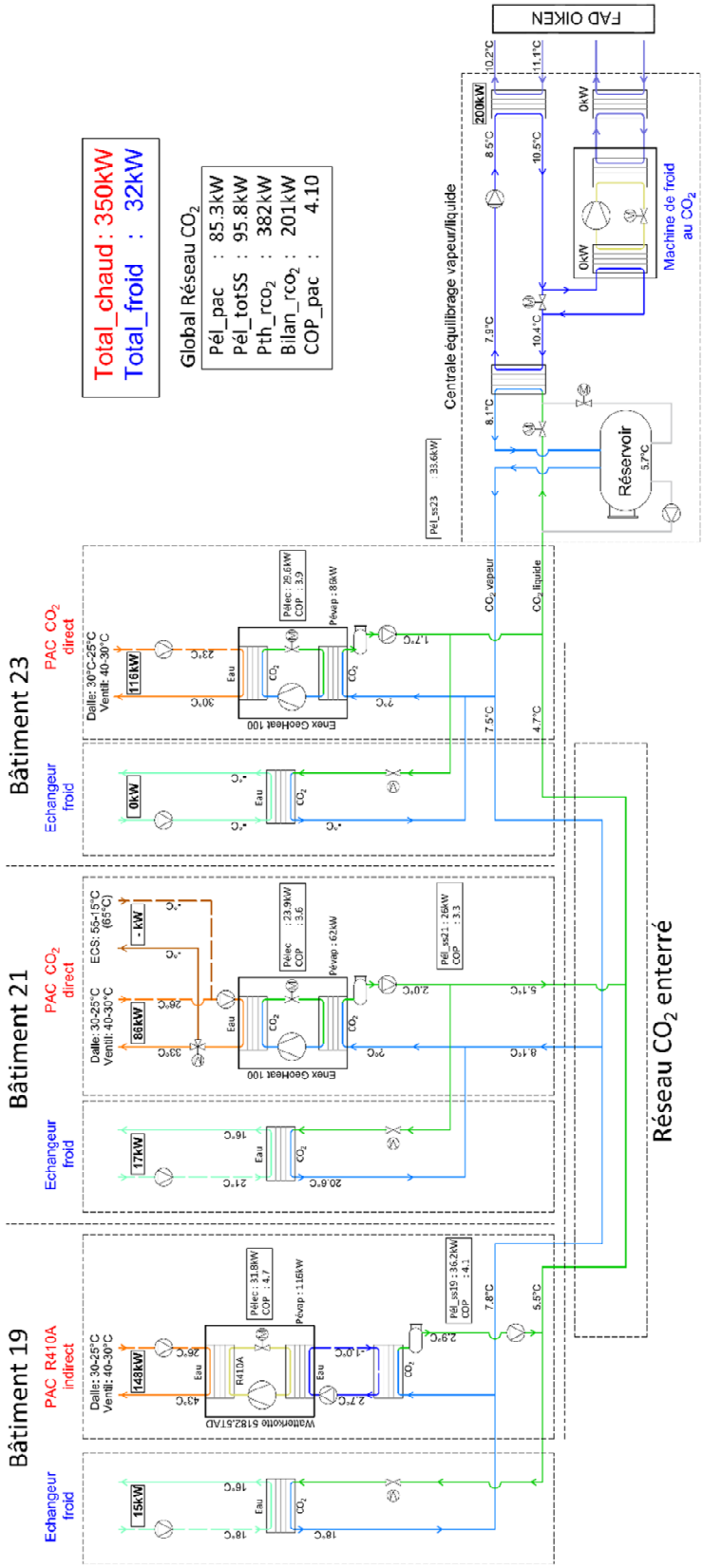


Figure 29 : Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées entre 11h et 15h30 le 2 mars 2023 (période de fonctionnement à puissance maximale du réseau CO_2)

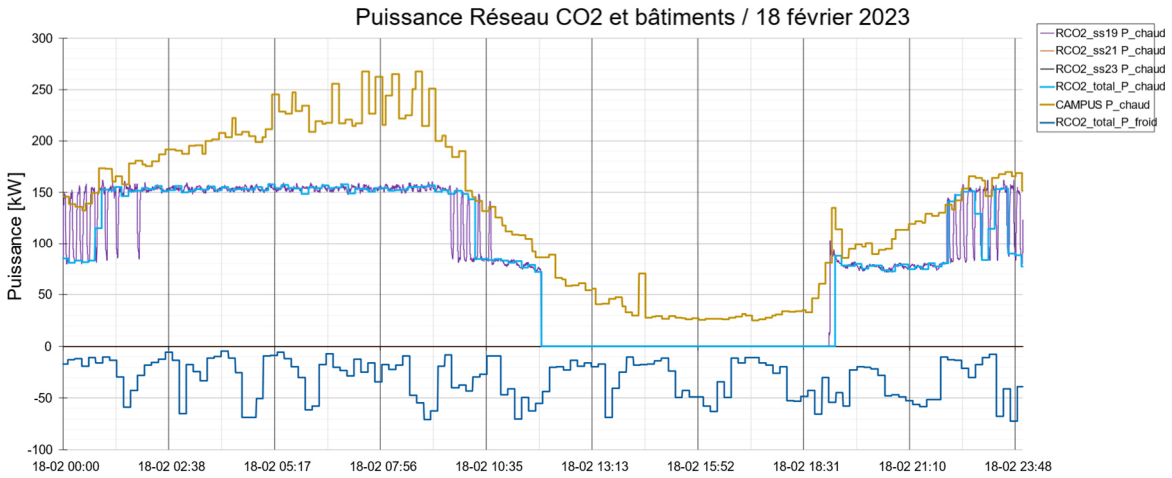


Figure 30: Profil de consommation des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale du réseau CO2 (en bleu) et profils de production de chaleur par sous-station (violet: ss19 / rouge: ss21 / vert: ss23) pour le 18 février 2023 (jour avec effet anergie significatif)

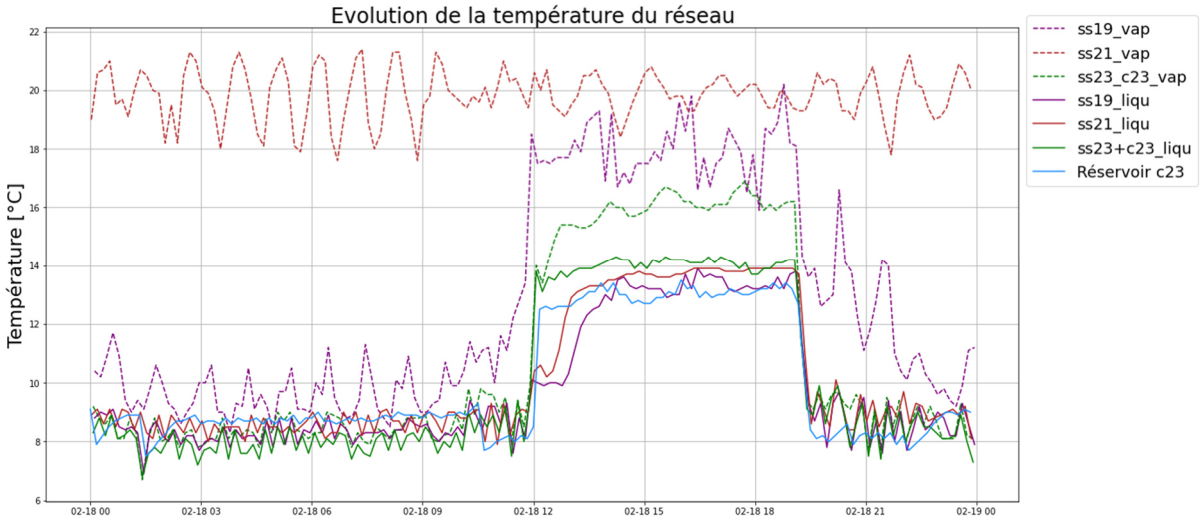


Figure 31: Evolution de la température du réseau CO2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations.

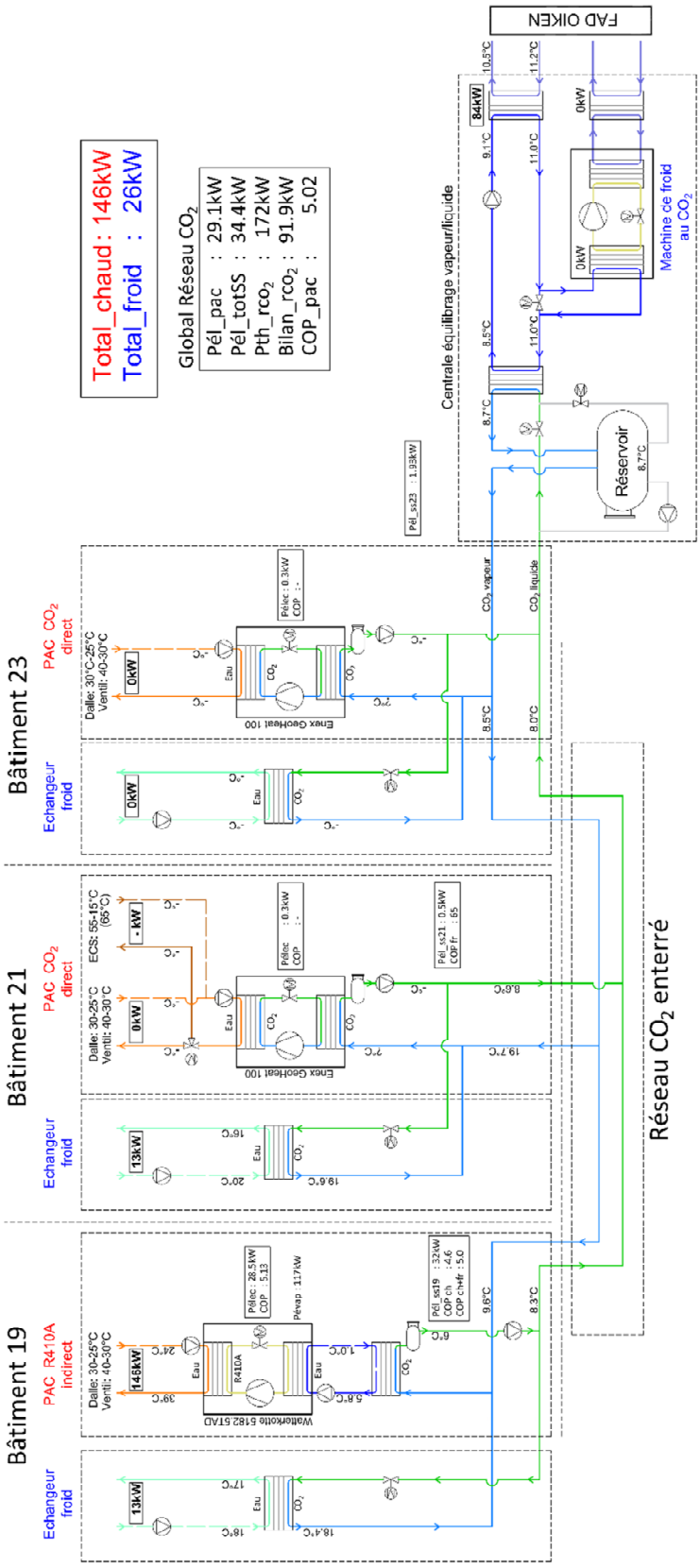


Figure 32 : Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées entre 2h et 11h le 18 février 2023 (période de fonctionnement avec un effet anergie significatif)

4.1.6 Pertes de charge

Ce chapitre a pour objectif d'évaluer les pertes de charge réelles du démonstrateur et de les caractériser.

Les pertes de charge sont évaluées sur la base des mesures de pression sur le réseau CO2, en régime permanent, sur le tronçon le plus long du réseau (140m), entre le bâtiment 23 et la sous station la plus éloignée du bâtiment 19 (SS19). Afin d'obtenir des mesures significatives, le test réalisé vise à obtenir une vitesse d'écoulement la plus élevée possible dans les conduites liquides. La procédure de test est répétée avec plusieurs vitesses inférieures, afin de pouvoir caractériser les pertes de charge du réseau.

En théorie, la perte de charge globale du réseau est donnée par la somme des pertes de charge linéaires[3] en régime turbulent [1], [2] dues au frottement dans les conduites, et des pertes singulières du réseau dues aux variations de diamètres des conduites, aux changements de direction aux raccords ainsi qu'aux vannes du réseau.

Comme montré dans le Tableau 5, les pertes de charge linéaires théoriques pour un réseau CO2 d'une puissance et géométrie identiques au démonstrateur sont négligeables (0.005 bar) et inférieures à la limite de détection des capteurs de pression de l'ordre de 0.2 à 0.5 bar.

Tableau 5: Calcul des pertes de charge linéaires théoriques du CO_2 liquide dans les conduites d'un réseau CO_2 identique à celui du démonstrateur selon la formule de (1) et la corrélation de (2) dans les conditions d'exploitation du réseau à 46.5 bars et 10.5 °C

Conduite	Diamètre intérieur [mm]	Longueur [m]	Rugosité [µm]	Densité [kg/m3]	Débit [l/min]	[m/s]	Nombre de Reynolds -	ΔP linéaire calculé [bar]
DN65	76.2	140	25	858.8	55.1	0.20	163'200	0.005

Le modèle de perte de charge singulière (ΔP) de l'écoulement perturbé du fluide de masse volumique (ρ [m3/kg]) qui se déplace à la vitesse (v [m/s]) est donné par l'équation suivante :

$$\Delta P = k \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}$$

Dans cette formule, la perturbation est caractérisée par le coefficient de perte de charge singulière (k). Pour cette étude, nous appliquons le modèle de pertes de charge singulière à tout le réseau. Le but des tests est de caractériser le coefficient de perte de charge (k) qui représente la tortuosité du démonstrateur de Sion. Dans cette étude, il est réconcilié avec comme vitesse de référence la vitesse du fluide dans les conduites principales entre les bâtiments. Dans le cas du démonstrateur, il s'agit de la vitesse observée au niveau des conduites DN65.

Description du déroulement du test

Le schéma de principe de la boucle du réseau CO2 et des capteurs utilisés pour le test est montré en Figure 33. Le test proposé vise à établir une circulation de liquide entre le réservoir de la sous-station du bâtiment 19 (SS19) et le bâtiment 23. Afin de pouvoir observer les résultats avec un maximum de vitesses différentes, deux variantes de parcours entre les bâtiments 19 et 23 ont été intégrés aux tests: un écoulement en direction du réservoir de la centrale (SS19->C23) et une variante vers la sous-station du bâtiment 23 (SS19->SS23).

[3] SysMo, Engineering modeling and simulations, «SmoWeb, The open computational platform,» SysMo, [En ligne]. Available: http://platform.sysmoltd.com/ThermoFluids/PipeFlowView?model=PipeFlow. [Accès le 20 Novembre 2023]

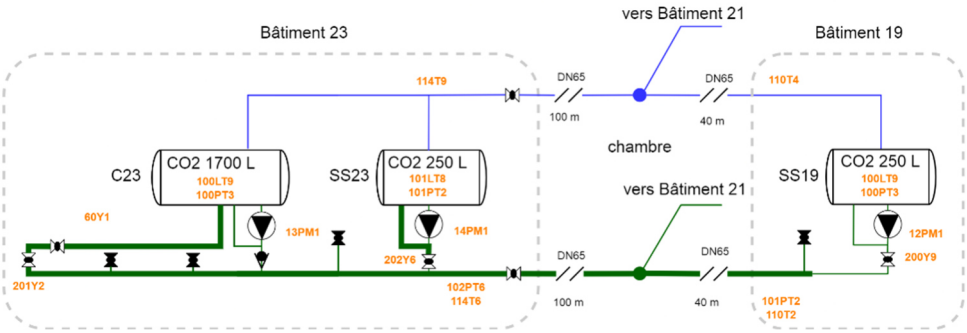


Figure 33: Schéma de principe du test avec position des capteurs de la boucle du réseau entre le bâtiment 23 (C23 et SS23) et la sous-station du bâtiment 19 (SS19).

Les pertes de charge (ΔP) sont évaluées globalement par la différence entre les mesures de pression entre les réservoirs de la centrale C23 (C23-100PT3), respectivement de la sous-station SS23 (SS23-101PT2) et la pression initiale du CO2 en mouvement au niveau de la sous-station SS19 (SS19-101PT2).

Le débit maximum de la pompe de la sous-station SS19 (12PM1) observée en opération est de 1 m/s dans la conduite DN25, ce qui correspond à un débit de 44 l/min. La durée de test est de 2 à 3 minutes pour des taux de remplissage du réservoir SS19 compris entre 80% et 20%, étant donnée sa capacité de 250 litres.

Etant donné que le réseau n'est pas équipé de capteurs de débit mais de capteurs de niveau de liquide sur les réservoirs cylindriques, le débit de liquide est établi à partir des différences de volume entre hauteur de liquide (100LT9) symétrique par rapport aux taux de remplissage moyen du réservoir, typiquement entre 70% et 30%.

Les profils de fonctionnement de la pompe de circulation et du taux de remplissage du réservoir du bâtiment 19, ainsi que les pertes de charge observées pour les différents tests sont reportés dans la Figure 34. Les résultats en termes de durée, débits, vitesse moyenne et pertes de charge pour les différents tests sont visibles, par ordre croissant de débits, dans le Tableau 6.

Tableau 6: Résultat des différents tests de pertes de charge entre le bâtiment 19 et le bâtiment 23.

No. test	Parcours	Durée [s]	Réservoir SS19 (250L) initial-final [%]	Volume [L]	Densité [kg/m³]	Débit [l/min]	Débit [m3/h]	Débit [kg/s]	Vitesse de référence [m/s]	Pression [bar]	ΔP [bar]
1	SS19 → SS23	150	71.8-28.7	107.9	861	43.2	2.6	0.62	0.32	46.4/45.8	0.67
2	SS19 → SS23	135	71.8-29.2	106.4	861	47.3	2.8	0.68	0.35	46.5/45.7	0.79
3	SS19 → SS23	125	71.6-29.0	106.4	861	51.1	3.1	0.73	0.38	46.4/45.6	0.82
4	SS19 → SS23	115	70.5-30.7	99.4	862	51.9	3.1	0.75	0.38	46.3/45.5	0.83
5	SS19 → C23	115	71.0-29.7	103.2	860	53.8	3.2	0.77	0.40	46.6/45.6	0.95
6	SS19 → C23	105	69.0-30.2	96.9	862	55.4	3.3	0.80	0.41	46.2/45.3	0.93

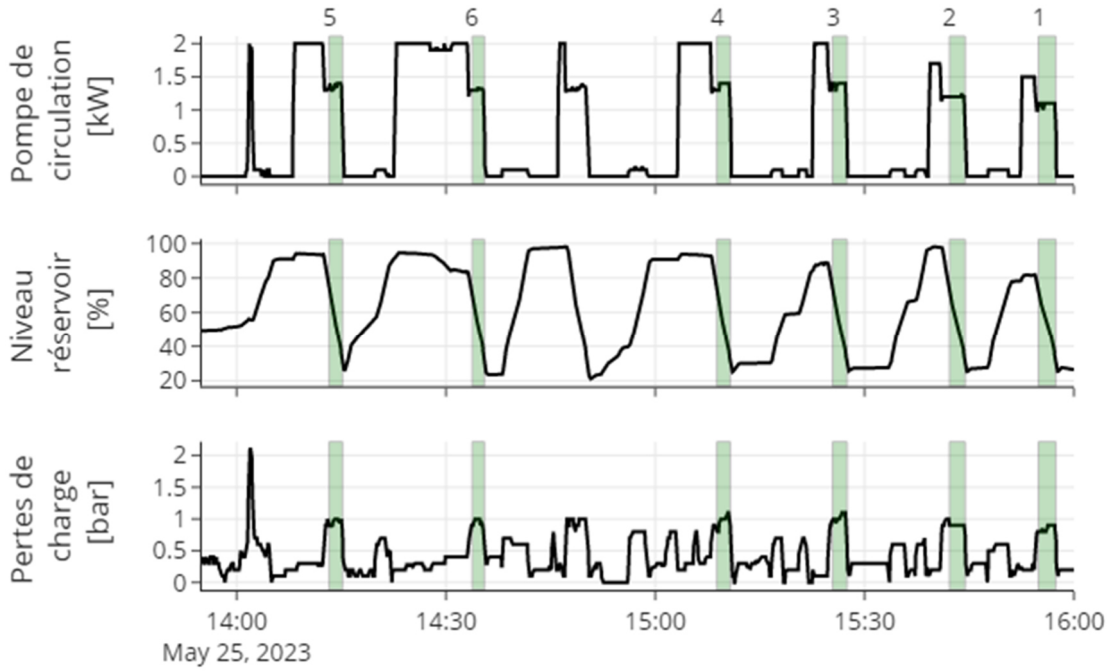


Figure 34: Pertes de charge dans le réseau en fonction de la puissance de la pompe de circulation et du niveau du réservoir du bâtiment 19 pour les différents cycles du test (bandes vertes).

La Figure 35 présente la variation des pertes de charge mesurées (bleu) ainsi que la valeur moyenne (losange noir) en fonction de la vitesse de référence pour chaque test. On observe que les différences de pressions mesurées varient dans une plage de 0.5 bar. La ligne pointillée noire représente le modèle de pertes de charge singulières calibré sur les mesures avec un coefficient de pertes de charge singulières k=0.057.

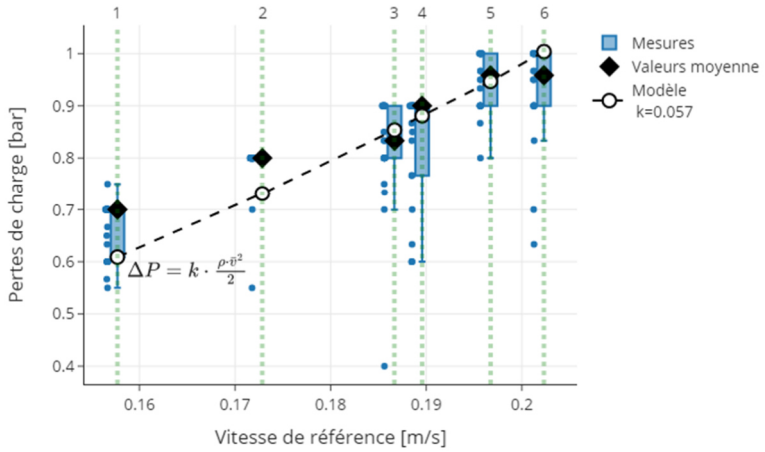


Figure 35: Pertes de charge mesurées (bleu), moyenne (noir) et interpolation du modèle (ligne pointillée noire) en fonction de la vitesse de référence du CO_2 dans les conduites principales DN65 pour les différents tests (ligne pointillée verte).

Le lien entre la vitesse de référence et du débit de CO2 dans le réseau est reporté dans la Figure 36 pour les différents tests. Cette relation permet d'exprimer les pertes de charge en fonction du débit de CO2 dans le réseau.

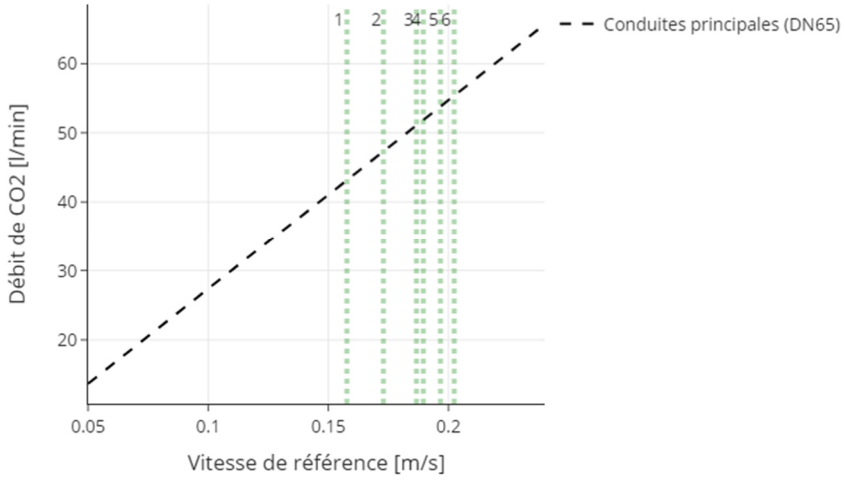


Figure 36 : Vitesse de référence du réseau en fonction du débit de CO_2 pour les différents tests (ligne pointillée verte).

Le modèle de perte de charge dépend uniquement de la densité du fluide à pression/température proche de la température de saturation, ainsi que de la vitesse de référence du réseau. Ainsi, le modèle permet de prédire les pertes de charge pour des densités de CO_2 sous forme liquide et vapeur en fonction du débit. La Figure 37 présente l'application, pour plusieurs niveaux de pression de fonctionnement, du modèle de perte de charge réconcilié (k=0.057) à partir des différents tests effectués sur le réseau du démonstrateur.

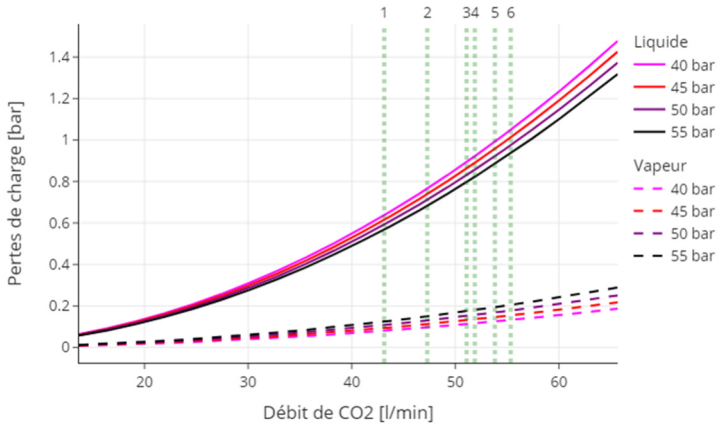


Figure 37 : Modèle de perte de charge dans les lignes liquide (ligne pleine) et vapeur (ligne pointillée) en fonction du débit et de différents niveaux de pressions pour le réseau CO_2 du démonstrateur.

4.1.7 Energie de pompage

Ce chapitre a pour objectif de comparer un réseau d'anergie au CO_2 à un réseau d'anergie à eau en termes d'énergie de pompage et de taille des conduites.

La différence de pression ΔP est mesurée entre la sonde de pression 102PT6 de la sous-station 23 et la sonde de pression 101PT2 de la sous-station 19 (voir positionnement représenté sur la Figure 38).

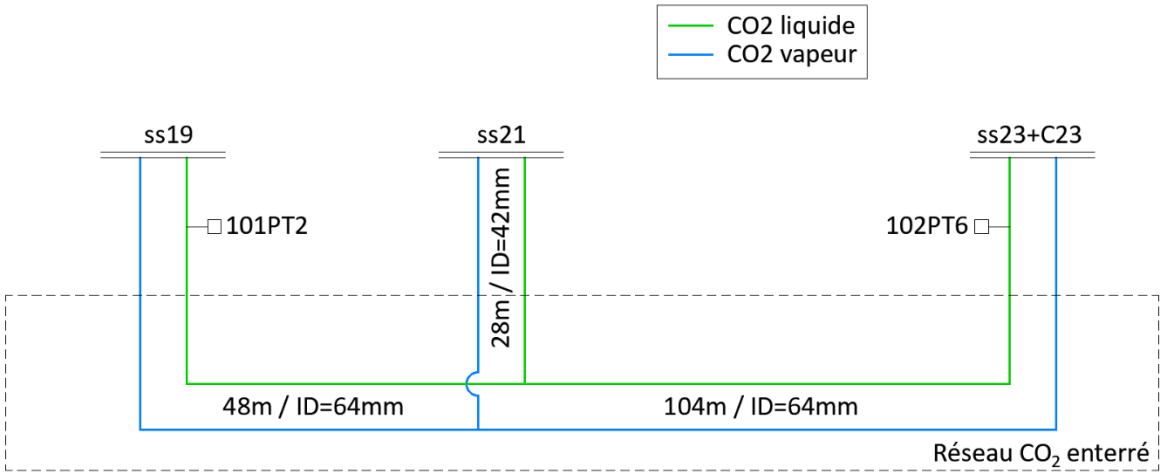


Figure 38: Représentation simplifiée du réseau CO2 avec positionnement des sondes de mesure de pression utilisées pour évaluer l'énergie de pompage nécessaire à la distribution de l'énergie au travers du démonstrateur

La Figure 39 représente ce ΔP en fonction de la puissance « **chaud** » fournie dans les bâtiments 19 et 21 avec, en rouge, la tendance pour ces valeurs mesurées (régression linéaire). La différence de pression augmente légèrement en fonction de la puissance distribuée sur le réseau.

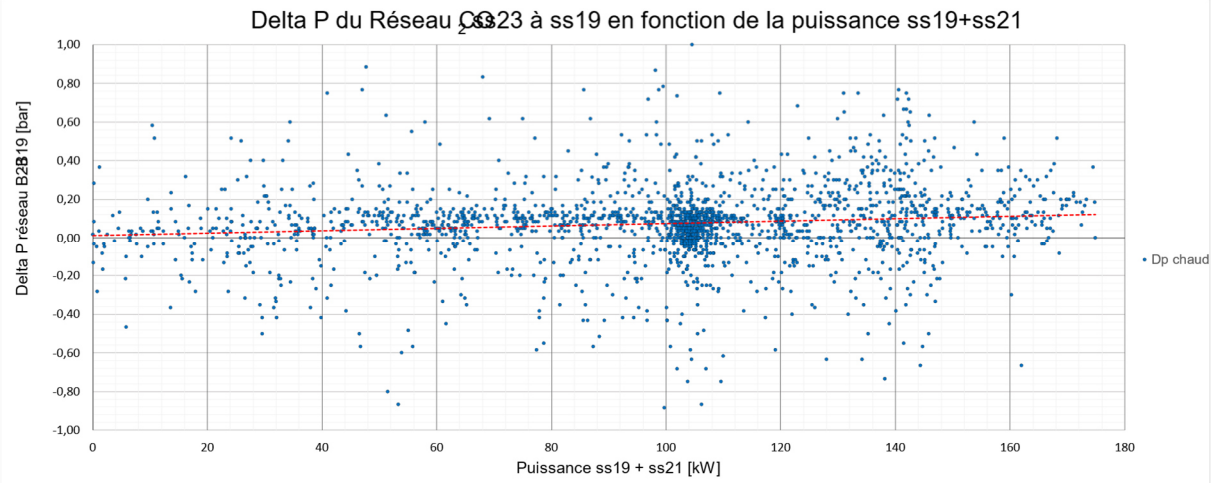


Figure 39: Différence de pression mesurée de part et d'autre du réseau CO2 enterré en fonction de la puissance « chaud » distribuée de la centrale vers les sous-stations des bâtiment 19 et 23

La Figure 40 représente ce ΔP en fonction de la puissance « **froid** » fournie dans les bâtiments 19 et 21 avec, en rouge, la tendance pour ces valeurs mesurées (régression linéaire). La différence de pression (en valeur absolue) augmente légèrement en fonction de la puissance distribuée sur le réseau.

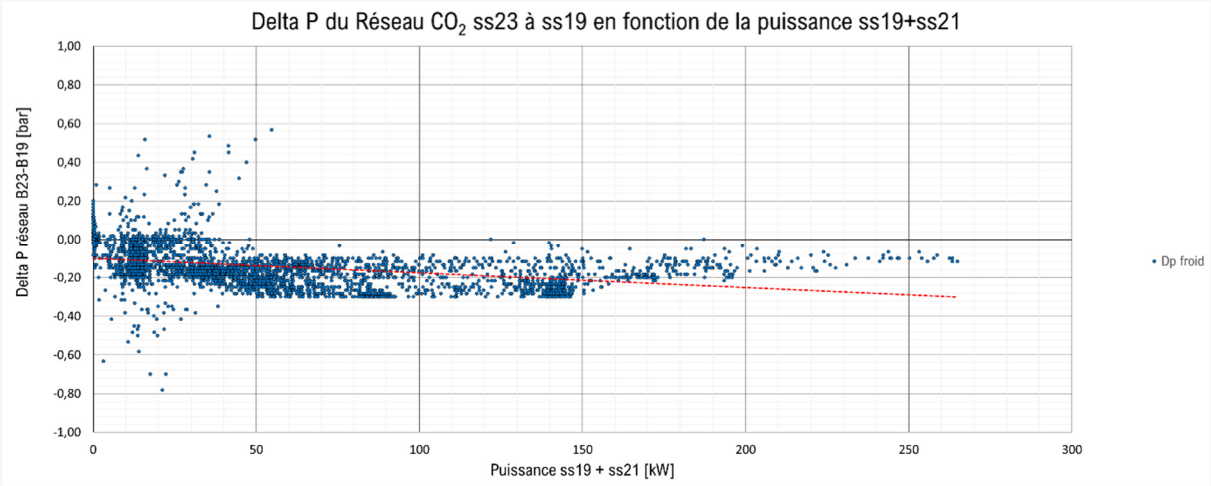


Figure 40: Différence de pression mesurée de part et d'autre du réseau CO2 enterré en fonction de la puissance « froid » distribuée de la centrale vers les sous-stations des bâtiment 19 et 23

Pour un jour type d'été à pleine puissance (le 23 août à 17h30) les valeurs de puissances thermiques fournies par le démonstrateur aux bâtiments 19 et 21 sont les suivantes :

Puissance froid B19	163 kW
Puissance froid B21	51 kW
Puissance froid RCO2 B19+B21	214 kW
Puissance RCO2 chaud+froid	**214 kW**

Pour ce même jour, en prenant en compte les données physiques du réseau CO_2 représentées sur la Figure 38 il est possible de comparer les valeurs de perte de charge mesurées sur la conduite liquide à des valeurs théoriques calculées pour un réseau équivalent à eau. Cette comparaison est détaillée dans le Tableau 7

Tableau 7: Comparaison entre les valeurs réelles et mesurées sur le démonstrateur du réseau CO_2 à des valeurs théoriques estimées pour un réseau d'anergie équivalent à eau, pour un jour type d'été à pleine puissance.

RCO2		H2O		
Pression ligne liquide B23	51,97 bar	Delta T max nappe	3 °C	
Pression ligne liquide B19	51,83 bar	Débit tronçon 1	61 m3/h	
ΔP ligne liquide	**0,13 bar**	Débit tronçon 2	47 m3/h	
Débit volumique liquide	**5,5 m3/h**			
Longueur tronçon 1	104 m	Diamètre intérieur réseau	64 mm	
Longueur tronçon 2	48 m	ΔP spéc. tronçon 1	2 747 Pa/m	31 x
Longueur totale	152 m	ΔP spéc. tronçon 2	1 642 Pa/m	19 x
ΔP spécifique ligne liquide	**88 Pa/m**			
Diamètre réseau	DN65	Øéqu. Tronçon 1	DN125	
		Øéqu. Tronçon 2	DN125	
Øint réseau	64 mm	Øint tronçon 1 (premant)	132,5 mm	
Surface libre	0,32 cm2	Surface libre tronçon 1	1,38 cm2	**4,3 x**

Ces résultats montrent que dans le pire des cas, qui est de comparer une **situation réelle** de fonctionnement d'un réseau à CO_2 avec toutes les contraintes effectives de mise en place et d'exploitation à une **situation idéale** d'un réseau à eau, sans prise en compte de pertes de charge singulières dans des pièces de forme, comme les Té de dérivation dans la chambre extérieure enterrée, **le réseau d'anergie au CO_2 reste 4,3x plus compact qu'un réseau d'anergie à eau équivalent.**

La perte de charge équivalente d'un réseau à eau pour des conduites de la dimension de celle du réseau CO_2 avec la puissance délivrée le 23 août à 17h seraient 31x plus grande que celle mesurée sur le démonstrateur. Il faudrait prévoir des conduites de DN125 au lieu des conduites de DN65 utilisée sur le démonstrateur.

Pour des pertes de charge équivalentes de l'ordre de 100Pa/m entre un réseau d'anergie à eau et un réseau d'anergie au CO_2, le débit d'eau à faire circuler est en environ 10x plus grand (5.5m3/h pour le CO_2 et 61m3/h pour l'eau selon le tableau ci-dessus). La consommation électrique est donc logiquement bien inférieure.

Il est difficile d'extrapoler précisément la puissance électrique spécifique de la pompe principale de la centrale pour la circulation du CO_2 dans le réseau, car une grande partie du ΔP de la pompe est perdue dans la vanne de réglage au refoulement de la pompe. Pour rappel, cette vanne est nécessaire pour ce démonstrateur, afin de garantir un bon fonctionnement de la pompe au démarrage et dans des conditions de fonctionnement transitoires. Cette vanne ne sera pas nécessaire pour le déploiement des futurs réseaux CO2. Toutefois, en rapportant la perte de charge mesurée entre la sortie de la sous-station 23 et l'entrée de la sous-station 19 au ΔP totale de cette pompe réseau, il est possible d'obtenir un ordre de grandeur de la puissance électrique nécessaire à la distribution du CO_2 sur tout le réseau pour ce jour type d'été. Les résultats présentés dans le Tableau 8 montrent que l'énergie de pompage d'un réseau théorique équivalent à eau serait environ 2.3x supérieure à celle extrapolée à partir des données mesurées sur le démonstrateur de Sion.

Tableau 8: Comparaison entre la consommation électrique extrapolée des mesures sur la pompe de distribution du réseau CO2 et la consommation théorique d'une pompe de distribution d'un réseau équivalent à eau.

RCO2		H2O		
Puissance él. pompe CO2	2,3 kW			
ΔP total de la pompe CO2	1,60 bar			
ΔP ligne liquide	0,13 bar			
ΔP ligne vapeur	0,12 bar			
Puissance électrique dédiée	0,37 kW	Puissance él.pompe H20	0,85 kW	**2,3 x**

La puissance électrique de la pompe H2O a été calculée avec un rendement standard de 60% et la perte de charge sur la ligne vapeur a été calculée avec la formule de Darcy-Weisbach pour les conditions du jour type été (52bar / 16°C).

En faisant ce même exercice pour un jour type d'hiver, soit le 2 mars 2023, avec environ 17% d'effet anergie, les résultats sont les suivants :

Puissance évap PAC B19	116 kW
Puissance évap PAC B21	62 kW
Puissance chaud RCO2 B19+B21	178 kW
Puissance froid B19	14 kW
Puissance froid B21	17 kW
Puissance froid RCO2 B19+B21	30 kW
Puissance RCO2 chaud+froid	**209 kW**

Tableau 9: Comparaison entre les valeurs réelles et mesurées sur le démonstrateur du réseau CO2 à des valeurs théoriques estimées pour un réseau d'anergie équivalent à eau pour un jour type d'hiver.

RCO2		H2O		
Pression ligne liquide B23	38,67 bar	Delta T max nappe	3 °C	
Pression ligne liquide B19	38,87 bar	Débit tronçon 1	60 m3/h	
ΔP ligne liquide	**0,20 bar**	Débit tronçon 2	37 m3/h	
Débit volumique liquide	**2,8 m3/h**			
Longueur tronçon 1	104 m	Diamètre intérieur réseau	64 mm	
Longueur tronçon 2	48 m	ΔP spéc. tronçon 1	2 658 Pa/m	21 x
Longueur totale	152 m	ΔP spéc. tronçon 2	1 026 Pa/m	8 x
ΔP spécifique ligne liquide	**129 Pa/m**			
Diamètre réseau	DN65	Øéqu. Tronçon 1	DN125	
		Øéqu. Tronçon 2	DN100	
Øint réseau	64 mm	Øint tronçon 1 (premant)	132,5 mm	
Surface libre tronçon 1	0,32 cm2	Surface libre tronçon 1	1,38 cm2	**4,3 x**
Surface libre tronçon 2	0,32 cm2	Surface libre tronçon 2	0,90 cm2	**2,8 x**

La perte de charge sur la ligne liquide est plus élevée en hiver qu'en été alors que le débit du liquide est environ 2x plus petit entre ces 2 jours types. Cette différence pourrait s'expliquer par une perte de charge singulière plus importante au niveau du Té dans la chambre de distribution au sud du bâtiment 21 en hiver qu'en été. En effet, en été, le flux est divergent dans cette pièce de forme vu que ce sont les pompes des sous-stations qui ramènent le CO_2 liquide à la centrale alors qu'en hiver le flux est convergent, comme c'est la pompe de la centrale qui pousse le CO_2 liquide vers les sous-stations. Ce résultat n'est pas à négliger lors de la conception d'un réseau CO_2, dans le dimensionnement des pompes CO_2 des sous-stations.

Il est également intéressant de comparer les valeurs théoriques de débit dans les lignes liquides et vapeur du réseau CO_2 entre l'hiver et l'été pour une même puissance distribuée. Le Tableau 10ci-dessous présente ces valeurs.

Tableau 10: Comparaison des débits théoriques de distribution pour un jour type été et un jour type hiver pour la distribution d'une même quantité d'énergie.

RCO2 jour type été		RCO2 jour type hiver	
Enthalpie @ 52 bar / 16°C (liquide)	243 kJ/kg	Enthalpie @ 39 bar / 5°C (liquide)	213 kJ/kg
Enthalpie @ 52 bar / 16°C (vapeur)	415 kJ/kg	Enthalpie @ 39 bar / 5°C (vapeur)	427 kJ/kg
Enthalpie latente @ 52 bar / 16°C	172 kJ/kg	Enthalpie latente @ 39 bar / 5°C	215 kJ/kg
Densité spécifique liquide	812 kg/m3	Densité spécifique liquide	896 kg/m3
Densité spécifique vapeur	167 kg/m3	Densité spécifique vapeur	115 kg/m3
Débit énergie réseau CO2	200 kJ/s	Débit énergie réseau CO2	200 kJ/s
Débit massique en kg/s	1,16 kg/s	Débit massique en kg/s	0,93 kg/s
Débit massique en kg/h	4 186 kg/h	Débit massique en kg/h	3 349 kg/h
Débit volumique liquide	**5,2 m3/h**	Débit volumique liquide	**3,7 m3/h**
Débit volumique vapeur	**25,1 m3/h**	Débit volumique vapeur	**29,2 m3/h**
ΔP ligne vapeur (Darcy-Weisbach)	10 kPa	ΔP ligne vapeur (Darcy-Weisbach)	11 kPa
Longueur du réseau	152 m	Longueur du réseau	152 m
ΔP spécifique ligne vapeur	**68 Pa/m**	ΔP spécifique ligne vapeur	**72 Pa/m**

Pour une même puissance de 200kW, le débit massique est plus important en été qu'en hiver, car la chaleur d'évaporation diminue avec l'augmentation de la température du réseau.

Le débit volumique de la ligne liquide est plus important en été qu'en hiver alors que le débit de la ligne vapeur est plus important en hiver qu'en été. Cette différence est due à l'évolution de la densité spécifique entre ces deux états. La densité du liquide augmente avec la température alors que la densité de la vapeur augmente avec la température.

4.2 Performance énergétique du démonstrateur en fonction des consommateurs

Ce chapitre présente 2 tests spécifiques effectués sur le démonstrateur pour évaluer l'influence des contraintes imposées par le consommateur sur la performance du réseau. D'abord, il s'agit de quantifier la diminution de la température effective que l'on peut atteindre sur le départ d'un groupe de type « ventilation » en effectuant une modification hydraulique sur le raccordement des batteries des monoblocs. Ensuite, les performances du réseau sont évaluées lors d'une période de charge du tampon d'accumulation d'eau chaude sanitaire du bâtiment 21.

4.2.1 Mise en série des batteries du monobloc de ventilation

Dans un monobloc de ventilation, un échangeur de chaud de type air-eau (respectivement « batterie de chaud ») est utilisé pour atteindre une certaine consigne de température sur l'air pulsé dans les locaux. Certains monoblocs sont équipés de deux batteries indépendantes pour fournir les besoins de chaud et de froid en fonction de la saison, ceci pour des raisons de dimensionnement, car les débits sont souvent différents en saison chaude et en saison froide.

Lorsque le système de production de chaleur existant d'un bâtiment est remplacé par une pompe à chaleur, il devient intéressant de baisser autant que possible les températures de distribution en saison froide. Il est dès lors intéressant d'optimiser les échanges sur ces batteries de monoblocs pour diminuer la température de distribution sur le groupe en centrale.

Pour les installations du Campus Energypolis, dans le cadre du projet d'intégration d'un réseau d'anergie, le but est de montrer qu'avec une petite modification hydraulique et de régulation, il est possible de baisser la température de départ nécessaire sur le groupe « ventilation » en centrale. L'idée est d'augmenter la surface d'échange prévue sur la batterie de chaud en la couplant en série avec la batterie de froid.

Pour effectuer ce test, les monoblocs du bâtiment 21 ont été modifiés afin de pour pouvoir mettre en série les batteries de chaud et de froid sur le monobloc (à l'aide de vanne manuelle). Les batteries peuvent également travailler de manière indépendante (cf. Figure 41).

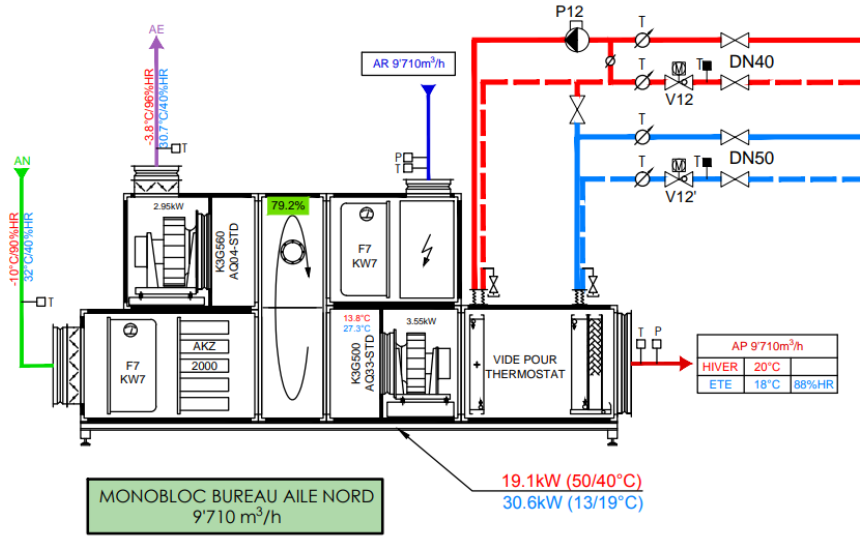


Figure 41: Schéma de principe du monobloc «bureaux aile nord».

La procédure de démonstration est la suivante : diminution de la température de distribution sur le groupe jusqu'à ce que la vanne de régulation sur la batterie soit ouverte à 100% et que la consigne de température de pulsion reste assurée. Cette procédure est appliquée d'abord pour le cas de base, puis pour le cas optimisé avec les deux batteries en série.

Les tests sont effectués durant les heures de fonctionnement du monobloc de ventilation des bureaux de l'aile nord du bâtiment 21. La condition de fonctionnement est que le récupérateur rotatif fonctionne à 100% (récupération maximale de l'énergie dans le bâtiment) et que la gestion du chaud par batterie soit libérée (régulation par batterie).

Le groupe de chauffage fournit également la chaleur pour le monobloc « bureaux sud ». Ce monobloc n'a aucune demande de chaud durant les tests. Le groupe fournit uniquement le monobloc de test.

Batterie en série (mode deux batteries)

Un test a été effectué pour trouver la température de groupe minimale pour atteindre la température de consigne de pulsion, les valeurs suivantes ont été mesurées pour le monobloc :

Température moyenne d'air neuf : 4.4 °C

Température moyenne d'air repris : 21.6°C

Température moyenne d'air pulsé : 20 °C

Consigne de température : 20°C

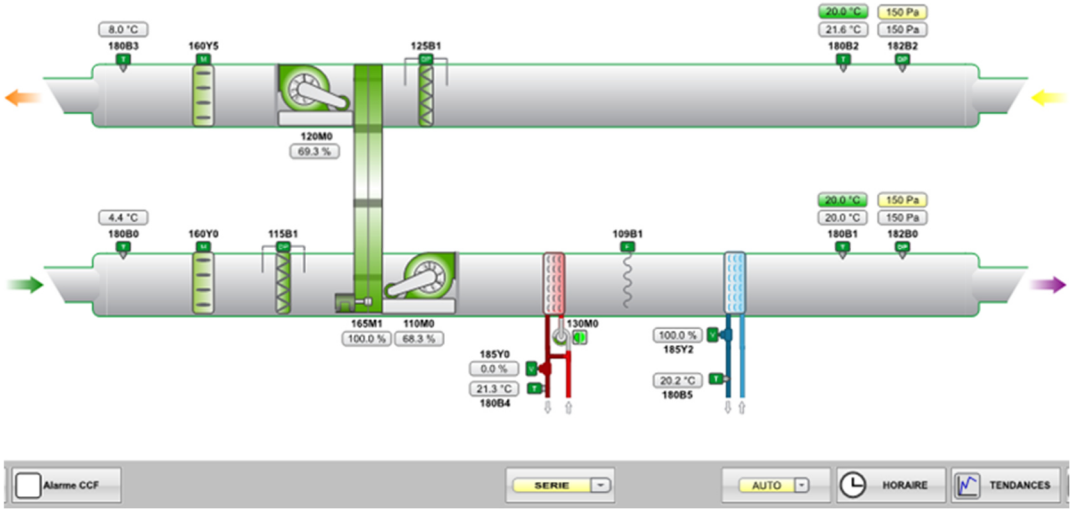


Figure 42: Extrait de la supervision EBO pour le suivi de fonctionnement du monobloc de ventilation "bureaux aile nord" lors du test "batterie en série"

Pour la partie distribution en chaufferie, les valeurs suivantes ont été relevées :

Consigne de départ de groupe : 20°C

Température de départ mesurée : 20.2°C

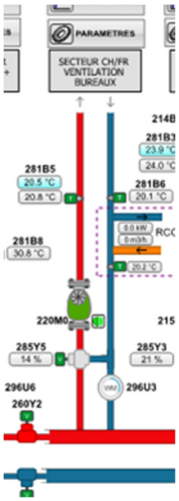


Figure 43: Extrait de la supervision EBO pour le suivi de fonctionnement du groupe de distribution de chaleur vers les batteries des monoblocs bureaux lors du test "batterie en série"

Batterie en parallèle (Batterie de chaud « seule »)

Dans un premier temps, nous avons effectué le test avec une température de groupe similaire à la température du test avec les batteries en série (20.5°C)

Lors du test, les valeurs suivantes ont été mesurées pour le monobloc :

Température moyenne d'air neuf : 4.0 °C

Température moyenne d'air repris : 21.4°C

Température moyenne d'air pulsé : 18.2 °C

Consigne de température : 20°C

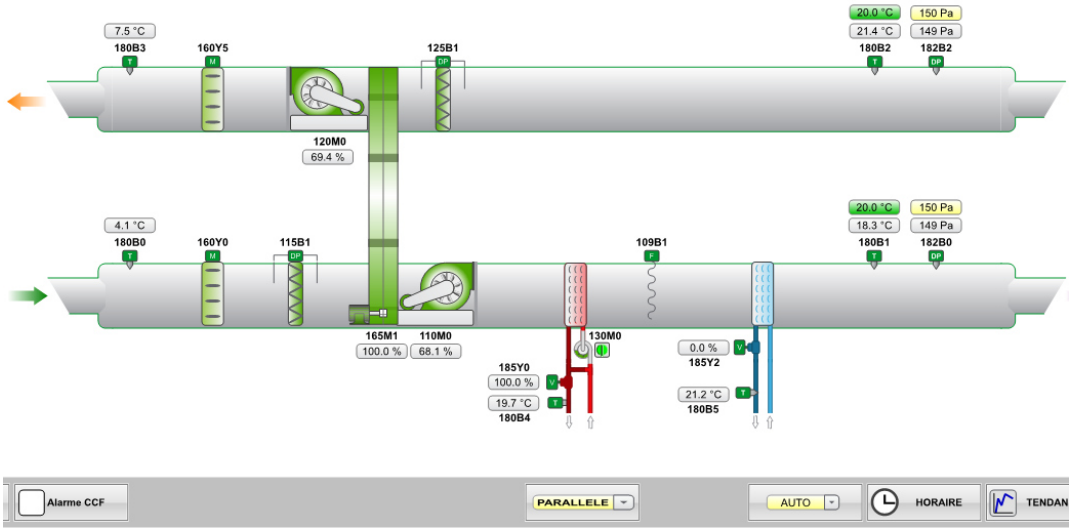


Figure 44: Extrait de la supervision EBO pour le suivi de fonctionnement du monobloc de ventilation "bureaux aile nord" lors du test "batterie seule"

Pour la partie distribution en chaufferie, les valeurs suivantes ont été mesurées :

Consigne de départ de groupe : 20°C

Température de départ mesurée : 20.5°C

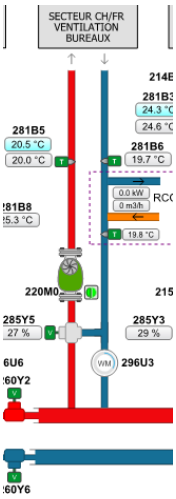


Figure 45: Extrait de la supervision EBO pour le suivi de fonctionnement du groupe de distribution de chaleur vers les batteries des monoblocs bureaux lors du test «batterie seule»

Pour atteindre les températures de consigne, nous avons dû augmenter la température de groupe jusqu'à une valeur de 23°C. les valeurs suivantes ont été mesurées sur le monobloc :

Température moyenne d'air neuf	:	8.5 °C
Température moyenne d'air repris	:	21.6°C
Température moyenne d'air pulsé	:	20.1 °C
Consigne de température	:	20°C

Pour tous les tests, les valeurs sont moyennées sur environ 30 minutes dès que les valeurs sont stabilisées.

Les résultats avec la même température de départ de groupe démontrent que la consigne de pulsion ne peut pas être atteinte avec la batterie seule. La température de pulsion est 2°C inférieure à la consigne avec les mêmes conditions de fonctionnement (température air neuf et air repris).

Pour atteindre la consigne de température pour la pulsion, il faut augmenter la température de départ du groupe à 23°C, soit de +3°C. Les conditions initiales ont également évolué : la température d'air neuf a augmenté d'environ 4.5°C. Cette hausse représente de l'énergie en moins que la batterie doit fournir.

L'hypothèse de base est correcte. En augmentant la surface d'échange, nous pouvons baisser les températures de départ.

4.2.2 Production d'eau chaude sanitaire dans le bâtiment 21

4.3 Performance énergétique du démonstrateur en fonction des producteurs de chaleur

Le démonstrateur comprend 4 PAC de 3 types différents, deux PAC de 100kW fonctionnant avec du CO2 comme réfrigérant (« PAC ENEX ») et deux autres, respectivement de 140kW (« PAC Waterkotte ») et 13kW (« PAC HOVAL »), fonctionnant avec un réfrigérant synthétique. Trois des PAC (les deux PAC ENEX et la PAC HOVAL) ont subi un remplacement de leur évaporateur afin d'être connectées directement au réseau CO2. La PAC Waterkotte est raccordée au réseau CO2 par une boucle intermédiaire lui permettant ainsi de fonctionner de façon standard comme PAC eau-eau

Ce chapitre présente les résultats observés pour un raccordement indirect d'une pompe à chaleur standard non-modifiée sur le réseau CO_2 ainsi que les différentes performances des 4 PAC du projet.

4.3.1 Raccordement indirect de la PAC Waterkotte du bâtiment 19

Un raccordement indirect d'une PAC sur une source froide implique une consommation électrique supplémentaire pour la circulation du fluide dans la boucle intermédiaire et une perte de température dans l'échangeur. Les conséquences sur le coefficient de performance sont évaluées ci-dessous.

Selon les valeurs de consommations électriques résumées dans le Tableau 3, la consommation électrique de la pompe sur la boucle intermédiaire représente environ 4.5% de la consommation électrique de la PAC. Le COP_{chaud_PAC} moyen calculé sur la période significative de décembre à fin août est de 4.86 selon le Tableau 2. En intégrant la consommation électrique de la pompe sur la boucle d'eau intermédiaire entre la PAC et le réseau CO2, ce COP passerait de 4.86 à 4.66, soit une perte de performance de 4.1%.

La Figure 46 illustre le pincement mesuré sur l'échangeur H_2O/CO_2 lors d'une journée type de l'hiver 22/23. La température moyenne du réseau est de 5.2°C et la température moyenne de l'eau glycolée à la sortie de l'échangeur est de 2.3°C. La perte de température moyenne dans l'échangeur est donc de 2.9°C pour ce jour type. En se référant à la courbe de tendance de la Figure 49, la perte de COP équivalente est de env. 0.15 pour cette perte de 2.9°C, soit environ 3.2%.

En résumé, un raccordement indirect d'une PAC sur un réseau CO_2 impliquerait une diminution du COP d'environ 7% par rapport à un raccordement direct.

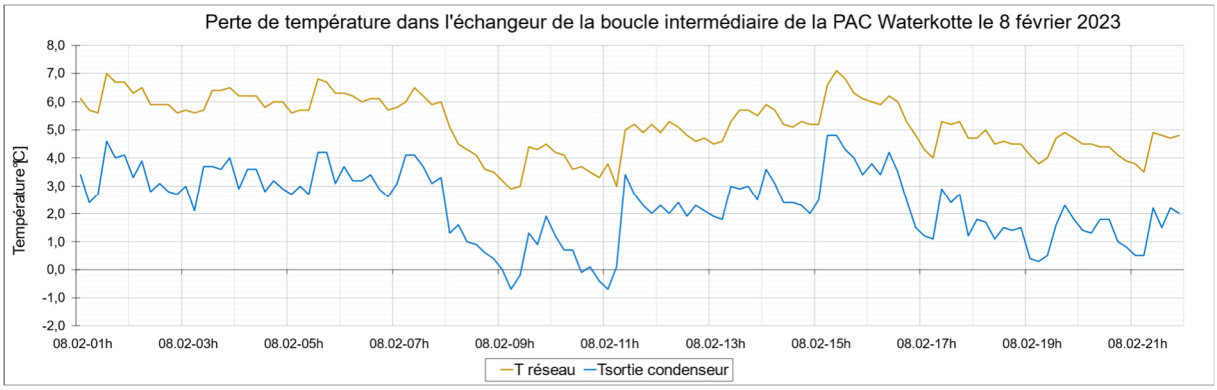


Figure 46: Evolution de la température du réseau CO2 et de la température de l'eau glycolée à la sortie de l'échangeur H2O/CO2 sur la boucle intermédiaire de la PAC Waterkotte de la sous-station 19Performance des pompes à chaleurs

Sous-station 19 – PAC Waterkotte au R410a

La Figure 47 représente la tendance générale du coefficient de performance de la PAC du bâtiment 19 en fonction de la puissance fournie moyennée sur 24 heures Cette tendance montre que les performances sont très légèrement meilleures à pleine charge. Cette pompe à chaleur est régulée en ON/OFF sur chacun des deux compresseurs de 75kW. La période considérée s'étend du 1er décembre 2022 au 31 août 2023.

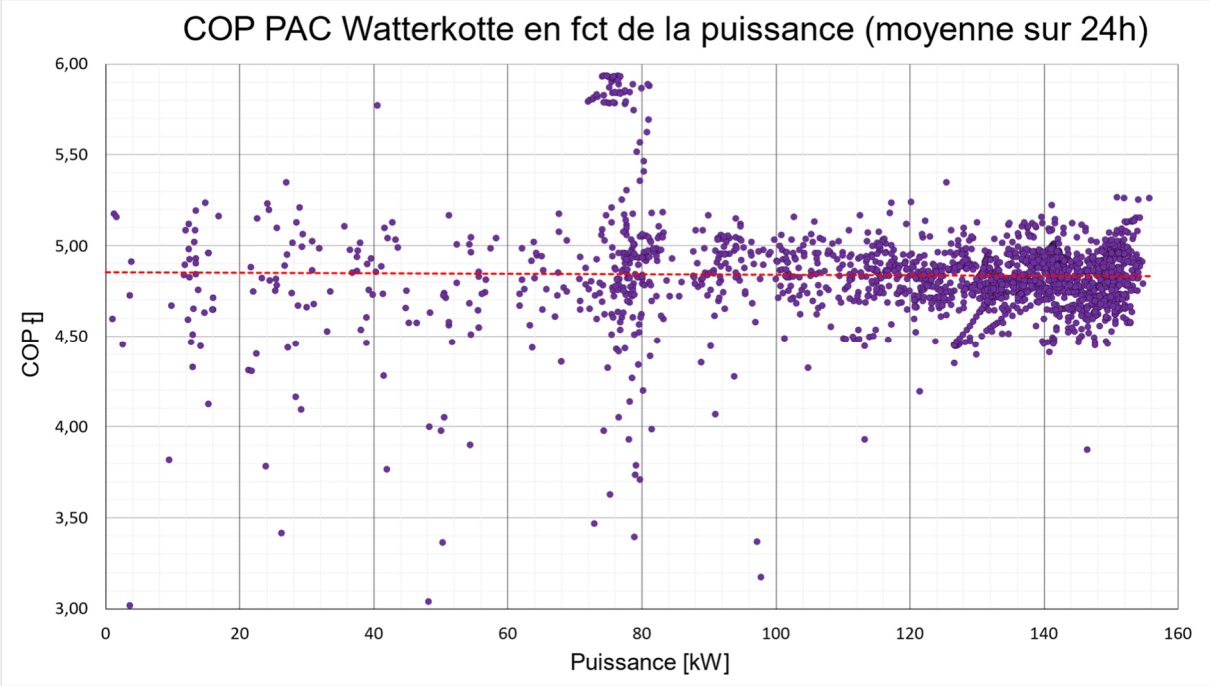


Figure 47: COP de la PAC Waterkotte de la sous-station du bâtiment 19 en fonction de la puissance chaud

Le coefficient de performance dépend de nombreux autres paramètres, comme le nombre d'allumages (constance de la demande), la température du réseau, la température de consigne pour la production de chaud. Il est difficile de représenter tous ces paramètres pour caractériser de manière exhaustive les performances de cette pompe à chaleur. Le but de ce chapitre n'est pas d'étudier en détails ces performances, mais d'en donner un aperçu afin de mieux comprendre les résultats présentés dans les chapitres précédents. Il est, par exemple, intéressant de savoir que le COP de cette PAC est peu influencé par la puissance fournie.

Pour cette même période, les performances de la PAC du bâtiment 19 sont représentées sur la Figure 48, en fonction de la température de sortie du condenseur lors des périodes de fonctionnement. Il est difficile de tracer une tendance linéaire significative et claire à partir de ces mesures, mais il est intéressant de constater que le COP a effectivement tendance à diminuer avec l'augmentation de la température de production et que l'ordre de grandeur de cette diminution est de 0,03 par 5°C.

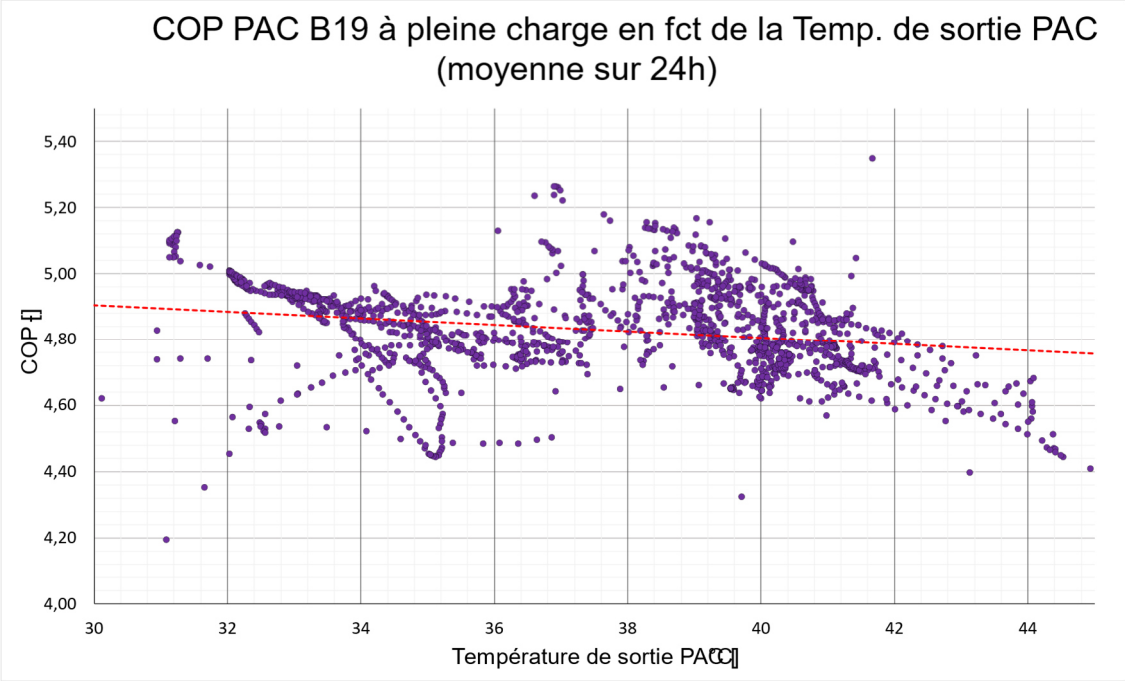


Figure 48: COP de la PAC Waterkotte de la sous-station du bâtiment 19 en fonction de la température de sortie de l'eau du condenseur, uniquement pour les périodes de fonctionnement à pleine charge de la PAC (2 compresseurs allumés)

En prenant en compte uniquement les mesures lorsque la PAC est à pleine charge, il est intéressant de représenter le COP en fonction de la température du réseau CO_2. Cette amélioration significative du COP renforce l'intérêt d'avoir une simultanéité des besoins de froid et de chaud en saison froide. En effet, la production de froid soulage la centrale d'équilibrage et permet ainsi de maintenir une température plus élevée sur le réseau.

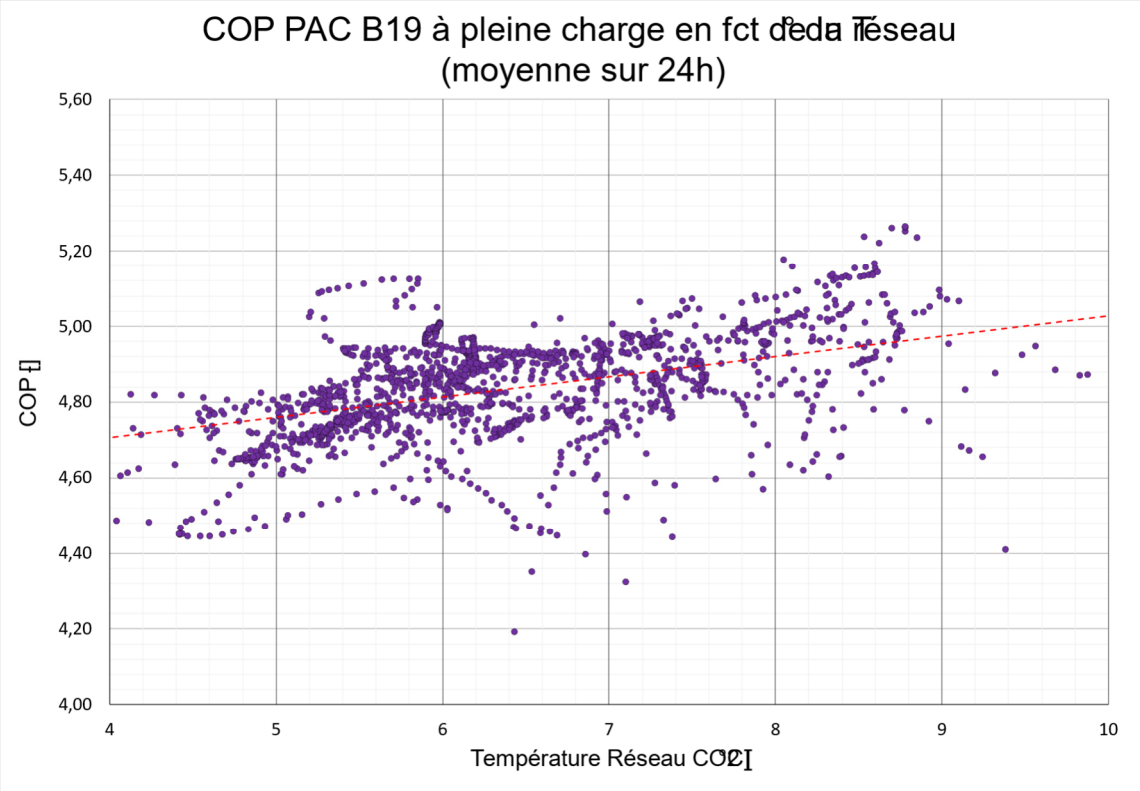


Figure 49: COP de la PAC Waterkotte de la sous-station du bâtiment 19 en fonction de la température du réseau CO_2

Sous-station 21 et 23 – PAC Enex au R744 (CO_2)

De la même manière que pour la PAC du bâtiment 19, les figures Figure 50, Figure 51, Figure 52 Figure 53 donnent une idée des performances des PAC de la marque ENEX au CO_2 des bâtiment 21 et 23. Tout comme la PAC Waterkotte, les performances ont plutôt tendance à s'améliorer avec l'augmentation de la charge.

Pour ces deux pompes à chaleur, le raccordement du réseau d'eau de chauffage à la sortie des PAC directement sur les 3 groupes de distribution (ventilation et dalles actives) péjore significativement leurs performances. La variation de la demande est réactive, surtout en mi-saison et il n'y a pas de lissage de cette demande comme pour le bâtiment 19 avec un raccordement en série sur le collecteur-distributeur. Cette variation de la courbe de charge implique un enclenchement/déclenchement fréquent des PAC et donc une proportion importante de phase transitoires dans lesquelles les performances sont logiquement mauvaises. Ce raccordement hydraulique spécifique est une des raisons pour lesquelles les performances des PAC du bâtiment 21 et 23 sont moins performantes que celle du bâtiment 19. Une autre raison est que ces PAC Enex ont l'avantage non négligeable d'utiliser un réfrigérant naturel, mais elles sont néanmoins moins performantes pour ces niveaux de températures typiques de chauffage de bâtiments. La température des retours du réseau de distribution de chauffage se situe souvent autour de 25-30°C, alors que la température critique du CO2 est de 31.1°C. Les performances d'une PAC se dégradent lorsque la température d'entrée de l'eau au condenseur se rapproche de la température critique du réfrigérant.

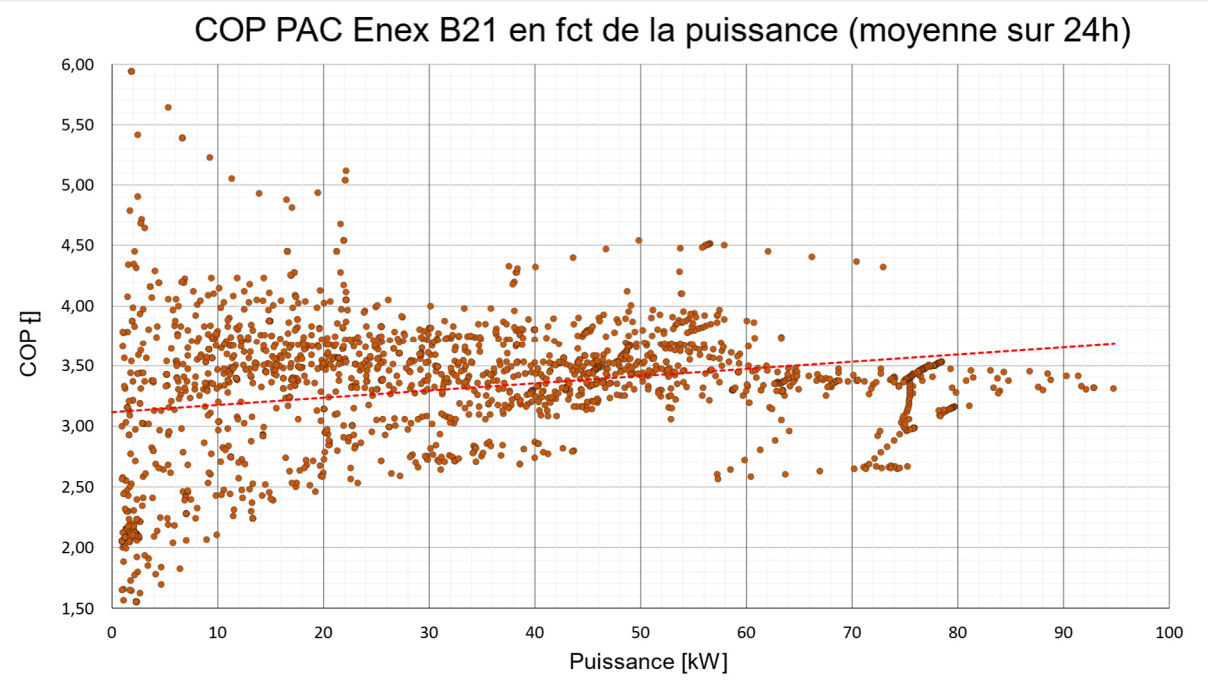


Figure 50: COP de la PAC Enex de la sous-station du bâtiment 21 en fonction de la puissance chaud

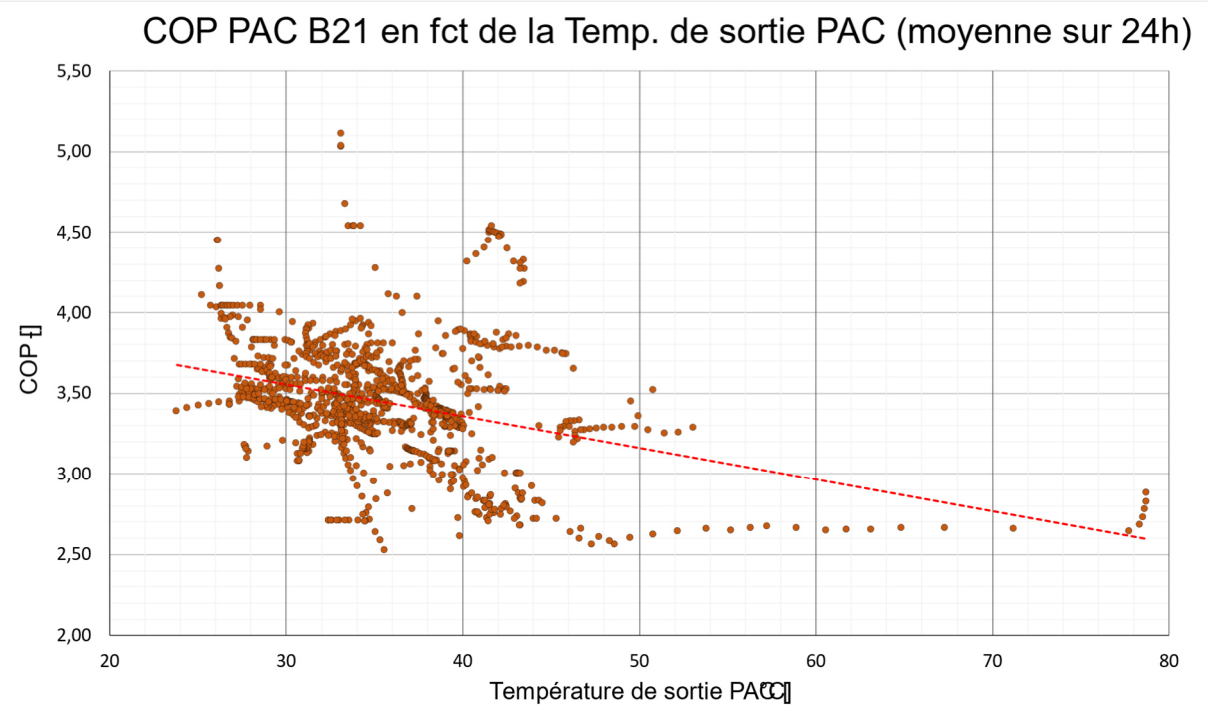


Figure 51: COP de la PAC Enex de la sous-station du bâtiment 21 en fonction de la température de sortie de l'eau du condenseur, uniquement pour les périodes ou la puissance de la PAC est supérieur à 20kW

Sous-station 21 – PAC Enex au R744 (CO_2)

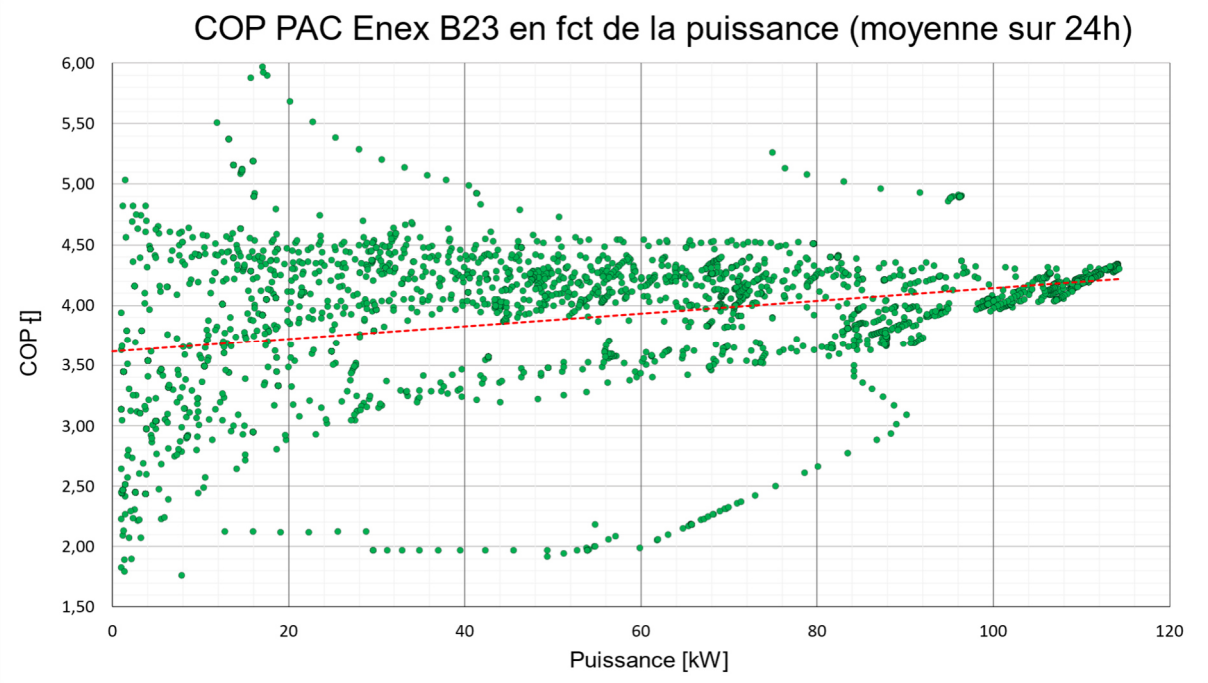


Figure 52: COP de la PAC Enex de la sous-station du bâtiment 23 en fonction de la puissance chaud

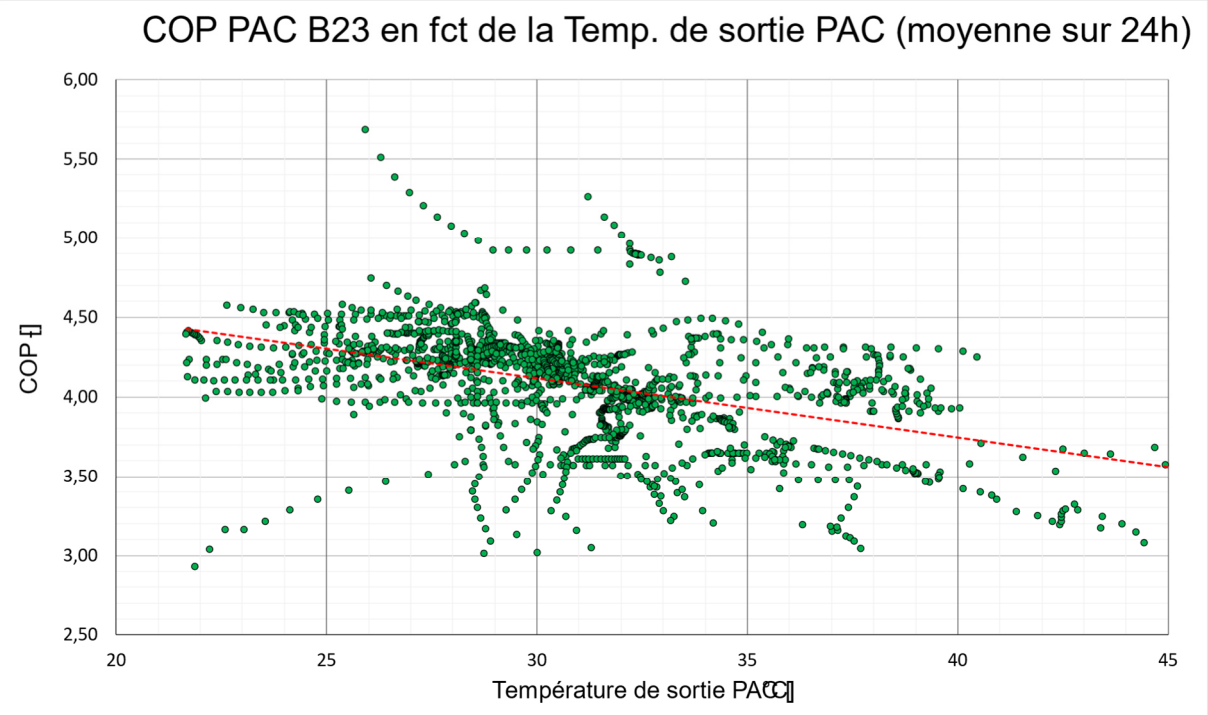


Figure 53: COP de la PAC Enex de la sous-station du bâtiment 23 en fonction de la température de sortie de l'eau du condenseur, uniquement pour les périodes ou la puissance de la PAC est supérieur à 20kW

Sous-station 23 – PAC HOVAL au R410a

La mise en service de la PAC Hoval de 13kW, avec un évaporateur modifié a prouvé qu'il était techniquement possible d'adapter une pompe à chaleur existante d'un bâtiment et de la raccorder en direct sur le réseau CO_2 pour éviter une perte de performance d'environ 7% selon les résultats du chapitre 4.3.1.

Les performances de cette PAC sont représentées sur la Figure 54 pour les journées du 23 et 24 novembre 2023.

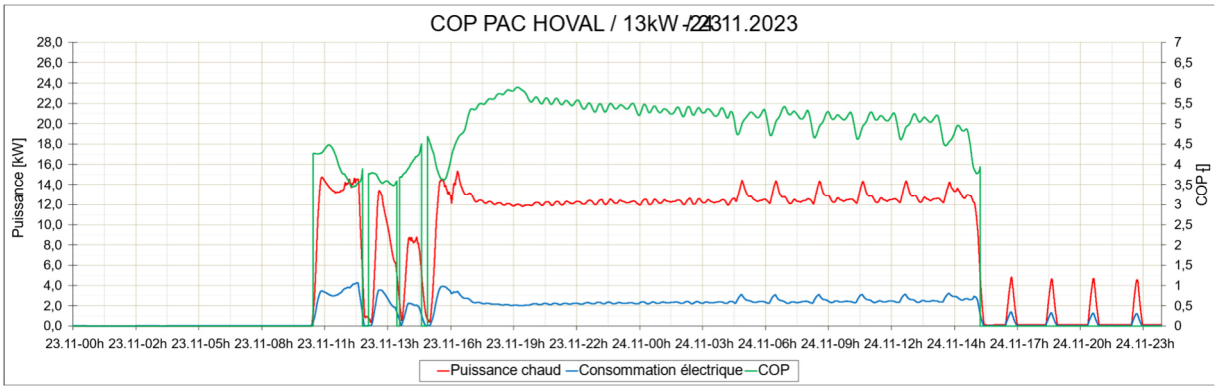


Figure 54: Evolution de la puissance « chaud » produite (en rouge), de la puissance électrique consommée (en bleu) et du coefficient de performance (en vert) pour la PAC Hoval de la sous-station du bâtiment 23, le 23 et 24 novembre 2023.

4.4 Spécificité d'exploitation d'un réseau CO2

Le suivi quotidien du démonstrateur sur une période de plus d'une année et demie ont permis d'appréhender les spécificités d'exploitation d'un réseau d'anergie au CO2 par rapport à un réseau standard à eau. Les principales spécificités sont décrites ci-dessous.

4.4.1 Régulation de la sous-station « froid » d'un bâtiment raccordé

Pour un réseau standard d'anergie à eau, la régulation de la distribution de froid au niveau de la sous-station d'un bâtiment se fait souvent en fonction d'une consigne de température à assumer au secondaire de l'échangeur de cette sous-station. Le PID de la vanne de régulation primaire défini le pourcentage d'ouverture de la vanne en fonction de la différence entre la température de sortie de l'échangeur au secondaire et sa consigne imposée par les besoins du bâtiment. Par exemple, pour les bâtiments du Campus Energypolis, la consigne standard est de 15°C.

Pour un réseau CO_2, l'exercice est un peu plus complexe, car il est également important de gérer la surchauffe du CO_2 en sortie d'échangeur pour garantir qu'elle ne soit pas trop basse et que du liquide s'échappe dans la ligne de vapeur. Tout comme dans une sous-station d'un réseau à eau, le PID de la vanne de régulation au primaire de l'évaporateur défini bien un niveau d'ouverture en fonction de l'écart entre la température mesurée à la sortie du secondaire de l'échangeur et sa consigne, mais une limitation d'ouverture doit être définie en fonction de la surchauffe en sortie d'évaporateur côté primaire. Les périodes critiques sont les périodes transitoires. Par exemple, au début de l'exploitation du démonstrateur, lors des phases de démarrage ou lors des périodes de faible demande, le réseau se mettait à penduler. La séquence suivant se produisait :

- demande de froid sur les bâtiments
- la vanne de régulation de la sous-station « froid » s'ouvre (trop rapidement)

- du liquide s'échappe dans la ligne vapeur
- le réservoir de la centrale se vide
- la pompe de distribution principale s'arrête (limitation de fonctionnement en fonction du niveau bas du réservoir)
- la vanne de régulation de la sous-station se ferme
- le réservoir de la centrale se remplit
- la pompe de distribution se remet en route

En résumé, pour un bon fonctionnement d'un réseau d'anergie au CO_2, il est important d'éviter que trop de liquide s'échappe dans la ligne vapeur, ceci spécifiquement lors des phases de démarrage et pour les périodes de faible demande.

4.4.2 Régulation de la sous-station « chaud » d'un bâtiment raccordé

Pour un réseau standard d'anergie à eau, la régulation est équivalente à celle de la sous-station « froid ». Une vanne primaire est régulée en fonction des besoins au secondaire, sur l'évaporateur de la PAC.

Pour un réseau d'anergie au CO_2, le liquide s'écoule dans le réservoir par phénomène de « siphon », sans besoin de pompe de circulation sur la boucle entre le réservoir et l'évaporateur de la PAC. L'évaporateur est situé au-dessus du réservoir. Lorsque l'évaporateur de la PAC condense le CO_2 gazeux contenu dans l'échangeur, le liquide s'accumule au fond de l'échangeur et s'écoule ensuite par gravité dans le réservoir. Cette spécificité de fonctionnement implique qu'il faut toujours être en mesure de d'abord générer du froid au secondaire du condenseur pour amorcer la circulation du CO_2 au primaire. Il n'est pas possible de provoquer la circulation du CO_2 au primaire, comme il n'y a pas de pompe sur cette boucle. Il a été constaté qu'après une période de standby, en début de saison froide, la température du CO_2 dans l'échangeur est relativement élevée, il ne faut pas que ceci provoque une erreur sur la PAC. Il peut arriver, sur certaine PAC, qu'une erreur s'affiche si la température de la source est trop élevée. Il faut donc anticiper lors de la conception pour éviter que cette situation ne se produise.

4.4.3 Régulation de la pompe principale de distribution sur le réseau CO_2

De manière générale, il est impératif d'être minutieux dans la planification et la programmation de la régulation des pompes sur un réseau d'anergie au CO_2. Contrairement aux réseaux à eau ou les phénomènes de cavitations sont relativement faciles à prévoir et à résoudre, les réseaux biphasiques nécessitent une bonne compréhension des phénomènes physiques du système.

L'expérience acquise sur le démonstrateur de Sion a permis de comprendre qu'il aurait été mieux de prévoir plusieurs pompes en centrale, avec différentes plages de fonctionnement, pour la distribution du CO_2 dans le réseau. La mise en parallèle de ces pompes de différentes tailles permettrait de mieux gérer les phases de régimes transitoires et les phases d'exploitation à puissance minimale et maximale.

Avec la plage de fonctionnement de la pompe mise en place sur le démonstrateur, il est extrêmement difficile d'être optimal en termes de régulation et de consommation électrique. Lors des phases de démarrage, si la ligne liquide au refoulement de la pompe contient du gaz, ou alors si les vannes des sous-stations sont un peu trop ouvertes, la pompe s'emballe et les paliers de la pompe sont fortement mis à contribution. Tous les paliers ont été cassés et remplacé au moins une fois sur la période d'exploitation. Si le réseau est en standby, sous certaines conditions, le liquide au refoulement de la pompe peut s'évaporer. Lors du prochain démarrage, la pompe poussera contre du gaz, avec peu de perte de charge aval et donc un risque certain d'emballement.

Une vanne de réglage manuelle a été posée au refoulement de la pompe principale du réseau afin de créer une perte de charge suffisante pour limiter le débit maximal de cette dernière lors des phase transitoires. L'ouverture de cette vanne a été réglé pour la phase critique de démarrage. Cette perte de charge est beaucoup trop importante lors du fonctionnement nominal après la phase de démarrage. La perte de charge provoquée par cette vanne de réglage est de l'ordre de 1bar en fonctionnement nominal, ce qui péjore significativement les performances calculées aux chapitres 4.1.2 et5.1.2 de ce rapport.

Cette problématique est en partie liée aux caractéristiques des pompes. Probablement que les pompes HySave sélectionnée pour ce démonstrateur ne sont pas idéales. Le démonstrateur a été toutefois conçu pour pouvoir ajouter ou remplacer les pompes de distribution dans les prochaines années afin d'optimiser ce point.

5 Performance énergétique du démonstrateur en mode approvisionnement en froid

5.1 Performance générale du démonstrateur en mode « refroidissement »

Comme précisé au chapitre 4, le premier résultat de performance du démonstrateur est **sa flexibilité, sa fiabilité et son autonomie de fonctionnement**. Dès la mise en service, en juin 2022, le démonstrateur a distribué une quantité significative d'énergie de la centrale située dans le bâtiment 23, vers les 3 sous-stations du projet. Le basculement entre le mode chaud et froid en fin avril 2023 s'est fait automatiquement, sans problème majeur et sans besoin d'intervention manuelle.

5.1.1 Part d'approvisionnement du démonstrateur par rapport aux besoins totaux des bâtiments

Le démonstrateur a été mis en service le 15 juin 2022. Les premiers kWh de froid ont été échangés sur l'évaporateur du bâtiment 19 ce même jour, puis le 6 juillet sur l'évaporateur du bâtiment 21 et enfin le 14 juillet sur le bâtiment 23.

Le démonstrateur à produit environ 180 MWh de froid durant l'été 2022. Cette période a principalement été utile pour effectuer des réglages sur les vannes d'équilibrages, les pompes de distribution, les régulateurs PID et la machine de froid. La supervision a été finalisée pour satisfaire aux besoins de suivi du démonstrateur avec la mise en place et la programmation de la communication nécessaire entre la supervision du réseau CO_2 et la supervision existante des bâtiments du Campus Energypolis. **A la fin de l'été 2022, le démonstrateur était ainsi prêt pour un bon fonctionnement et un bon suivi des performances énergétiques.** Compte tenu de ceci, la période utilisée dans ce rapport pour l'analyse de performances du démonstrateur en mode approvisionnement en froid s'étend d'avril 2023 (début de la saison chaude) à août 2023 (fin de la période de démonstration).

Les besoins de chaud durant la saison chaude sont quasi inexistants. La production d'eau chaude sanitaire dans le bâtiment 21 peut être produite par le réseau CO_2 en saison chaude. Des tests ponctuels ont été effectués. En fonctionnement standard, cette production d'ECS n'est pas mise en service.

La Figure 55 représente la production de froid du réseau CO_2 par rapport aux besoins totaux en froid des bâtiments du Campus.

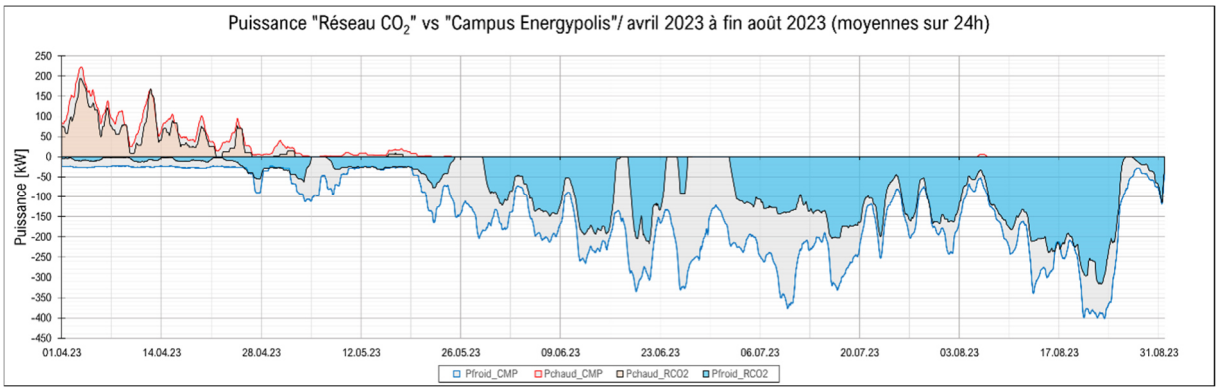


Figure 55: Profils de puissance "chaud" et "froid" fournie par le réseau CO2 et profils de puissance "chaud" et "froid" consommés par les bâtiments du Campus Energypolis pour la période significative de la saison de refroidissement de début avril à fin août 2023

Un travail considérable d'optimisation de fonctionnement a été fait en juillet 2023 pour augmenter la puissance disponible sur le réseau CO_2. Les principaux défis de réglage et d'optimisation du réseau durant cette période ont été les suivants :

- Régulation des installations de captage d'eau de nappe du FAD pour permettre de distribuer un maximum de débit sur l'échangeur de la centrale du réseau CO_2, sans risquer des dégâts sur les autres sous-stations existantes du Campus. Les ingénieurs d'OIKEN ont modifié le programme de régulation des pompes sur ce réseau. Cet exercice a permis d'obtenir un débit maximal de 160m3/h sur l'échangeur FAD de la centrale.
- Régulation de la pompe principale de distribution du CO_2 liquide de la centrale vers les sous-stations (consigne de pression, PID, etc.). Réglage de la vanne manuelle au refoulement de cette pompe avant le départ sur le réseau et réglage de la vanne manuelle sur le bipasse vers l'accumulateur. Ce point était fondamental pour stabiliser le fonctionnement du réseau et augmenter la puissance disponible sur le réseau. Ce point est expliqué plus en détails dans le chapitre 4.4
- Régulation de la pompe des sous-stations sur le réseau d'eau glacée au secondaire de l'évaporateur. Ce réglage n'est pas trivial, car le raccordement hydraulique en série sur le collecteur permet soit de privilégier un petit ΔT de température entre l'entrée et la sortie avec un grand débit (au détriment de la consommation électrique), soit de privilégier la contrainte de température en sortie d'échangeur. Il est difficile de fournir en tout temps la puissance max disponible et avec ceci s'ajoute le risque de pendule avec la régulation de la vanne au primaire de l'échangeur. Une régulation spécifique du régime de cette pompe sur un ΔT de température entre l'entrée et la sortie de l'échangeur a été programmée. Une fois les paramètres calés, cette régulation permet de fournir un maximum de puissance avec un minimum de consommation électrique.
- Régulation de la vanne de détente au primaire de l'évaporateur. Les vannes sélectionnées dans ce projet ne permettent pas un bon fonctionnement à faible charge. Il est difficile de réguler en-dessous de 30% d'ouverture. Il faudrait optimiser ce choix de conception pour les prochains réseaux. Cette vanne est régulée sur la différence entre la température de sortie de l'échangeur au secondaire et la consigne de température pour la production de froid demandée par les bâtiments. Une deuxième régulation sur cette même vanne limite l'ouverture pour éviter de ne pas évaporer totalement le liquide dans l'échangeur et envoyer du CO_2 liquide dans la ligne vapeur. Ce point est expliqué plus en détails dans le chapitre 4.4

Le 23 août 2023, le réseau a distribué 405kW de froid. C'est le maximum que le démonstrateur est capable de donner avec les réglages actuels. Le réseau CO_2 a produit 523'180kWh de froid depuis sa mise en service jusqu'à la fin de la période de démonstration le 31 août 2023. Il a produit 291'370kWh de froid sur la période significative de l'été 2023, soit de début mai 2023 à fin août, pour un besoin total des bâtiments de 505'557kWh, **soit 57.6% du bilan total froid des 3 bâtiments pour cette période**.

Sur le dernier mois de fonctionnement estival du réseau CO_2 avec peu de périodes d'arrêt et un fonctionnement optimisé, le démonstrateur a couvert 75% des besoins totaux en froid des bâtiments du Campus Energypolis, dont 100% des besoins en froid pour le bâtiment 23. Le Tableau 11 affiche la quantité d'énergie mensuelle totale transférée du réseau CO_2 aux bâtiments, de début juin 2022 à fin août 2023, avec indication de la part du bilan couverte correspondante. Ces valeurs de production sont rapportées à la consommation totale des bâtiments raccordés sur le réseau CO_2.

Tableau 11: Bilan de production de froid du démonstrateur avec indication de la part d'énergie couverte des besoins totaux des bâtiments.

	Bilan Froid RCO2							
	B19		B21		B23		Total	
2022 juin	25 529 kWh	27%	27 kWh	0%	0 kWh	0%	25 556 kWh	14%
2022 juillet	56 396 kWh	46%	8 233 kWh	21%	465 kWh	1%	65 095 kWh	28%
2022 août	31 877 kWh	31%	18 229 kWh	59%	3 913 kWh	9%	54 020 kWh	30%
2022 septembre	20 603 kWh	54%	5 957 kWh	32%	1 139 kWh	7%	27 700 kWh	38%
2022 octobre	6 166 kWh	41%	560 kWh	4%	504 kWh	7%	7 229 kWh	20%
2022 novembre	6 kWh	0%	1 568 kWh	14%	3 kWh	0%	1 577 kWh	8%
2022 décembre	0 kWh	0%	7 520 kWh	75%	0 kWh	0%	7 520 kWh	46%
2023 janvier	16 kWh	0%	8 556 kWh	83%	0 kWh	0%	8 573 kWh	49%
2023 février	3 861 kWh	88%	7 339 kWh	75%	1 kWh	0%	11 203 kWh	70%
2023 mars	4 622 kWh	78%	9 599 kWh	82%	589 kWh	46%	14 812 kWh	78%
2023 avril	1 568 kWh	21%	4 344 kWh	39%	2 621 kWh	100%	8 534 kWh	42%
2023 mai	8 139 kWh	22%	8 456 kWh	81%	5 308 kWh	46%	21 904 kWh	38%
2023 juin	28 327 kWh	35%	10 509 kWh	45%	30 789 kWh	82%	69 626 kWh	49%
2023 juillet	45 712 kWh	52%	12 122 kWh	43%	31 198 kWh	77%	89 033 kWh	57%
Total Hiver 22/23	**10 074 kWh**	**31,9%**	**38 925 kWh**	**60,5%**	**3 215 kWh**	**23,3%**	**52 214 kWh**	**47,9%**
Total Eté 2023	**137 406 kWh**	**47,6%**	**48 291 kWh**	**53,2%**	**105 673 kWh**	**83,6%**	**291 371 kWh**	**57,6%**
Total 1 année	**174 248 kWh**	**46,7%**	**93 733 kWh**	**49,9%**	**110 531 kWh**	**67,4%**	**378 512 kWh**	**52,2%**
Total déc-août	**147 474 kWh**	**46,9%**	**85 649 kWh**	**59,7%**	**108 885 kWh**	**79,0%**	**342 008 kWh**	**57,5%**

Pour le bâtiment 19, la part du bilan couverte par le réseau CO_2 est de 48% pour l'été 2023. Cette valeur est un peu plus faible que pour les autres bâtiments, parce que d'une part les besoins à puissance maximale sont plus élevés et l'échangeur est dimensionné pour environ 65% de la puissance maximale selon le graphique ci-dessous et d'autre part, en fonctionnement autonome, il manque un peu de pression sur la ligne de CO_2 liquide en amont de la vanne de régulation de l'évaporateur. La vanne de réglage au refoulement de la pompe principale de distribution en centrale crée une perte de charge considérable, nécessaire dans ce démonstrateur pour éviter un mauvais fonctionnement lors des périodes de transition, par exemple lors des relances après une période de standby. Le 24 août, pour les besoins de démonstration, cette vanne de réglage a manuellement été ouverte progressivement pour permettre d'atteindre quasiment la puissance maximale de dimensionnement de l'évaporateur (fourniture de 220kW pour une puissance de dimensionnement de 250kW).

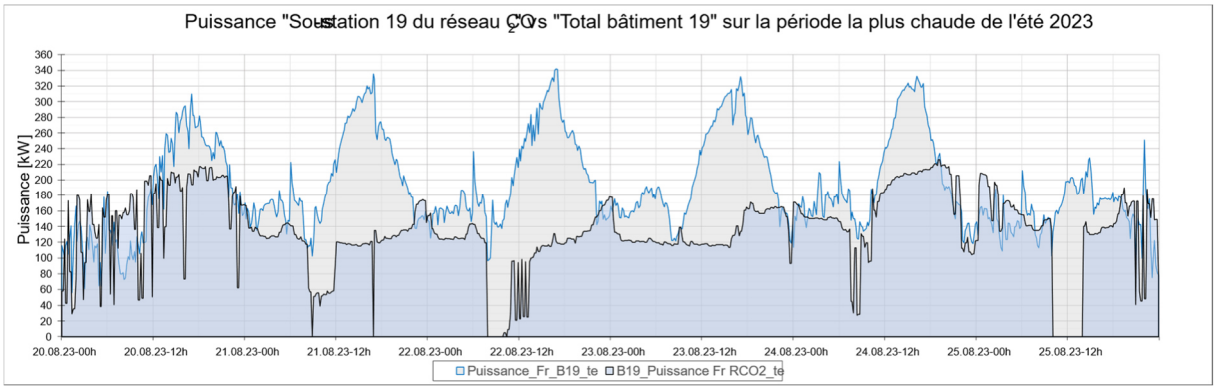


Figure 56: Comparaison entre les mesures de consommation de froid du bâtiment 19 pour la période chaude du 20 au 25 août 2023 (B19_Puissance_Fr_B19_te) et les mesures de production de froid du réseau CO_2 sur la sous-station de ce bâtiment (B19_Puissance_Fr_RCO2_te).

Pour le bâtiment 21, l'échangeur de 50kW prévu dans la sous-station représente environ 40% de la puissance maximale sur la semaine la plus chaude de l'été 2023 (voir Figure 57). Avec un bon fonctionnement en ruban et un bon suivi de la demande, la part du bilan couverte par le réseau CO_2 pour l'été 2023 est tout de même de 53%.

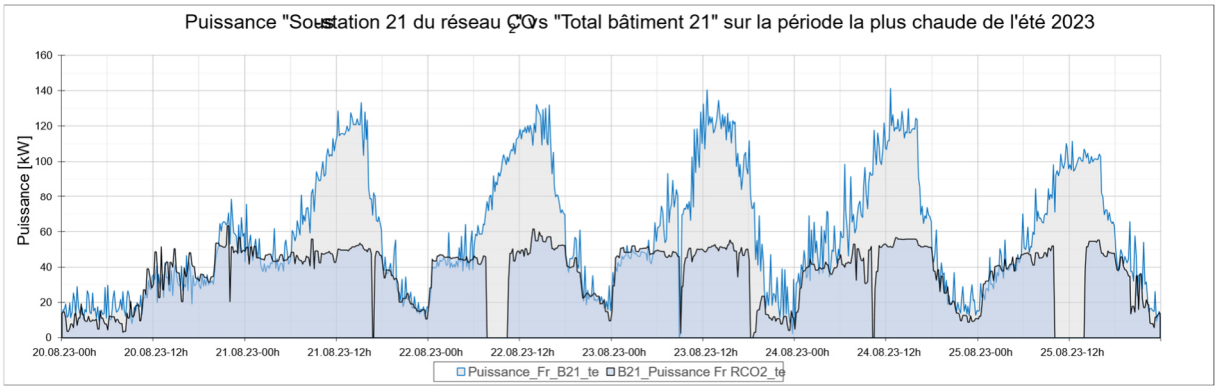


Figure 57: Comparaison entre les mesures de consommation de froid du bâtiment 21 pour la période chaude du 20 au 25 août 2023 (B21_Puissance_Fr_B21_Groupes_te) et les mesures de production de froid du réseau CO2 sur la sous-station de ce bâtiment (B21_Puissance_Fr_RCO2_te)

Le bâtiment 23, à l'avantage d'être le premier raccordé au réseau CO_2 dans le sens de circulation en mode « été ». La pression en amont de la vanne de régulation sur l'évaporateur est donc plus élevée que dans les autres bâtiments. La demande en puissance dans ce bâtiment est environ 2x plus faible que dans le bâtiment 19. L'évaporateur de 250kW a une puissance suffisante pour couvrir les pics de demande du bâtiment. La part du bilan couverte par le réseau CO_2 pour l'été 2023 est de 84% pour cette sous-station.

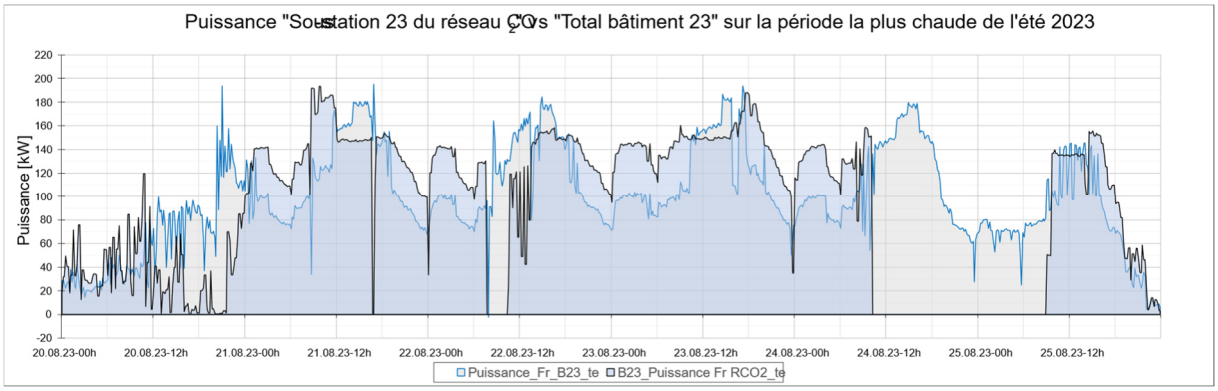


Figure 58: Comparaison entre les mesures de consommation de froid du bâtiment 23 pour la période chaude du 20 au 25 août 2023 (B23_Puissance_Fr_B21_Groupes_te) et les mesures de production de froid du réseau CO2 sur la sous-station de ce bâtiment (B23_Puissance_Fr_RCO2_te). La production de froid a été mise hors service de la mi-journée du 24 août au milieu de matinée du 25 août.

5.1.2 Coefficient de performance

La performance du démonstrateur en mode froid a été évaluée en mesurant l'énergie transférée du réseau CO_2 vers les bâtiments dans les différentes sous-stations et l'énergie électrique consommée par les différents appareils nécessaires à la distribution ou la production de cette énergie (pompes, machine de froid). Contrairement à la saison de chauffe il n'y a pas d'intérêt à calculer un COP pour les sous-stations pour la saison de refroidissement puisqu'il n'y a pas d'appareil consommateur d'électricité. La consommation électrique mesurée sur le tableau est due aux pompes sur l'eau glacée aux secondaires des évaporateurs, à une consommation de type « standby » des appareils utilisés dans le mode chaud et à la consommation propre du tableau électrique.

Pour évaluer les performances du démonstrateur en saison chaude, les cinq coefficients de performance suivants on été calculés :

1. COP *froid_ppeCO2* : $COP_{Fr\_ppeCO2} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}}$
2. COP *froid_ppeCO2+MF* : $COP_{Fr\_ppeCO2+MF} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{MF}}$
3. COP *froid_ppeCO2+bcle* : $COP_{Fr\_ppeCO2+bcle} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{ppH2O\_C23}}$
4. COP *froid_ppeCO2+bcle+MF+autre* : $COP_{Fr\_ppeCO2+bcle+MF+Autre} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{ppH2O\_C23}+P_{MF}+P_{autre}}$
5. COP *froid_RCO2* : $COP_{Fr\_RCO2} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{totSS}-P_{sec}}$

P_{th_Froid} : Puissance thermique « froid » totale fournie par le réseau CO_2 (somme des 3 sous-stations)

P_{ppeCO2_C23} : Puissance électrique de la pompe de circulation du CO_2 à la centrale C23

P_{MF} : Puissance électrique mesurée sur la machine de froid en centrale

P_{ppH2O_C23} : Puissance électrique de la pompe de circulation de la boucle d'eau glycolée intermédiaire entre le réseau CO_2 et le réseau de froid à distance (FAD)

$P_{élecPAC}$: Puissance électrique mesurée sur les PAC (somme des 3 sous-stations)

P_{totSS} : Puissance électrique mesurée sur l'alimentation du tableau électrique du local (somme des mesures des 3 tableaux des sous-stations)

P_{autre} : Différence entre la puissance totale du local P_{totSS} et la somme de toutes les puissances connues des appareils

P_{sec} : Puissance électrique des pompes au secondaire des échangeurs avec les bâtiments (somme des pompes des 3 sous-stations)

Le 1er COP caractérise la performance du réseau s'il était directement raccordé à la source. Il ne prend pas en compte la consommation de la pompe sur la boucle intermédiaire et la machine de froid en centrale.

Les 2ième et 3ième COP incluent respectivement la consommation électrique de la machine de froid et la consommation électrique de la pompe sur la boucle intermédiaire.

Le 4ième COP prend en compte toutes les consommations électriques liées au réseau CO_2 du démonstrateur. Seules les consommations de standby des PAC, des pompes CO_2 des sous-stations, de la pompe sur la boucle d'eau glycolée de la sous-station 19 et les consommations des pompes sur les réseaux d'eau au secondaire (côté bâtiments) dans les sous-stations ne sont pas prises en compte.

Le 5ième COP prend en compte toutes les consommations électriques depuis l'échangeur sur le FAD jusqu'aux échangeurs avec les bâtiments, y compris toutes les consommations de standby. Ce COP est donc spécifique au démonstrateur de Sion avec une boucle intermédiaire entre le réseau CO_2 et le FAD et une machine de froid pour gérer la température du réseau selon besoin.

Dans le Tableau 12, ces COP sont calculés en prenant en compte uniquement les valeurs lorsque le réseau CO_2 est en mode « froid » (approvisionnement en froid).

Tableau 12: Résultat des coefficients de performance pour la saison chaude. Les moyennes pour l'été 2023 sont pondérées en fonction de l'énergie mensuelle produite.

COP mensuel du Réseau CO2 en saison chaude					
	COP Fr_PpeCO2	COP Fr PpeCO2+MF	COP Fr PpeCO2+Boucle	COP Fr PpeCO2+boucle +MF+Autre	COP Fr RCO2
2023 mars	24,5	24,5	24,5	10,4	6,9
2023 avril	28,5	28,5	28,1	11,8	8,4
2023 mai	38,9	38,8	37,0	16,8	12,2
2023 juin	100,8	76,0	54,9	29,6	23,7
2023 juillet	67,3	59,6	43,5	27,8	23,1
2023 août	85,7	55,8	46,5	28,3	23,9
Total Eté 23	**80,23**	**60,53**	**46,89**	**27,61**	**22,72**

La Figure 59 représente l'évolution de ces différents COP. La courbe verte caractériserait le démonstrateur s'il était directement raccordé au FAD et sans utilisation de la machine de froid. En bleu foncé, on distingue les périodes de fonctionnement de la machine de froid. Le COP prenant en compte la consommation de la pompe sur la boucle intermédiaire est souvent moins bon que celui prenant en compte la machine de froid. La puissance de la pompe est nettement inférieure à celle de la machine de froid, mais le nombre moyen d'heures de fonctionnement de la pompe sur la période de 24h est nettement supérieur.

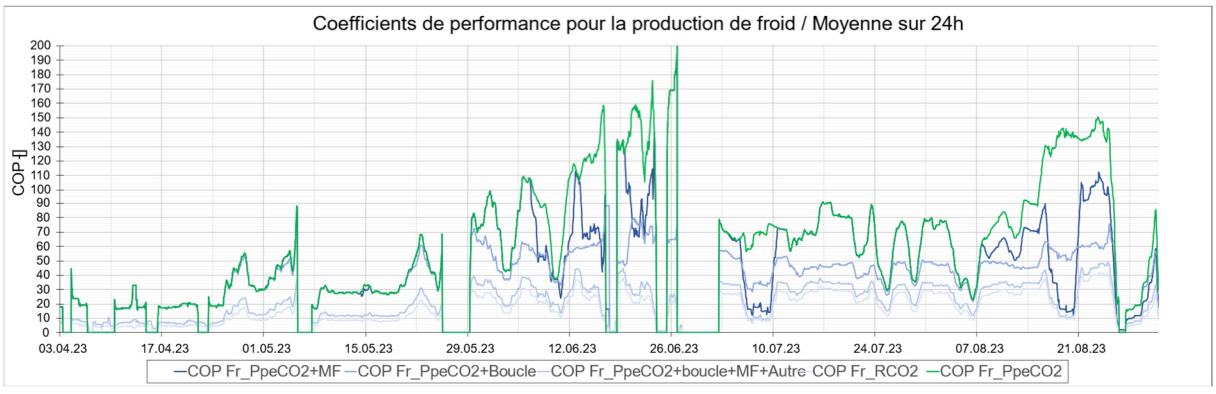


Figure 59: Comparaison des différents COP froid pour la saison chaude 2023 avec en vert la courbe la plus représentative du COP d'un réseau CO_2

La Figure 60 représente l'évolution des COP *froid_ppCO2+bcl+MF+autr* ainsi que les courbes de production de chaud et de froid, sur la saison d'été 2023.

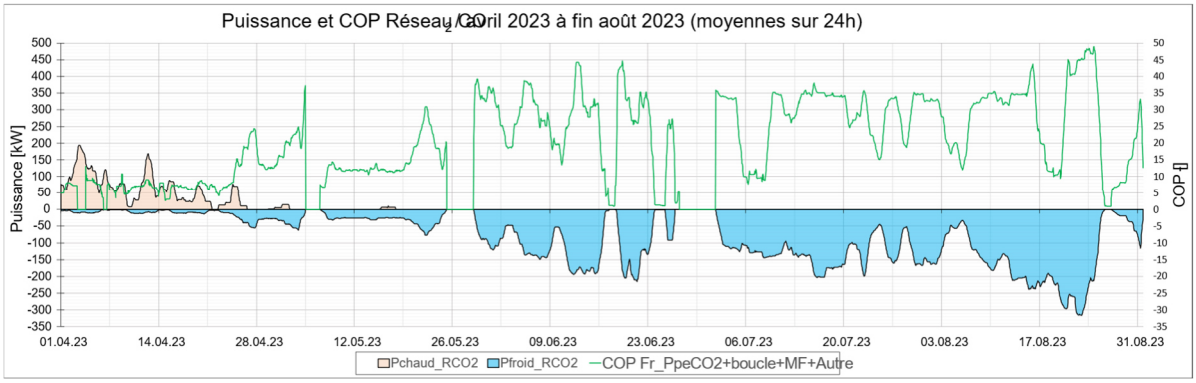


Figure 60 : Evolution du coefficient de performance global COP froid_ppeCO2+bcle+MF+autre et profils de production de chaleur et de froid du réseau CO2 pour la saison de refroidissement de 2023

5.1.3 Répartition des consommations électriques

La Figure 18 représente la répartition des consommations électriques par appareils, pour le démonstrateur, pour la période significative de décembre 2022 à août 2023.

La Figure 61, représente les consommations détaillées de chacun des appareils pour la saison chaude de 2023 uniquement (somme mensuelle).

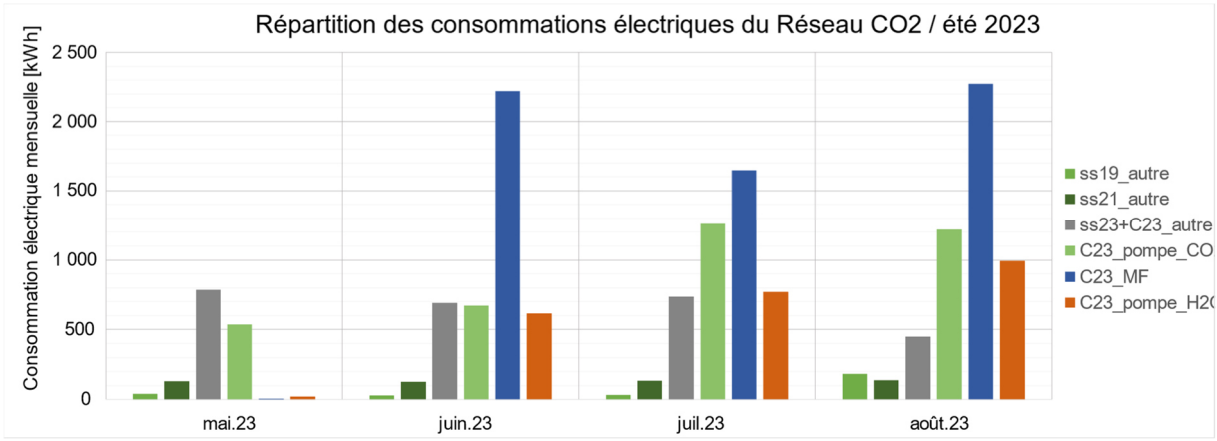


Figure 61: Répartition des consommations électriques par appareils pour l'été 2023 (somme de l'énergie consommée sur le mois)

La consommation électrique ci-dessus dépend de la puissance de l'appareil mais également du nombre d'heures de fonctionnement. Le nombre d'heures de fonctionnement moyen des 3 plus gros consommateurs pour les 3 dernier mois (juin-juillet-août) est le suivant :

- Pompe CO_2 de la centrale : env. 624h/mois
- Machine de froid en centrale : env. 88h/mois
- Pompe H_2O sur la boucle intermédiaire en centrale : env. 430h/mois

Sur ces 3 derniers mois, **la pompe CO_2 a consommé 3150kWh pour 1872 heures de fonctionnement soit une moyenne de 1.7kWh** par heure de fonctionnement**, la machine de froid a consommé 2045kWh pour 264 heures de fonctionnement, soit une moyenne de 7.7kWh** par heure de fonctionnement et **la pompe H_2O a consommé 2378kWh pour 1289 heures de fonctionnement, soit une moyenne de 1.8kWh** par heure de fonctionnement.

La consommation spécifique par heure de fonctionnement pour ces 3 consommateurs est représentée sur la Figure 62.

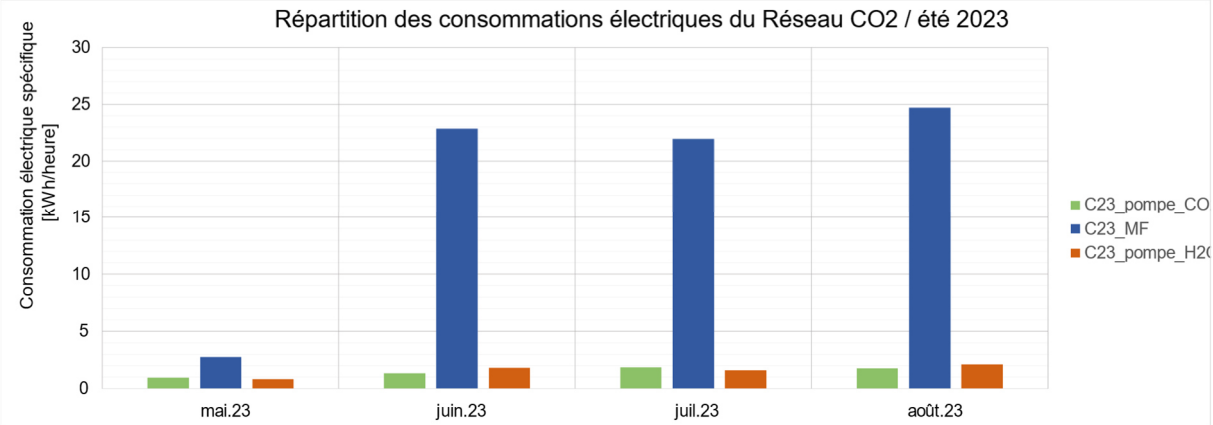


Figure 62: Consommation électrique spécifique par heure de fonctionnement pour la pompe H_2O, la pompe CO_2 et la machine de froid en centrale

Le Tableau 3 résume toutes les consommations électriques des différents éléments du démonstrateur de juin 2022 à fin août 2023.

5.1.4 Plages de fonctionnement types

Pour mieux comprendre le fonctionnement du démonstrateur en mode approvisionnement en froid, les trois plages de fonctionnement types suivantes ont été sélectionnées :

- 1 août 2023 : Puissance typique d'un jour d'été et bon suivi de la demande
- 21 août 2023 : Puissance élevée avec un fonctionnement stable et utilisation de la machine de froid en centrale en complément de l'échangeur direct sur le FAD.
- 23 août 2023 : Jour du test de fonctionnement à puissance maximale, de 17h à 17h30. Utilisation de la machine de froid en centrale en complément de l'échangeur direct sur le FAD.

Les pages suivantes, présentent pour chacune de ces plages :

- La puissance « froid » fournie par le réseau aux bâtiments pour chacune des 3 sous-stations du projet. La courbe RCO2_total_P_froid est le total des 3 sous-stations et la courbe CAMPUS_P_froid est le total consommé par les bâtiments du Campus Energypolis. La différence entre ces deux courbes est la puissance fournie par les installations de base des bâtiments (Figure 63, Figure 66 et Figure 69)
- L'évolution de la température des lignes liquides et vapeur en différents points de mesures du réseau (Figure 64, Figure 67 et Figure 70).
- Schéma du démonstrateur avec indication des valeurs moyennes mesurées sur la période type. Ce schéma permet d'avoir une vision générale des températures et puissances du réseau sur ces périodes types (Figure 65, Figure 68 et Figure 71)

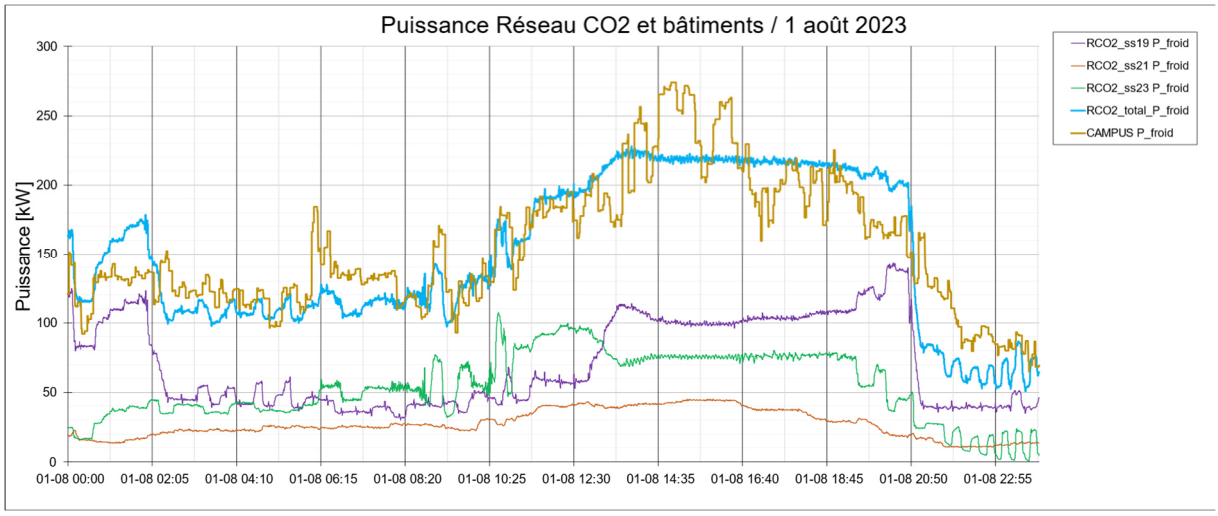


Figure 63: Profil de consommation de froid des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale de froid du réseau CO2 (en bleu) et profils de production de froid par sous-station (violet:ss19 / rouge: ss21 / vert:ss23) pour le 1er août 2023 (jour type de l'été 2023 avec un fonctionnement stable et un bon suivi de la demande).

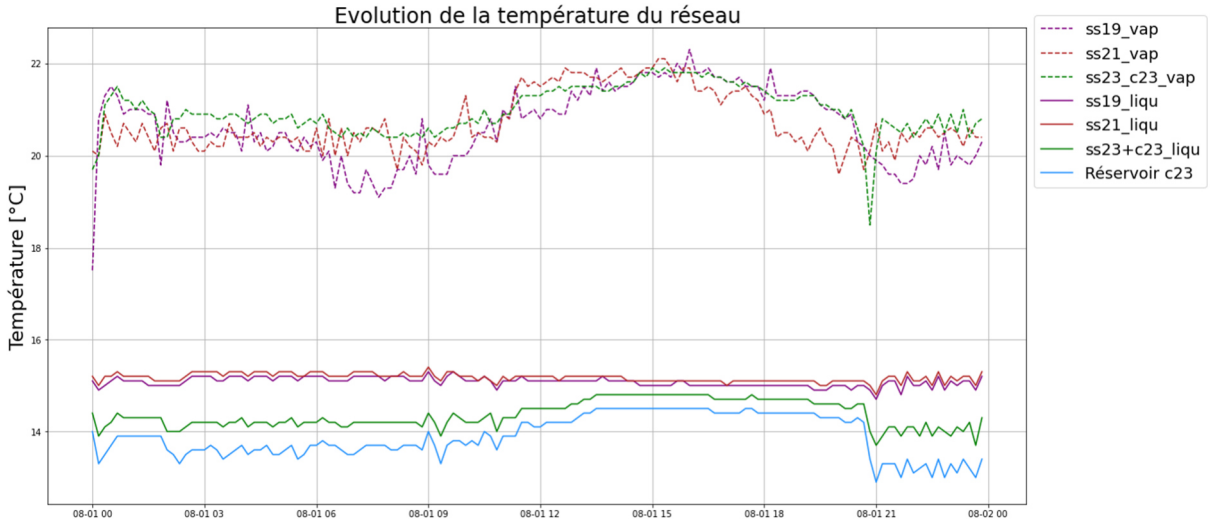


Figure 64: Evolution de la température du réseau CO_2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations. La surchauffe en sortie d'évaporateur est d'environ 7°C durant la période de puissance maximale.

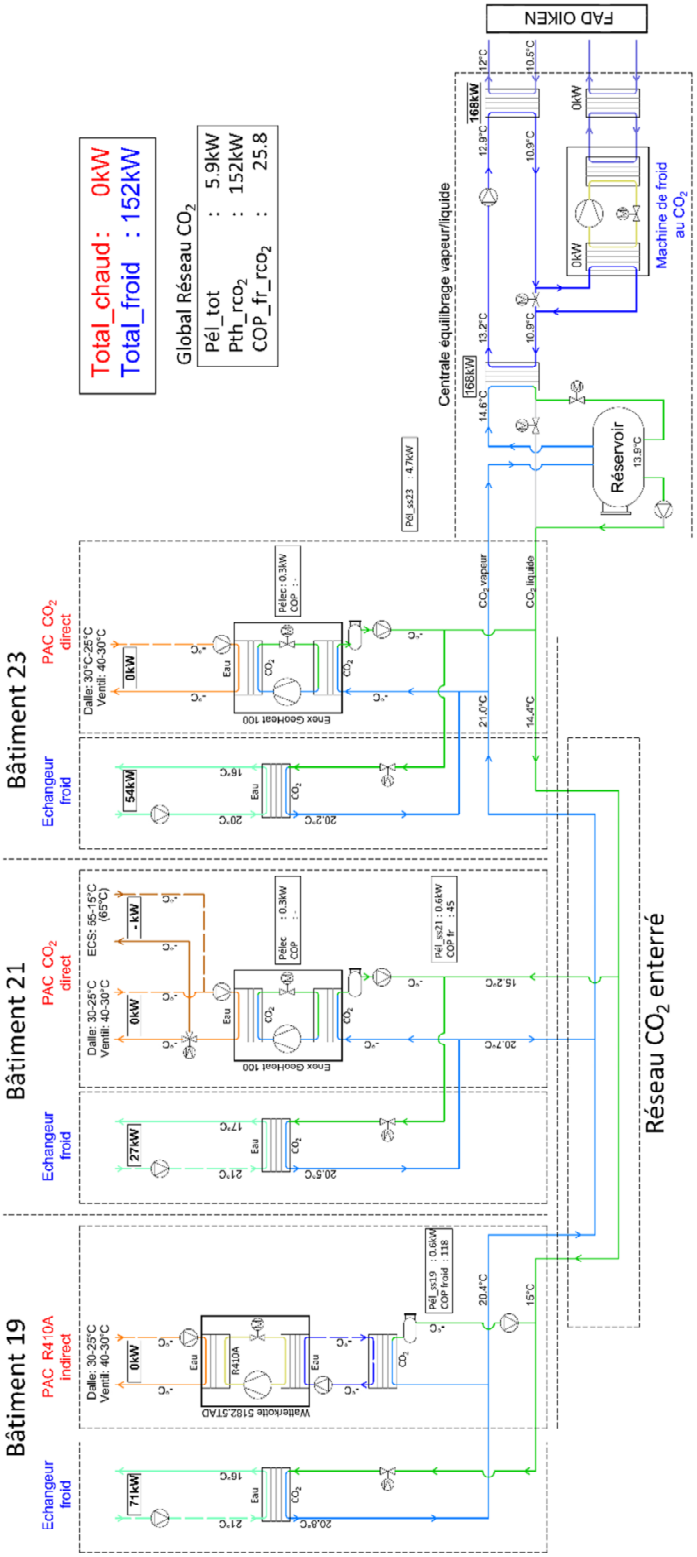


Figure 65 : Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées sur un jour typique de l'été 2023 avec un fonctionnement stable du réseau (1er août 2023). Ces valeurs sont moyennées sur 24h.

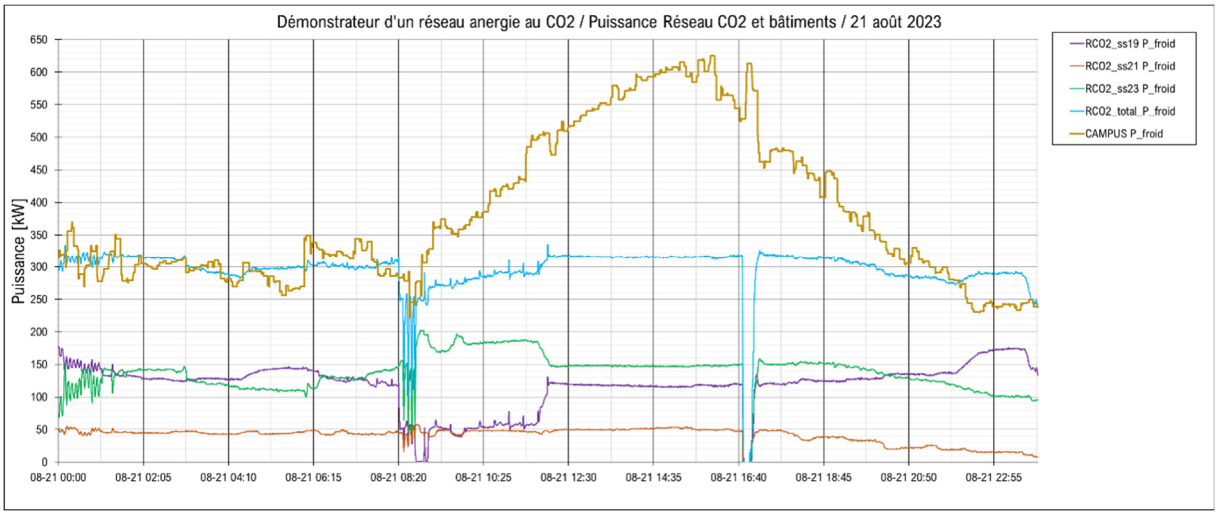


Figure 66: Profil de consommation de froid des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale de froid du réseau CO2 (en bleu) et profils de production de froid par sous-station (violet:ss19 / rouge: ss21 / vert:ss23) pour le 21 août 2023 (jour type de l'été 2023 avec un fonctionnement stable à puissance élevée).

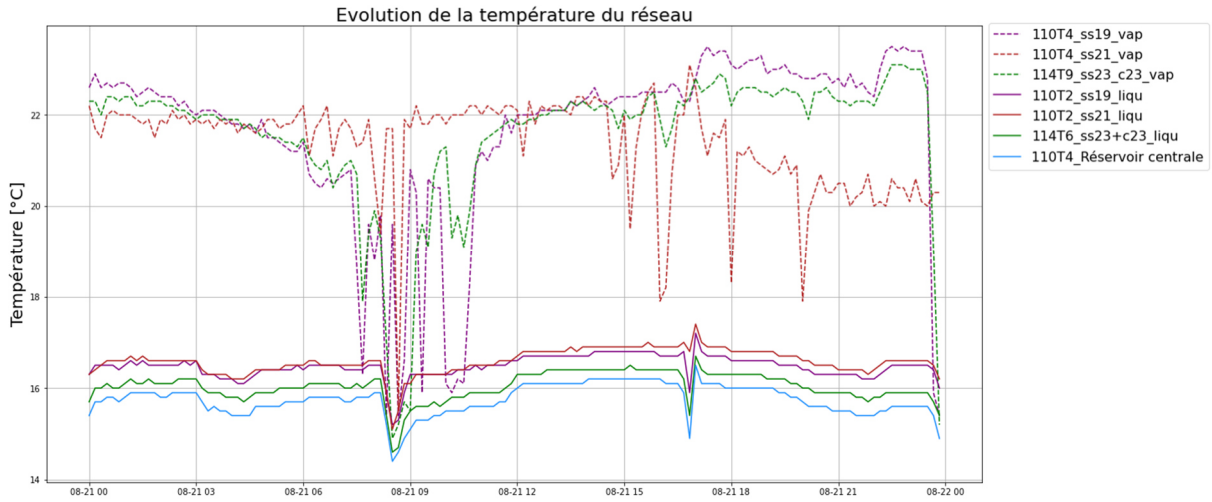


Figure 67: Evolution de la température du réseau CO_2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations. La surchauffe en sortie d'évaporateur est d'environ 7°C durant la période de puissance maximale.

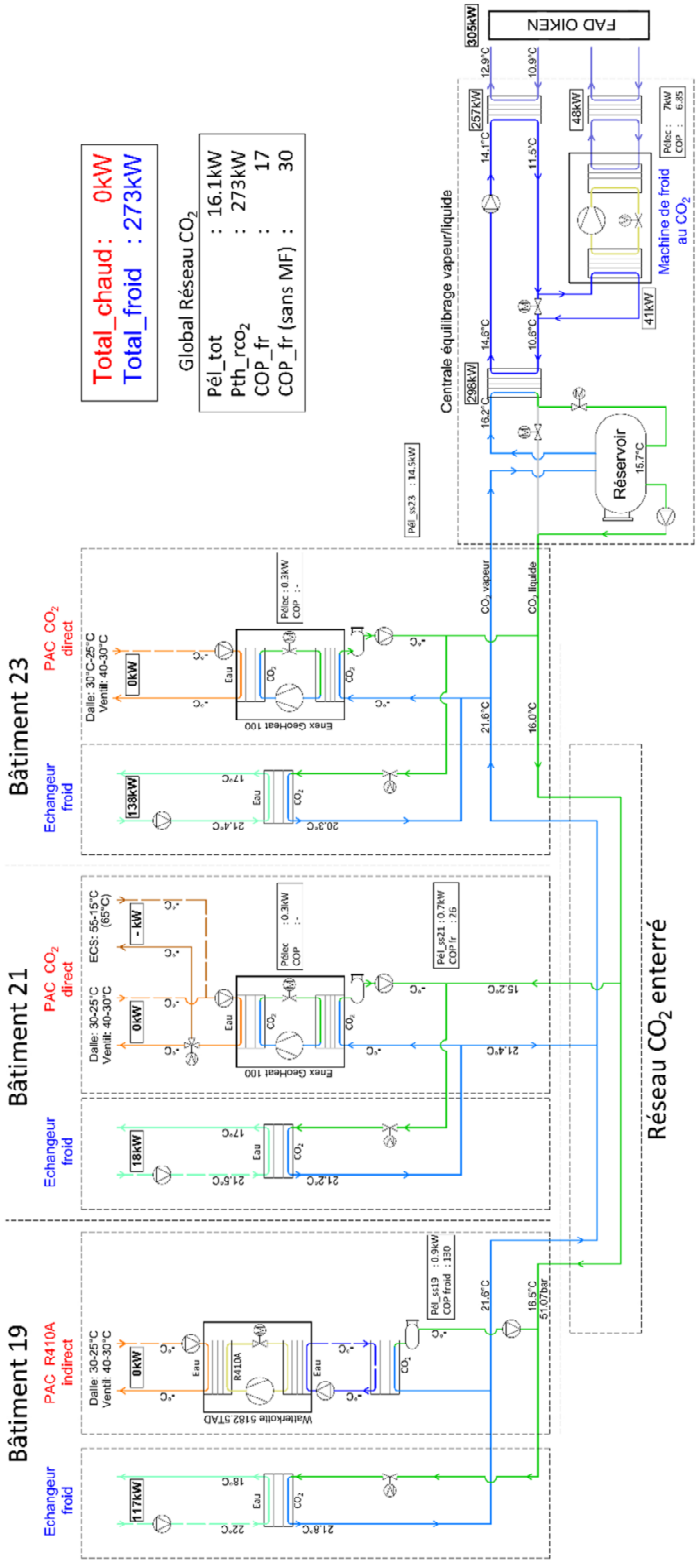


Figure 68: Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées sur un jour typique de l'été 2023 avec un fonctionnement stable et à puissance élevée du réseau (1er août 2023). Ces valeurs sont moyennées sur 24h.

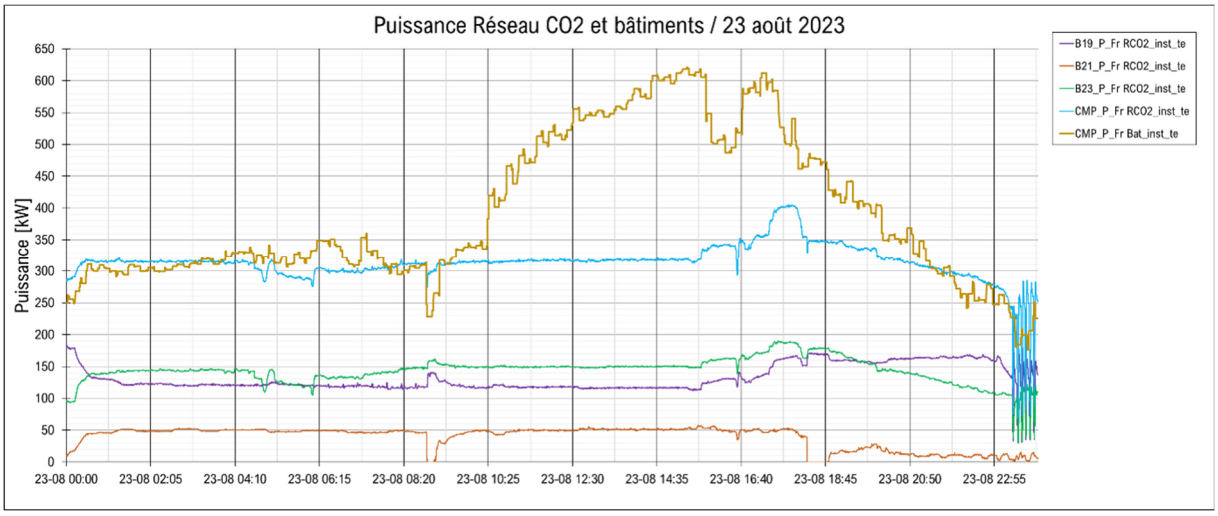


Figure 69: Profil de consommation de froid des bâtiments du Campus Energypolis (en jaune), profil de production totale de froid du réseau CO_2 (en bleu) et profils de production de froid par sous-station (violet:ss19 / rouge: ss21 / vert:ss23) pour le 23 août 2023 (jour de test de fonctionnement à la puissance maximale de 17h à 17h30).

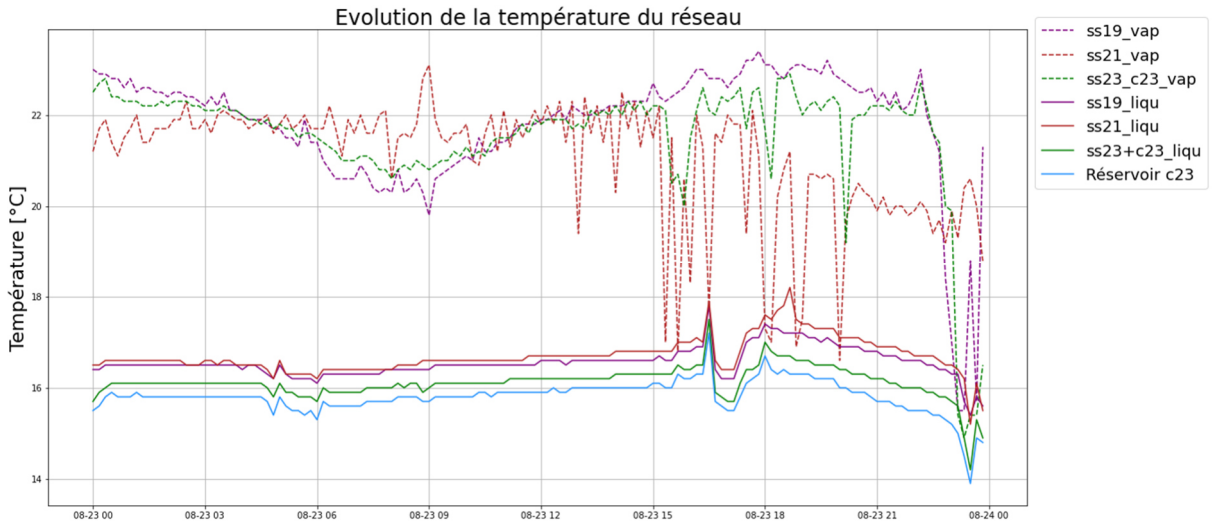


Figure 70: Evolution de la température du réseau CO_2 en différents points de mesures répartis entre la ligne liquide et vapeur des différentes sous-stations. La température du réseau chute lors du test de puissance maximale.

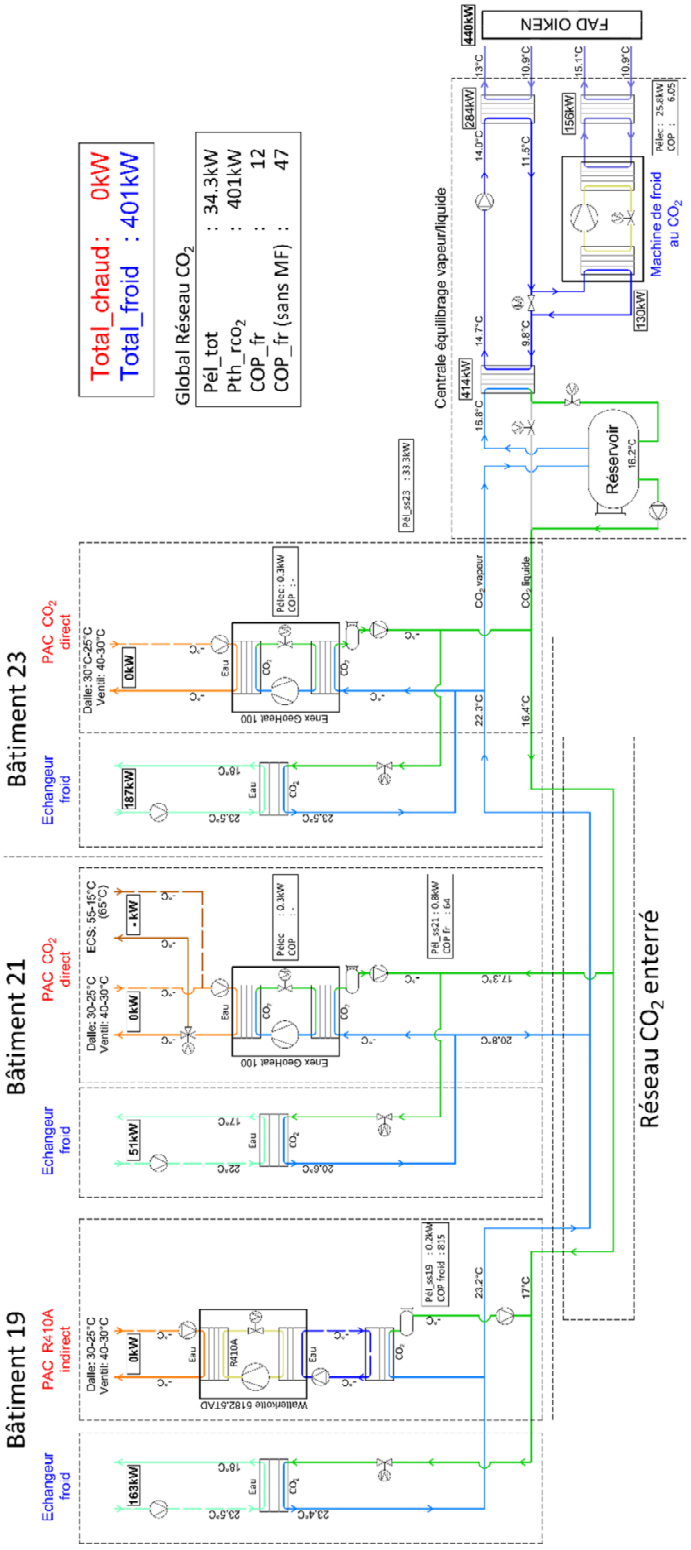


Figure 71: Schéma du démonstrateur avec les valeurs moyennes mesurées sur la période de test de fonctionnement à puissance maximale, le 23 août 2023 de 17h à 17h30.

5.2 Maîtrise de la température du réseau

Deux échangeurs principaux sur le FAD ont été mis en place en centrale pour l'équilibrage du réseau d'anergie. Le premier échangeur (Hex1 sur la Figure 72) transfert directement de la chaleur ou du froid du réseau FAD vers la boucle intermédiaire à eau glycolée et le deuxième (Hex2 sur la Figure 72) alimente le condenseur d'une machine de froid de env. 200kW.

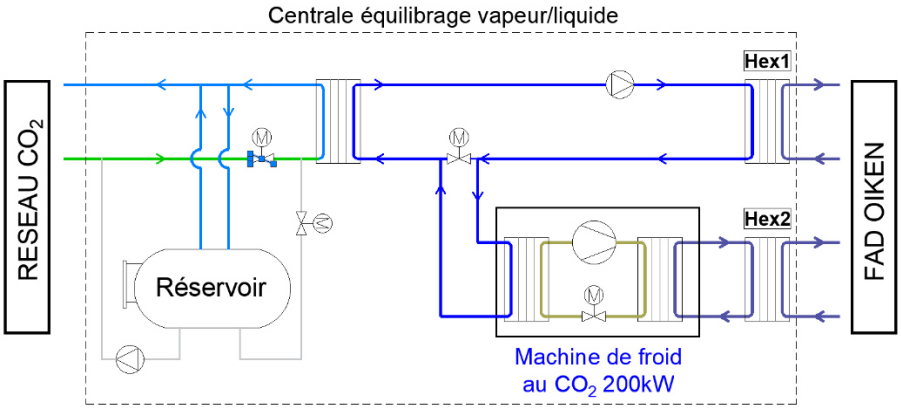


Figure 72: Schéma de la production de froid en centrale

La régulation a été conçue pour permettre 3 modes de fonctionnement :

« Froid à distance »	:	seul l'échangeur Hex1 est utilisé
« Froid à distance + MF »	:	l'eau de la boucle intermédiaire entre d'abord dans l'échangeur Hex1 qui réduit sa température au minimum techniquement faisable (limité par le pincement de l'échangeur) puis la machine de froid donne le complément de puissance nécessaire au maintien en pression du réservoir de la centrale
« Machine de froid »	:	seule la machine de froid est utilisée

Ce concept permet à la fois d'utiliser au maximum l'énergie du FAD « en direct » en priorisant l'échange sur l'échangeur « Hex1 », de garantir un bon fonctionnement du réseau indépendamment de la température du FAD et des températures de consigne des bâtiments et de faire varier la température du réseau pour des besoins de simulation de différents scénarios (reproduire les conditions d'un projet concret d'implantation de réseau CO_2).

En pratique, la machine de froid a été indispensable pour la période de mise en route du réseau CO_2 durant de l'été 2022. Elle a tourné quasiment en permanence pour fournir la totalité des besoins durant cette période. Ensuite, les températures de consigne sur le bâtiment et la régulation du réseau CO_2 ont été optimisés et cette machine de froid a peu été utilisée durant l'été 2023, principalement utilisée pour les périodes de test, lorsqu'il fallait pousser le réseau à sa puissance maximale ou lors de période de réglage. La Figure 73 représente l'utilisation de la machine de froid durant l'été 2022 et l'été 2023. Sur cette même figure, la courbe noire montre l'évolution de la température du réseau. L'utilisation de la machine de froid lors de l'été 2022 a permis de maintenir le réseau à une température inférieure à 15°C en été pour assumer les besoins en production de froid dans les bâtiments. La courbe bleue représente la production totale de froid pour l'été 2023. **La proportion de froid fournie par la machine de froid durant l'été 2023 est de 15% par rapport à la production total du réseau CO_2.**

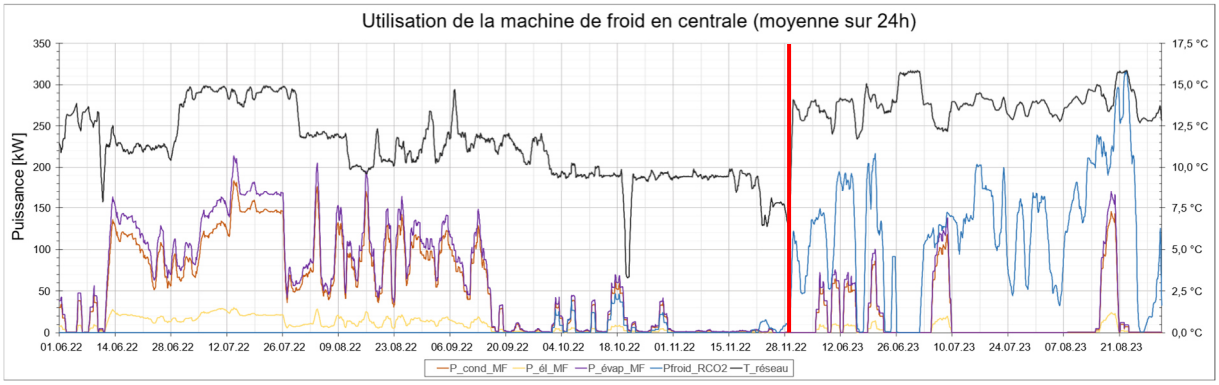


Figure 73: Profil de production de froid de la machine de froid en centrale (en violet), puissance dissipée sur le condenseur de la machine de froid (en rouge) et consommation électrique (en jaune). La courbe en noir représente la température du réseau CO_2 en centrale. Eté 2022 : du 1er juin au 30 novembre. Eté 2023 : du 1er juin au 31 août. Pour l'été 2023, la courbe bleue représente la production de froid totale du réseau CO_2.

En moyenne la température du FAD sur la période de début décembre à fin août a été de 10.8°C. Etonnamment, cette moyenne était de 11.1°C sur la période hivernale et 10.5°C sur la période estivale. Il est difficile d'expliquer pourquoi la nappe est plus chaude en hiver qu'en été. Cette tendance est toutefois favorable pour ce projet, car plus la température du FAD est froide en été, moins l'utilisation de la machine de froid est nécessaire. La Figure 74 compare la température de la source froide (T_FAD) à la température du réseau (T_réseau) pour différentes températures de production de froid dans les bâtiments (Tf_19, Tf_21 et Tf_23). **Sur cette période la température moyenne de la source froide a été de 10.5°C, la température du réseau de 13.8°C et la température de production de 17.3°C. La différence moyenne entre la température de la source froide et l'approvisionnement des groupes de froid pour le réseau CO_2 a été de 6.8°C pendant l'été 2023.**

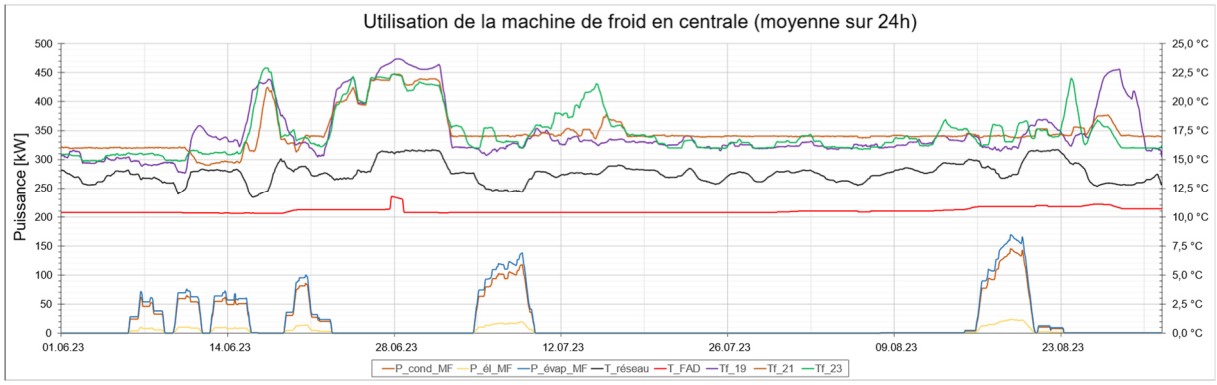


Figure 74: Températures de production de froid dans les 3 sous-stations, température du réseau CO_2, température du réseau FAD et puissance de froid fournie par la machine de froid en centrale. Les température moyennes sont les suivantes pour cette période : FAD = 10.5°C / RCO_2 = 13.8°C / Sous-station = 17.3°C.

La Figure 75 superpose uniquement la température du réseau à la puissance de la machine de froid pour un pas de temps horaire (sans moyenner sur 24h), pour la période de juin 2023 à fin août 2023.

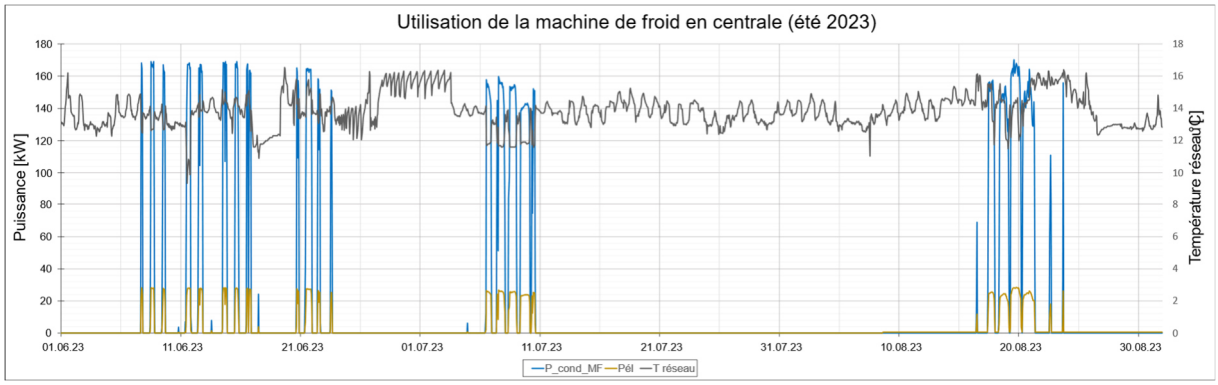


Figure 75: Evolution de la température du réseau et utilisation de la machine de froid en centrale pour la période de juin à août 2023.

La Figure 76 est un zoom pour la période du 15 au 26 août 2023. L'utilisation de la machine de froid permet de diminuer de 2 à 3°C la température du réseau.

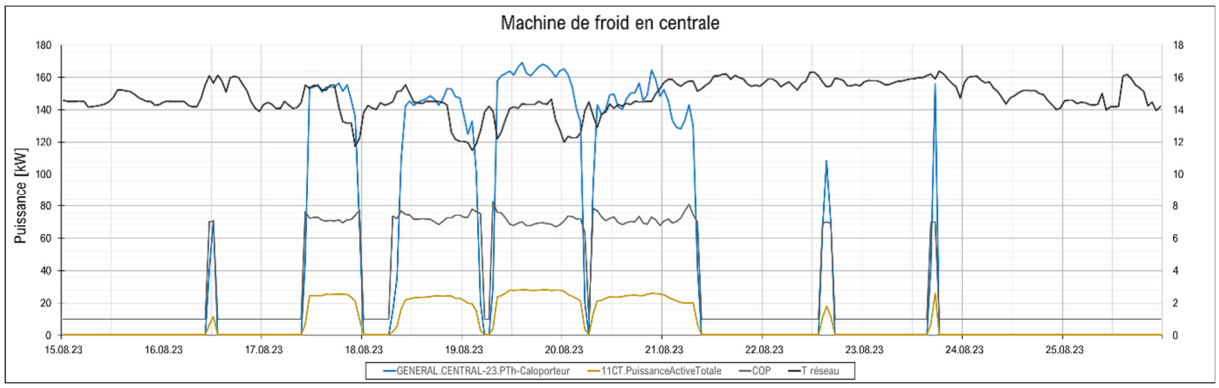


Figure 76: Evolution de la température du réseau et utilisation de la machine de froid en centrale pour la période du 15 au 26 août 2023. La température du réseau est légèrement influencée par l'utilisation de la machine de froid.

La Figure 77 montre que la température du réseau à tendance à diminuer en fonction de la puissance de la machine de froid.

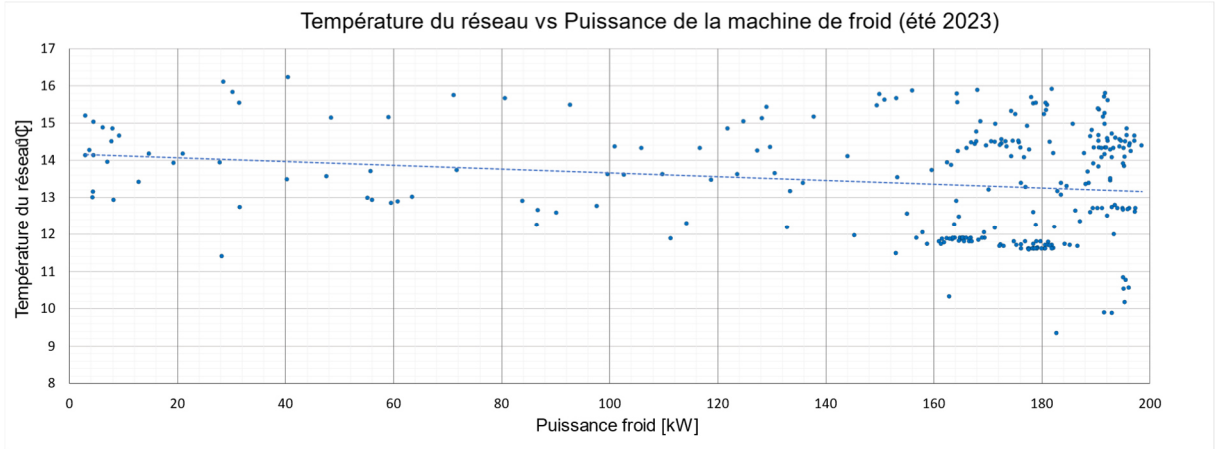


Figure 77: Représentation de la température mesurée du réseau CO_2 pour l'été 2023 en fonction de la puissance de la machine de froid

6 Synthèse des performances énergétique du démonstrateur

6.1 Récapitulatif des bilans énergétiques

Tableau 13: Bilan énergétique de production de **chaud** du démonstrateur par bâtiment et part couverte du bilan des besoins des bâtiments du Campus Energypolis selon les résultats du chapitre 4.1.1

	Bilan Chaud RCO2							
	B19		B21		B23		Total	
2022 juin	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 juillet	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 août	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 septembre	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 octobre	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2022 novembre	16 963 kWh	20%	4 804 kWh	43%	10 823 kWh	32%	32 590 kWh	25%
2022 décembre	76 549 kWh	54%	17 456 kWh	63%	56 223 kWh	58%	150 230 kWh	56%
2023 janvier	70 060 kWh	42%	28 703 kWh	83%	52 273 kWh	49%	151 037 kWh	49%
2023 février	40 885 kWh	46%	10 151 kWh	73%	22 216 kWh	35%	73 253 kWh	44%
2023 mars	42 510 kWh	68%	8 050 kWh	79%	20 678 kWh	52%	71 240 kWh	63%
2023 avril	29 575 kWh	86%	2 134 kWh	62%	10 517 kWh	56%	42 228 kWh	75%
2023 mai	802 kWh	20%	0 kWh	0%	33 kWh	5%	835 kWh	18%
2023 juin	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2023 juillet	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
2023 août	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%	0 kWh	0%
Total Hiver 22/23	**276 543 kWh**	**47,7%**	**71 297 kWh**	**70,9%**	**172 730 kWh**	**47,9%**	**520 571 kWh**	**50,0%**
Total Eté 2023	**802 kWh**	**19,9%**	**0 kWh**	**0,0%**	**33 kWh**	**5,3%**	**835 kWh**	**17,5%**
Total 1 année	**277 346 kWh**	**44,5%**	**71 297 kWh**	**70,4%**	**172 762 kWh**	**47,1%**	**521 406 kWh**	**47,8%**
Total déc-août	**260 382 kWh**	**52,2%**	**66 493 kWh**	**74,3%**	**161 940 kWh**	**49,4%**	**488 817 kWh**	**53,4%**

Tableau 14: Bilan énergétique de production de **froid** du démonstrateur par bâtiment et part couverte du bilan des besoins des bâtiments du Campus Energypolis, selon les résultats du chapitre 5.1.1

	Bilan Froid RCO2							
	B19		B21		B23		Total	
2022 juin	25 529 kWh	27%	27 kWh	0%	0 kWh	0%	25 556 kWh	14%
2022 juillet	56 396 kWh	46%	8 233 kWh	21%	465 kWh	1%	65 095 kWh	28%
2022 août	31 877 kWh	31%	18 229 kWh	59%	3 913 kWh	9%	54 020 kWh	30%
2022 septembre	20 603 kWh	54%	5 957 kWh	32%	1 139 kWh	7%	27 700 kWh	38%
2022 octobre	6 166 kWh	41%	560 kWh	4%	504 kWh	7%	7 229 kWh	20%
2022 novembre	6 kWh	0%	1 568 kWh	14%	3 kWh	0%	1 577 kWh	8%
2022 décembre	0 kWh	0%	7 520 kWh	75%	0 kWh	0%	7 520 kWh	46%
2023 janvier	16 kWh	0%	8 556 kWh	83%	0 kWh	0%	8 573 kWh	49%
2023 février	3 861 kWh	88%	7 339 kWh	75%	1 kWh	0%	11 203 kWh	70%
2023 mars	4 622 kWh	78%	9 599 kWh	82%	589 kWh	46%	14 812 kWh	78%
2023 avril	1 568 kWh	21%	4 344 kWh	39%	2 621 kWh	100%	8 534 kWh	42%
2023 mai	8 139 kWh	22%	8 456 kWh	81%	5 308 kWh	46%	21 904 kWh	38%
2023 juin	28 327 kWh	35%	10 509 kWh	45%	30 789 kWh	82%	69 626 kWh	49%
2023 juillet	45 712 kWh	52%	12 122 kWh	43%	31 198 kWh	77%	89 033 kWh	57%
2023 août	55 228 kWh	67%	17 205 kWh	60%	38 377 kWh	103%	110 811 kWh	75%
Total Hiver 22/23	**10 074 kWh**	**31,9%**	**38 925 kWh**	**60,5%**	**3 215 kWh**	**23,3%**	**52 214 kWh**	**47,9%**
Total Eté 2023	**137 406 kWh**	**47,6%**	**48 291 kWh**	**53,2%**	**105 673 kWh**	**83,6%**	**291 371 kWh**	**57,6%**
Total 1 année	**174 248 kWh**	**46,7%**	**93 733 kWh**	**49,9%**	**110 531 kWh**	**67,4%**	**378 512 kWh**	**52,2%**
Total déc-août	**147 474 kWh**	**46,9%**	**85 649 kWh**	**59,7%**	**108 885 kWh**	**79,0%**	**342 008 kWh**	**57,5%**

Tableau 15: Bilan énergétique de production de « **chaud + froid** » du démonstrateur par bâtiment et part couverte du bilan des besoins des bâtiments du Campus Energypolis (somme des productions de chaud et de froid)

	Bilan Chaud + Froid RCO2							
	B19		B21		B23		Total	
2022 juin	25 529 kWh	25%	27 kWh	0%	0 kWh	0%	25 556 kWh	13%
2022 juillet	56 396 kWh	45%	8 233 kWh	19%	465 kWh	1%	65 095 kWh	28%
2022 août	31 877 kWh	30%	18 229 kWh	59%	3 913 kWh	9%	54 020 kWh	30%
2022 septembre	20 603 kWh	38%	5 957 kWh	31%	1 139 kWh	6%	27 700 kWh	30%
2022 octobre	6 166 kWh	16%	560 kWh	4%	504 kWh	6%	7 229 kWh	12%
2022 novembre	16 969 kWh	19%	6 371 kWh	28%	10 826 kWh	30%	34 167 kWh	23%
2022 décembre	76 549 kWh	52%	24 976 kWh	67%	56 223 kWh	56%	157 750 kWh	55%
2023 janvier	70 076 kWh	41%	37 259 kWh	83%	52 274 kWh	47%	159 610 kWh	49%
2023 février	44 746 kWh	48%	17 489 kWh	74%	22 217 kWh	34%	84 455 kWh	46%
2023 mars	47 133 kWh	69%	17 649 kWh	81%	21 267 kWh	52%	86 052 kWh	65%
2023 avril	31 144 kWh	74%	6 478 kWh	45%	13 138 kWh	62%	50 762 kWh	66%
2023 mai	8 942 kWh	22%	8 456 kWh	81%	5 341 kWh	44%	22 739 kWh	36%
2023 juin	28 327 kWh	35%	10 509 kWh	45%	30 789 kWh	82%	69 626 kWh	49%
2023 juillet	45 712 kWh	52%	12 122 kWh	43%	31 198 kWh	77%	89 033 kWh	57%
2023 août	55 228 kWh	67%	17 205 kWh	60%	38 377 kWh	103%	110 812 kWh	75%
Total Hiver 22/23	**286 617 kWh**	**47%**	**110 222 kWh**	**67%**	**175 944 kWh**	**47%**	**572 785 kWh**	**50%**
Total Eté 2023	**138 208 kWh**	**47%**	**48 291 kWh**	**53%**	**105 706 kWh**	**83%**	**292 207 kWh**	**57%**
Total 1 année	**451 594 kWh**	**45%**	**165 030 kWh**	**57%**	**283 293 kWh**	**53%**	**899 919 kWh**	**50%**
Total déc-août	**407 856 kWh**	**50%**	**152 142 kWh**	**65%**	**270 824 kWh**	**58%**	**830 825 kWh**	**55%**

Tableau 16: Bilan d'**anergie** du démonstrateur par bâtiment et part couverte du bilan des besoins des bâtiments du Campus Energypolis, selon les résultats du chapitre 4.1.4

	Bilan d'anergie du réseau CO2							
	B19		B21		B23		Total RCO2	
2022 juin	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 juillet	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 août	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 septembre	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 octobre	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2022 novembre	1 kWh	0,0%	758 kWh	18,1%	0 kWh	0,0%	1 493 kWh	6,0%
2022 décembre	0 kWh	0,0%	2 609 kWh	15,2%	0 kWh	0,0%	7 438 kWh	6,4%
2023 janvier	14 kWh	0,0%	6 352 kWh	28,7%	0 kWh	0,0%	8 488 kWh	7,4%
2023 février	1 553 kWh	4,5%	2 718 kWh	23,0%	1 kWh	0,0%	8 384 kWh	14,3%
2023 mars	2 060 kWh	5,7%	2 035 kWh	15,2%	198 kWh	1,2%	8 810 kWh	14,4%
2023 avril	57 kWh	0,2%	259 kWh	4,6%	537 kWh	5,4%	2 195 kWh	5,6%
2023 mai	137 kWh	1,6%	0 kWh	0,0%	13 kWh	0,2%	359 kWh	1,6%
2023 juin	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2023 juillet	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
2023 août	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%	0 kWh	0,0%
Total Hiver 22/23	**3 684 kWh**	**1,63%**	**14 731 kWh**	**19,82%**	**736 kWh**	**0,55%**	**36 807 kWh**	**8,89%**
Total Eté 2023	**137 kWh**	**0,10%**	**0 kWh**	**0,00%**	**13 kWh**	**0,01%**	**359 kWh**	**0,12%**
Total sept22-août23	**3 821 kWh**	**0,98%**	**14 731 kWh**	**11,41%**	**749 kWh**	**0,31%**	**37 167 kWh**	**5,02%**
Total déc22-août23	**3 820 kWh**	**1,09%**	**13 974 kWh**	**11,80%**	**749 kWh**	**0,32%**	**35 674 kWh**	**5,24%**

Le Tableau 17 résume tous les bilans énergétiques de production, de distribution et de consommations pour les 3 bâtiments 19, 21 et 23 du Campus Energypolis, pour la période de référence de décembre 2022 à fin août 2023.

La première partie « **bâtiment** » synthétise les valeurs énergétiques pour les échanges entre les sous-stations du démonstrateur et les bâtiments existant du Campus Energypolis. Ci-dessous le descriptif des différentes colonnes.

Chaud/Froid_RCO2	:	Energie transmise de la sous-station vers le bâtiment
Chaud/Froid_CAMPUS	:	Energie totale consommée par le bâtiment
Elec_PAC	:	Energie électrique mesurée sur le compteur électrique de la PAC
Elec_SS	:	Energie électrique mesurée sur le compteur du tableau électrique de la sous-station concernée

La deuxième partie « **Réseau CO_2**» synthétise les valeurs énergétiques pour les échanges entre le réseau CO_2 et les sous-stations. Ci-dessous le descriptif des différentes colonnes.

Chaud/Froid_SS	:	Energie transmise du réseau CO_2 vers la sous-station (en cas de simultanéité de production de chaud et de froid dans la sous-station, seul le bilan des deux est pris sur le réseau CO_2)
Total_Sous-Station	:	Somme de l'énergie « chaud » et « froid » distribuée

Tableau 17 : Récapitulatif des bilans énergétiques de production et de consommation de chaud et de froid pour les 3 bâtiments du Campus Energypolis et pour le démonstrateur du réseau CO_2

	Bâtiments												Réseau CO2		
B19	Chaud_RCO2	Froid_RCO2	Total_RCO2	Elec_PAC	Elec_bat	Elec_Ppe_CO2ss	Elec_Boucle	Elec_Autre	Total RCO2	Elec_SS	Chaud_Campus	Froid_Campus	Total_Campus	Chaud_SS	Froid_SS	Total_Sous-Station
2022 décembre	76 549 kWh	0 kWh	76 549 kWh	15 947 kWh	681 kWh		961 kWh	1 307 kWh	18 215 kWh	18 897 kWh	142 861 kWh	3 628 kWh	146 489 kWh	60 667 kWh	0 kWh	60 667 kWh
2023 janvier	70 060 kWh	16 kWh	70 076 kWh	14 592 kWh	226 kWh		653 kWh	1 352 kWh	16 597 kWh	16 822 kWh	166 056 kWh	4 368 kWh	170 424 kWh	55 529 kWh	2 kWh	55 531 kWh
2023 février	40 885 kWh	3 861 kWh	44 746 kWh	8 592 kWh	35 kWh		309 kWh	831 kWh	9 733 kWh	9 767 kWh	88 823 kWh	4 394 kWh	93 217 kWh	30 798 kWh	2 308 kWh	33 106 kWh
2023 mars	42 510 kWh	4 622 kWh	47 133 kWh	8 787 kWh	45 kWh	580 kWh	322 kWh	285 kWh	9 974 kWh	10 019 kWh	62 367 kWh	5 941 kWh	68 308 kWh	31 729 kWh	2 563 kWh	34 292 kWh
2023 avril	29 575 kWh	1 568 kWh	31 144 kWh	6 089 kWh	20 kWh	442 kWh	204 kWh	210 kWh	6 944 kWh	6 964 kWh	34 571 kWh	7 435 kWh	42 006 kWh	23 518 kWh	1 512 kWh	25 030 kWh
2023 mai	802 kWh	8 139 kWh	8 942 kWh	328 kWh	21 kWh	35 kWh	26 kWh	42 kWh	431 kWh	452 kWh	3 915 kWh	36 206 kWh	40 121 kWh	483 kWh	8 003 kWh	8 485 kWh
2023 juin	0 kWh	28 327 kWh	28 327 kWh	144 kWh	106 kWh	22 kWh	22 kWh	29 kWh	217 kWh	324 kWh	0 kWh	81 921 kWh	81 921 kWh	0 kWh	28 327 kWh	28 327 kWh
2023 juillet	0 kWh	45 712 kWh	45 712 kWh	149 kWh	100 kWh	0 kWh	23 kWh	32 kWh	204 kWh	304 kWh	0 kWh	88 224 kWh	88 224 kWh	0 kWh	45 712 kWh	45 712 kWh
2023 août	0 kWh	55 228 kWh	55 228 kWh	149 kWh	191 kWh	2 kWh	23 kWh	37 kWh	211 kWh	402 kWh	122 kWh	82 043 kWh	82 165 kWh	0 kWh	55 228 kWh	55 228 kWh
Total déc-août	**260 382 kWh**	**147 474 kWh**	**407 856 kWh**	**54 777 kWh**	**1 425 kWh**	**1 081 kWh**	**2 542 kWh**	**4 126 kWh**	**62 526 kWh**	**63 951 kWh**	**498 715 kWh**	**314 161 kWh**	**812 876 kWh**	**202 724 kWh**	**143 653 kWh**	**346 377 kWh**

	Bâtiments											Réseau CO2		
B21	Chaud_RCO2	Froid_RCO2	Total_RCO2	Elec_PAC	Elec_bat	Elec_Ppe_CO2ss	Elec_Autre	Total RCO2	Elec_SS	Chaud_Campus	Froid_Campus	Total_Campus	Chaud_SS	Froid_SS	Total_Sous-Station
2022 décembre	17 456 kWh	7 520 kWh	24 976 kWh	5 421 kWh	63 kWh		491 kWh	5 912 kWh	5 976 kWh	27 525 kWh	10 024 kWh	37 549 kWh	9 597 kWh	4 910 kWh	14 508 kWh
2023 janvier	28 703 kWh	8 556 kWh	37 259 kWh	8 869 kWh	49 kWh		811 kWh	9 679 kWh	9 728 kWh	34 411 kWh	10 356 kWh	44 767 kWh	13 608 kWh	2 204 kWh	15 811 kWh
2023 février	10 151 kWh	7 339 kWh	17 489 kWh	3 063 kWh	30 kWh		326 kWh	3 389 kWh	3 419 kWh	13 953 kWh	9 734 kWh	23 687 kWh	4 501 kWh	4 620 kWh	9 122 kWh
2023 mars	8 050 kWh	9 599 kWh	17 649 kWh	2 378 kWh	39 kWh	145 kWh	162 kWh	2 685 kWh	2 725 kWh	10 128 kWh	11 747 kWh	21 875 kWh	3 804 kWh	7 564 kWh	11 369 kWh
2023 avril	2 134 kWh	4 344 kWh	6 478 kWh	823 kWh	17 kWh	51 kWh	123 kWh	996 kWh	1 013 kWh	3 418 kWh	11 013 kWh	14 431 kWh	1 251 kWh	4 085 kWh	5 336 kWh
2023 mai	0 kWh	8 456 kWh	8 456 kWh	224 kWh	18 kWh	0 kWh	131 kWh	355 kWh	373 kWh	106 kWh	10 387 kWh	10 493 kWh	0 kWh	8 456 kWh	8 456 kWh
2023 juin	0 kWh	10 509 kWh	10 509 kWh	216 kWh	25 kWh	0 kWh	126 kWh	343 kWh	367 kWh	0 kWh	23 454 kWh	23 454 kWh	0 kWh	10 509 kWh	10 509 kWh
2023 juillet	0 kWh	12 122 kWh	12 122 kWh	224 kWh	49 kWh	0 kWh	136 kWh	360 kWh	409 kWh	0 kWh	28 424 kWh	28 424 kWh	0 kWh	12 122 kWh	12 122 kWh
2023 août	0 kWh	17 205 kWh	17 205 kWh	225 kWh	78 kWh	0 kWh	139 kWh	365 kWh	443 kWh	0 kWh	28 443 kWh	28 443 kWh	0 kWh	17 205 kWh	17 205 kWh
Total déc-août	**66 493 kWh**	**85 649 kWh**	**152 142 kWh**	**21 442 kWh**	**368 kWh**	**196 kWh**	**2 445 kWh**	**24 084 kWh**	**24 451 kWh**	**89 541 kWh**	**143 581 kWh**	**233 122 kWh**	**32 762 kWh**	**71 675 kWh**	**104 437 kWh**

	Bâtiments											Réseau CO2		
B23	Chaud_RCO2	Froid_RCO2	Total_RCO2	Elec_PAC	Elec_bat	Elec_Ppe_CO2ss	Elec_Autre	Total RCO2	Elec_SS	Chaud_Campus	Froid_Campus	Total_Campus	Chaud_SS	Froid_SS	Total_Sous-Station
2022 décembre	56 223 kWh	0 kWh	56 223 kWh	13 523 kWh	192 kWh		1 650 kWh	15 789 kWh	15 982 kWh	97 566 kWh	2 874 kWh	100 440 kWh	42 752 kWh	0 kWh	42 752 kWh
2023 janvier	52 273 kWh	0 kWh	52 274 kWh	12 645 kWh	214 kWh		1 696 kWh	15 213 kWh	15 427 kWh	107 285 kWh	2 876 kWh	110 161 kWh	39 702 kWh	0 kWh	39 702 kWh
2023 février	22 216 kWh	1 kWh	22 217 kWh	6 081 kWh	45 kWh		1 106 kWh	7 614 kWh	7 660 kWh	63 511 kWh	1 794 kWh	65 304 kWh	16 348 kWh	0 kWh	16 348 kWh
2023 mars	20 678 kWh	589 kWh	21 267 kWh	5 157 kWh	47 kWh	331 kWh	735 kWh	6 832 kWh	6 879 kWh	39 974 kWh	1 290 kWh	41 264 kWh	15 449 kWh	391 kWh	15 840 kWh
2023 avril	10 517 kWh	2 621 kWh	13 138 kWh	2 827 kWh	15 kWh	242 kWh	655 kWh	4 280 kWh	4 295 kWh	18 661 kWh	2 621 kWh	21 282 kWh	7 310 kWh	2 085 kWh	9 395 kWh
2023 mai	0 kWh	5 308 kWh	5 308 kWh	233 kWh	17 kWh	1 kWh	729 kWh	1 588 kWh	1 605 kWh	605 kWh	11 479 kWh	12 084 kWh	0 kWh	5 308 kWh	5 308 kWh
2023 juin	0 kWh	30 789 kWh	30 789 kWh	216 kWh	101 kWh	0 kWh	572 kWh	4 363 kWh	4 464 kWh	0 kWh	37 601 kWh	37 601 kWh	0 kWh	30 789 kWh	30 789 kWh
2023 juillet	0 kWh	31 198 kWh	31 198 kWh	223 kWh	95 kWh	0 kWh	645 kWh	4 586 kWh	4 680 kWh	0 kWh	40 266 kWh	40 266 kWh	0 kWh	31 198 kWh	31 198 kWh
2023 août	0 kWh	38 377 kWh	38 377 kWh	223 kWh	183 kWh	0 kWh	368 kWh	5 151 kWh	5 334 kWh	13 kWh	37 109 kWh	37 122 kWh	0 kWh	38 377 kWh	38 377 kWh
Total déc-août	**161 907 kWh**	**108 885 kWh**	**270 792 kWh**	**41 129 kWh**	**910 kWh**	**574 kWh**	**8 156 kWh**	**65 416 kWh**	**66 326 kWh**	**327 615 kWh**	**137 909 kWh**	**465 524 kWh**	**121 562 kWh**	**108 149 kWh**	**229 711 kWh**

	Bâtiments												Réseau CO2		
CAMPUS	Chaud_RCO2	Froid_RCO2	Total_RCO2	Elec_PAC	Elec_bat	Elec_Ppe_CO2ctl	Elec_Ppe_H2Octl	Elec_Autre	Total RCO2	Elec_SS	Chaud_Campus	Froid_Campus	Total_Campus	Chaud_FAD	Froid_FAD	Total_FAD
2022 décembre	150 228 kWh	7 520 kWh	157 748 kWh	34 891 kWh	937 kWh		119 kWh	3 449 kWh	39 917 kWh	40 854 kWh	267 952 kWh	16 525 kWh	284 478 kWh	107 931 kWh	81 kWh	108 012 kWh
2023 janvier	151 036 kWh	8 572 kWh	159 608 kWh	36 106 kWh	488 kWh		841 kWh	3 860 kWh	41 489 kWh	41 977 kWh	307 753 kWh	17 600 kWh	325 352 kWh	106 571 kWh	84 kWh	106 656 kWh
2023 février	73 252 kWh	11 201 kWh	84 453 kWh	17 736 kWh	110 kWh		322 kWh	2 263 kWh	20 736 kWh	20 846 kWh	166 286 kWh	15 922 kWh	182 208 kWh	47 396 kWh	2 817 kWh	50 213 kWh
2023 mars	71 238 kWh	14 811 kWh	86 049 kWh	16 322 kWh	131 kWh	427 kWh	124 kWh	1 182 kWh	19 491 kWh	19 622 kWh	112 468 kWh	18 978 kWh	131 446 kWh	46 310 kWh	6 001 kWh	52 312 kWh
2023 avril	42 226 kWh	8 534 kWh	50 760 kWh	9 738 kWh	52 kWh	464 kWh	35 kWh	988 kWh	12 220 kWh	12 272 kWh	56 650 kWh	20 490 kWh	77 140 kWh	30 602 kWh	6 338 kWh	36 940 kWh
2023 mai	802 kWh	21 903 kWh	22 705 kWh	785 kWh	56 kWh	537 kWh	20 kWh	902 kWh	2 373 kWh	2 429 kWh	4 626 kWh	58 072 kWh	62 698 kWh	271 kWh	21 564 kWh	21 836 kWh
2023 juin	0 kWh	69 625 kWh	69 625 kWh	576 kWh	232 kWh	673 kWh	615 kWh	727 kWh	4 923 kWh	5 155 kWh	0 kWh	142 976 kWh	142 976 kWh	0 kWh	69 625 kWh	69 625 kWh
2023 juillet	0 kWh	89 032 kWh	89 032 kWh	596 kWh	244 kWh	1 261 kWh	772 kWh	813 kWh	5 149 kWh	5 393 kWh	0 kWh	156 914 kWh	156 914 kWh	0 kWh	89 032 kWh	89 032 kWh
2023 août	0 kWh	110 810 kWh	110 810 kWh	597 kWh	453 kWh	1 220 kWh	992 kWh	545 kWh	5 727 kWh	6 179 kWh	135 kWh	147 595 kWh	147 730 kWh	0 kWh	110 810 kWh	110 810 kWh
Total déc-août	**488 783 kWh**	**342 007 kWh**	**830 790 kWh**	**117 348 kWh**	**2 703 kWh**	**4 582 kWh**	**3 841 kWh**	**14 727 kWh**	**152 025 kWh**	**154 728 kWh**	**915 871 kWh**	**595 072 kWh**	**1 510 943 kWh**	**339 082 kWh**	**306 353 kWh**	**645 436 kWh**

6.2 Récapitulatif des performances du réseau CO2

6.2.1 Approvisionnement en chaud

1. $COP_{PAC} = \frac{P_{th\_Chaud}}{P_{élecPAC}}$
2. $COP_{Ch\_SS} = \frac{P_{th\_Chaud}}{P_{élecPAC}+P_{pompeCO2}+P_{autre}}$
3. $COP_{Ch+A\_SS} = \frac{P_{th\_Chaud}+P_{th\_Froid}}{P_{élecPAC}+P_{pompeCO2}+P_{autre}}$
4. $COP_{Ch+A\_RCO2} = \frac{P_{th\_Chaud}+P_{th\_Froid}}{P_{totSS}-P_{sec}}$

Tableau 18: Coefficients de performance pour l'approvisionnement en chaud du démonstrateur selon les résultats du chapitre 4.1.2

	COP PAC				COP Ch_SS				COP Ch+A_SS				COP Ch+A_RCO2
	B19	B21	B23	Total	B19	B21	B23	Total	B19	B21	B23	Total	Total
2022 décembre	4,8	3,5	4,0	4,3	4,2	3,0	3,6	3,8	4,2	3,7	3,6	4,0	4,0
2023 janvier	4,9	3,4	4,2	4,3	4,4	3,0	3,7	3,8	4,4	3,9	3,7	4,0	3,9
2023 février	4,8	3,4	3,9	4,1	4,2	3,1	3,3	3,6	4,4	4,3	3,3	4,2	4,1
2023 mars	4,9	3,4	4,1	4,4	4,3	3,1	3,5	3,8	4,6	4,3	3,6	4,5	4,4
2023 avril	4,9	3,1	3,9	4,4	4,3	2,8	3,2	3,8	4,3	3,4	3,5	4,1	3,9
2023 mai	4,5			4,2	4,0			3,4	4,5			4,9	4,6
Total Hiver 22/23	4,86	3,41	4,05	4,29	4,30	3,04	3,56	3,76	4,38	3,94	3,59	4,12	4,04

6.2.2 Approvisionnement en froid

1. $COP_{Fr\_ppeCO2} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}}$
2. $COP_{Fr\_ppeCO2+MF} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{MF}}$
3. $COP_{Fr\_ppeCO2+bcle} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{ppH2O\_C23}}$
4. $COP_{Fr\_ppeCO2+bcle+MF+Autre} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{ppeCO2\_C23}+P_{ppH2O\_C23}+P_{MF}+P_{autre}}$
5. $COP_{Fr\_RCO2} = \frac{P_{th\_Froid}}{P_{totSS}-P_{sec}}$

Tableau 19: Coefficients de performance pour l'approvisionnement en froid du démonstrateur selon les résultats du chapitre 5.1.2

	COP mensuel du Réseau CO2 en saison chaude				
	COP Fr_PpeCO2	COP Fr PpeCO2+MF	COP Fr PpeCO2+Boucle	COP Fr PpeCO2+boucle +MF+Autre	COP Fr RCO2
2023 mars	24,5	24,5	24,5	10,4	6,9
2023 avril	28,5	28,5	28,1	11,8	8,4
2023 mai	38,9	38,8	37,0	16,8	12,2
2023 juin	100,8	76,0	54,9	29,6	23,7
2023 juillet	67,3	59,6	43,5	27,8	23,1
2023 août	85,7	55,8	46,5	28,3	23,9
Total Eté 23	80,23	60,53	46,89	27,62	22,72

6.2.3 Approvisionnement en chaud et en froid

La performance globale du démonstateur d'un réseau anergie au CO_2 de Sion peut être évaluée selon la formule suivante :

$$\text{COP } chaud+froid\_RCO2 \quad : \quad COP_{Ch+Fr\_RCO2} = \frac{P_{th\_Chaud}+P_{th\_Froid}}{P_{totSS}-P_{sec}}$$

P_{th_Chaud} : Puissance thermique « chaud » fournie par le réseau CO_2

P_{th_Froid} : Puissance thermique « froid » fournie par le réseau CO_2

P_{totSS} : Puissance électrique mesurée sur l'alimentation du tableau électrique du local (somme des mesures des 3 tableaux des sous-stations)

P_{sec} : Puissance électrique des pompes au secondaire des échangeurs avec les bâtiments (somme des pompes des 3 sous-stations)

Les résultats mensuels calculés avec cette formule pour le démonstrateur de Sion sont présentés dans le Tableau 20 pour la période significative de décembre 2022 à fin août 2023:

Tableau 20: Coefficients de performance globale du démonstrateur d'un réseau d'anergie au CO_2 pour l'approvisionnement en chaud et en froid des bâtiments du Campus Energypolis

	COP Ch+Fr_RCO2
	Total
2022 décembre	4,0
2023 janvier	3,9
2023 février	8,2
2023 mars	5,4
2023 avril	5,7
2023 mai	12,0
2023 juin	23,4
2023 juillet	23,1
2023 août	23,9
Total déc-août	**11,20**

7 Gestion avancée

Les travaux associés à la gestion avancée des installations se décomposent selon trois axes :

- La mise à profit de l'effet anergie ;
- La gestion de l'opération des PAC afin de maximiser l'autoconsommation de production photovoltaïque locale ;
- L'approvisionnement thermique autonome du site.

Par soucis de cohérence, les contributions apportées à la mise à profit de l'effet anergie ont été présentées dans la section 4.1.4. Les autres thématiques sont décrites dans les deux sections suivantes. Tout d'abord, la gestion des pompes à chaleur mise en place durant le projet est présentée, et un accent particulier est mis sur la manière dont cette gestion spécifique peut être mise à profit afin de maximiser l'autoconsommation de production photovoltaïque. Ensuite, les résultats obtenus par l'application d'un algorithme de « Deep Reinforcement Learning » sur les installations d'un bâtiment du Campus Energypolis seront étudiés. L'application de cet algorithme a pour but de réduire la consommation des bâtiments et donc d'augmenter la part de production de chaud / froid fournie par le réseau CO_2, contribuant ainsi à un approvisionnement thermique autonome du site.

7.1 Gestion des pompes à chaleur afin d'augmenter l'autoconsommation de production photovoltaïque locale

7.1.1 Introduction

L'augmentation de l'autoconsommation PV au moyen de la gestion de l'opération des pompes à chaleur repose sur deux points fondamentaux : la flexibilité de la demande thermique des bâtiments du campus Energypolis et la contrôlabilité des PAC. En effet, si les besoins des bâtiments sont tels que les pompes à chaleur ne peuvent être momentanément arrêtées sans engendrer une réduction de la température intérieure en-dessous des limites de confort acceptables, l'autoconsommation ne peut être améliorée. De manière similaire, l'amélioration de l'autoconsommation PV est limitée si un contrôle efficace des pompes à chaleur s'avère impossible. Par la configuration des bâtiments de la HES-SO Valais, un accent particulier a été mis sur ce deuxième point. En effet, la flexibilité de la demande des bâtiments du campus n'a pas été étudiée en détails car celle-ci est assurée par le fait que :

1) Les bâtiments possèdent des dalles actives en béton et possèdent donc une forte capacité thermique,
2) Les besoins thermiques des bâtiments seront dans tous les cas couverts par les réseaux FAD et CAD existants, dans les cas où les températures de confort ne seraient plus respectées.

Cette section aborde donc uniquement les aspects liés à la gestion de l'opération des PAC selon plusieurs thématiques : paramètres de contrôle des PAC, architecture de communication avec les PAC et résultats de tests de contrôle.

7.1.2 Paramètres de contrôle des pompes à chaleur

La plupart des interfaces de pompes à chaleur standard ne permettent de définir que la courbe de chauffe de la PAC, liant ainsi la température de départ à la température extérieure. Afin d'optimiser les possibilités de contrôle, la régulation mise en place par Zéro-C définit deux modes différents, le mode

local et le mode externe. Le mode local correspond au mode de contrôle « standard » des pompes à chaleur, alors que le mode « externe » est un mode de contrôle développé spécifiquement afin de permettre un contrôle plus fin des pompes à chaleur. Ce mode permet de contrôler trois variables différentes : la température de départ des pompes à chaleur, la puissance thermique fournie et la puissance électrique consommée. La combinaison de ces variables de contrôle mène à 5 modes de fonctionnement différents, présentés dans le Tableau 21. La définition de ces modes de fonctionnement a pour but de permettre un contrôle avancé des pompes à chaleur. Cependant, certaines restrictions internes demeurent afin de préserver l'intégrité du système. Ces restrictions prennent par exemple la forme d'anti court-cycles imposant un temps d'arrêt avant le redémarrage de la pompe à chaleur ou de PID limitant l'augmentation de la vitesse des compresseurs. Par soucis de simplicité, ces limitations ainsi que certaines spécificités liées aux différentes pompes à chaleur (PAC avec 1-2 compresseurs, présence/absence de variateur de vitesse sur les compresseurs, etc.) ne sont pas mentionnées ici. Dans le contexte d'augmentation de l'autoconsommation PV, le mode 3, donc le contrôle de la puissance électrique, est principalement utilisé.

Tableau 21 : Description des modes de fonctionnement (mode externe) et des variables de contrôle associées. Pth représente la puissance thermique fournie par la PAC, Pel la puissance électrique consommée par le/les compresseur(s) de la PAC et $T_{départ}$ la température

Mode de fonctionnement	Variable de contrôle 1	Variable de contrôle 2
Mode 1	P_{el} [kW]	$T_{départ}$ [°C]
Mode 2	P_{th} [kW]	$T_{départ}$ [°C]
Mode 3	P_{el} [kW]	-
Mode 4	P_{th} [kW]	-
Mode 5	$T_{départ}$ [°C]	-

7.1.3 Architecture de communication

La supervision du réseau CO_2 permet un échange d'information facilité avec les pompes à chaleur. En effet, la supervision permet un interfaçage via Modbus TCP, et redirige ensuite les informations vers les différentes PAC. Même si un contrôle direct paraît être la solution la plus simple, les bâtiments de la HES-SO Valais abritent déjà différents systèmes énergétiques ; le contrôle en mode externe des PAC a donc été intégré de manière à permettre une gestion centralisée des installations du campus. Un schéma de l'infrastructure de communication est présenté dans la Figure 78. Une gestion centralisée (en réalité un ensemble de scripts codés en Python) communique avec les différentes supervisions en présence : la supervision des bâtiments du campus (via Bacnet), la supervision des panneaux photovoltaïques (via Rest API) et la supervision d'autres installations du campus (pour le moment uniquement la supervision des batteries via Rest API). Cette architecture permet non seulement d'envoyer des consignes aux différentes installations, mais également de récupérer, de manière centralisée, différents points de mesure. Etant donné que la gestion centralisée communique avec des supervisions et non pas avec les installations directement, certaines limitations et priorités peuvent être intégrées de manière à préserver l'intégrité des différents systèmes. De même, cette architecture permet par exemple d'envoyer des consignes aux pompes à chaleur depuis différentes plateformes ; soit depuis la gestion centralisée, soit depuis la supervision bâtiment, facilitant ainsi le contrôle pour des utilisateurs non habitués à un environnement de programmation.

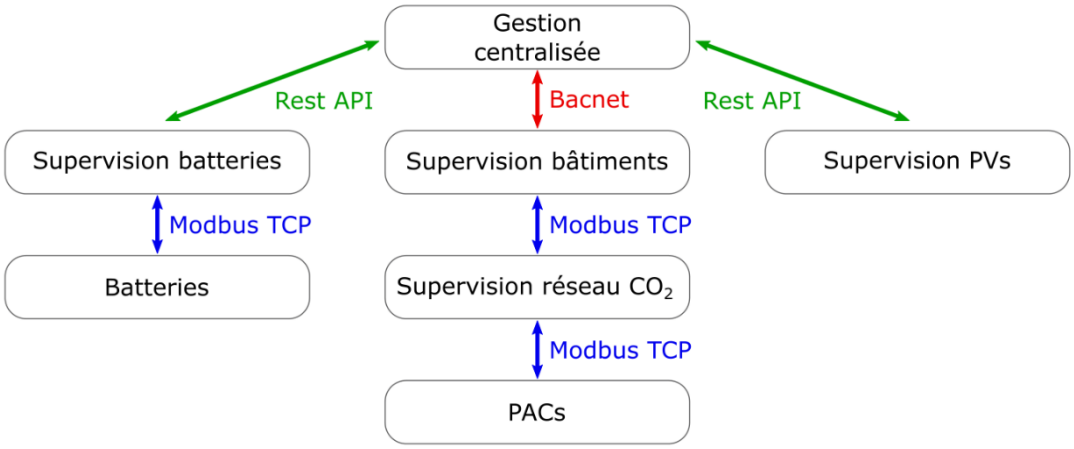


Figure 78 : Schématique de l'architecture de communication

Concernant le contrôle des pompes à chaleur du réseau CO_2 en mode externe, plusieurs critères doivent être remplis afin que des consignes puissent être transmises et suivies. Tout d'abord, le mode externe doit être enclenché manuellement depuis la supervision du réseau CO_2, afin de garantir qu'aucun algorithme ou fausse manipulation n'ait engendré le changement de mode. Le basculement en mode externe est spécifique à chaque PAC, ce qui signifie que certaines pompes à chaleur peuvent fonctionner en mode local alors que d'autres fonctionnent en mode externe. Ce basculement se déroule en trois étapes, à effectuer « manuellement » via la supervision du réseau CO_2 : arrêt de la pompe à chaleur, changement de mode et allumage manuel de la pompe à chaleur. D'une fois que ces étapes sont effectuées, la pompe à chaleur reçoit instantanément les valeurs de consignes envoyées en mode externe, soit par la supervision des bâtiments, soit par la gestion centralisée. Deuxième critère à remplir pour pouvoir contrôler efficacement les PAC du réseau CO_2 : le bâtiment doit être en demande de chaud. Ceci permet de garantir que les PAC ne soient pas enclenchées inutilement, par exemple lors d'une période estivale ne nécessitant pas de chauffage / ECS.

7.1.4 Tests de contrôle et résultats

Afin de comprendre le comportement des différentes pompes à chaleur, plusieurs tests de fonctionnement ont été effectués, et certaines valeurs de PID ont été calibrées de manière à améliorer la réponse des PAC. Deux exemples pour les PAC des bâtiments 19 et 23 sont fournies dans la Figure 79, la Figure 80 respectivement. Dans les deux cas, le test consiste à moduler la puissance électrique de la PAC de manière à suivre le profil de puissance suivant : 0% - 50% - 100% - 50% - 0%, en pourcentage de la puissance électrique maximale. La pompe à chaleur est maintenue à la puissance désirée jusqu'à ce que sa consommation soit stable, avant de passer à la consigne de puissance suivante. La PAC du bâtiment 19 possède deux compresseurs sans variateur de vitesse ; la régulation de la puissance électrique se fait donc simplement par démarrage / arrêt de chaque compresseur. Même si cela limite passablement les possibilités de contrôle, cette pompe à chaleur s'avère être la plus réactive à une consigne de puissance électrique. En effet, le test présenté dans la Figure 79 montre que le démarrage du premier compresseur est sujet à un délai, mais qu'ensuite la puissance électrique atteint quasiment instantanément sa consigne. Pour l'allumage du 2ème compresseur, le délai n'est plus visible et la pompe à chaleur réagit parfaitement à la consigne qui lui est transmise. En ce qui concerne les arrêts des compresseurs, ceux-ci se font instantanément. Le contrôle de la pompe à chaleur du bâtiment 23 (identique à celle du bâtiment 21) s'avère bien différent. En effet, le compresseur de cette

PAC intègre un variateur de vitesse, ce qui permet une modulation plus fine de la puissance. Néanmoins, il apparaît lors des tests performés que la modulation de sa puissance se fait extrêmement lentement. Pour le test présenté dans la Figure 80, la PAC requiert environ 10 minutes afin d'atteindre le 50% de sa puissance, et presque 20 minutes avant d'atteindre un profil stable. Le passage du 50% au 100% de la puissance se fait en un temps similaire. De même, la diminution de 100% à 50% de la puissance consommée se fait relativement lentement, environ 5 minutes, alors que le passage de 50% à 0% est instantané (arrêt de la PAC).

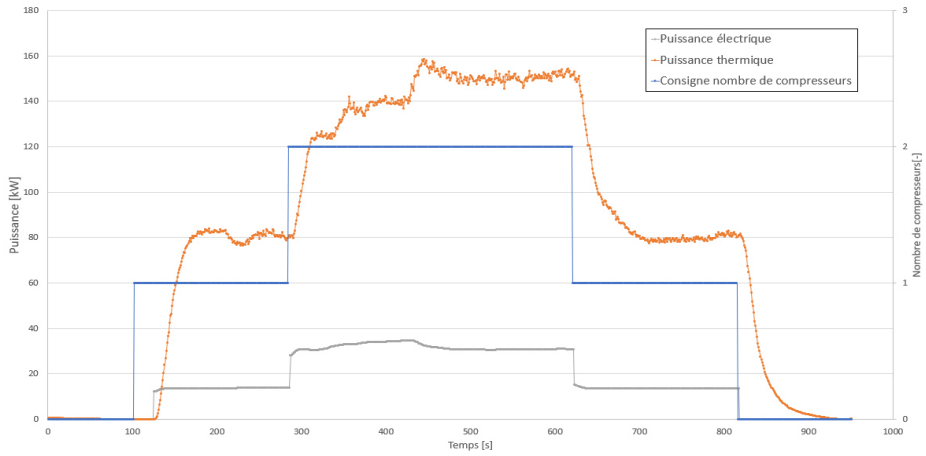


Figure 79 : Test de contrôle de la PAC du bâtiment 19, avec une consigne de puissance électrique suivant un profil à 0%-50%-100%-50%-0% de la puissance électrique maximale

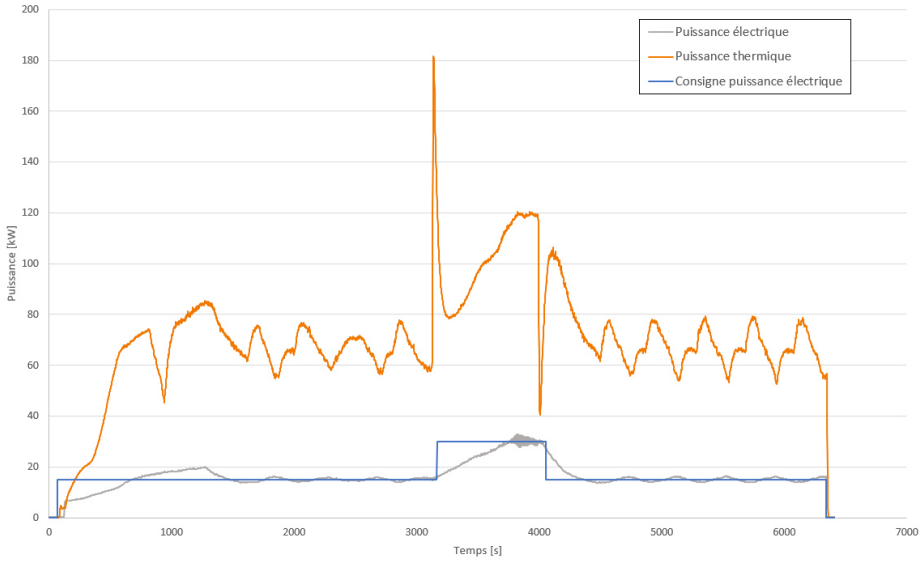


Figure 80 : Test de contrôle de la PAC du bâtiment 23, avec une consigne de puissance électrique suivant un profil à 0%-50%-100%-50%-0% de la puissance électrique maximale

Afin de maximiser l'autoconsommation PV, une prédiction de la production photovoltaïque est mise en place. Celle-ci est simplement basée sur des prédictions de rayonnement diffus et direct pour la ville de

Sion, ainsi que sur des paramètres généraux associés aux panneaux solaires (surface, orientation, inclinaison, rendement). Cette prédiction permet, combinée au contrôle des pompes à chaleur préalablement établi, de prévoir une activation des pompes à chaleur à un moment opportun (nombre de PAC à activer et puissance d'activation), dans ce cas lorsque la production photovoltaïque est maximale. Un exemple de résultat pour la pompe à chaleur du bâtiment 23 est présenté dans la Figure 81. Il peut être observé que la prédiction de production est relativement bonne, du moins en termes de temporalité ; le moment de production PV maximum peut être estimé avec précision. De plus, la courbe de couleur gris montre que la pompe à chaleur a été activée à un moment adéquat, vers 14h, prouvant la capacité à contrôler les PAC pour faire de l'autoconsommation PV. En somme, cette figure montre que la prédiction de production PV est relativement fiable, que les pompes à chaleur peuvent être enclenchées à l'instant voulu, que leurs comportements pour des consignes spécifiques est connu et peut être prédit, le tout résultant à un enclenchement des PAC adéquat. Il faut cependant noter que le cas présentement étudié n'est pas très exigeant car la période de production photovoltaïque est relativement longue, et la consommation électrique de la pompe à chaleur est faible en comparaison de la production disponible. Il est donc aisé d'enclencher les pompes à chaleur de manière à autoconsommer du PV. Un cas d'étude visant à contrôler les PAC lors d'une journée présentant une production PV plus momentanée et de même ordre de grandeur en termes de puissance que la consommation de la PAC représenterait un meilleur défi ; ceci n'a malheureusement pas pu être testé dans le cadre de ce projet.

Quelques réflexions additionnelles peuvent être apportées à ces résultats. Premièrement, ceux-ci incluent la production solaire et la consommation des pompes à chaleur uniquement, alors que les consommations électriques des bâtiments du campus ne sont pas incluses. En effet, lors de la rédaction de la requête de financement du projet, les bâtiments du campus n'étaient pas encore construits. Or, il s'avère que les mesures effectuées sur l'ensemble des installations des bâtiments de la HES-SO Valais montrent que la consommation électrique dépasse en permanence la production photovoltaïque, rendant la notion d'optimisation de l'autoconsommation PV sur le campus relativement caduc. Deuxièmement, les mesures d'autoconsommation mises en place ici sont relativement limitées car seule la prochaine heure est considérée lors du calcul de la consigne à transmettre. En résumé, cela signifie qu'à une heure donnée l'algorithme de contrôle ne peut qu'effectuer les actions suivantes :

- Estimation de la production photovoltaïque pour la prochaine heure
- Analyse de l'état actuel des pompes à chaleur (puissance électrique consommée)
- Analyse des pompes à chaleur activables pour la prochaine heure (somme des puissances)
- Envoi de consignes

L'algorithme ne tient donc pour le moment pas compte de la production photovoltaïque et des besoins thermiques requis sur l'ensemble de la journée. La prise en compte de ces aspects requerrait un modèle complexe du bâtiment et des infrastructures thermiques qu'il serait difficile de calibrer. Un élément de réponse à cette question est présenté dans la deuxième section de ce chapitre, où un algorithme de « Deep Reinforcement Learning » est présenté. Le but de celui-ci est de définir des consignes optimales pour une réduction de la consommation des bâtiments. Une approche similaire pourrait certainement être entreprise afin de définir les consignes optimales pour le contrôle des pompes à chaleur.

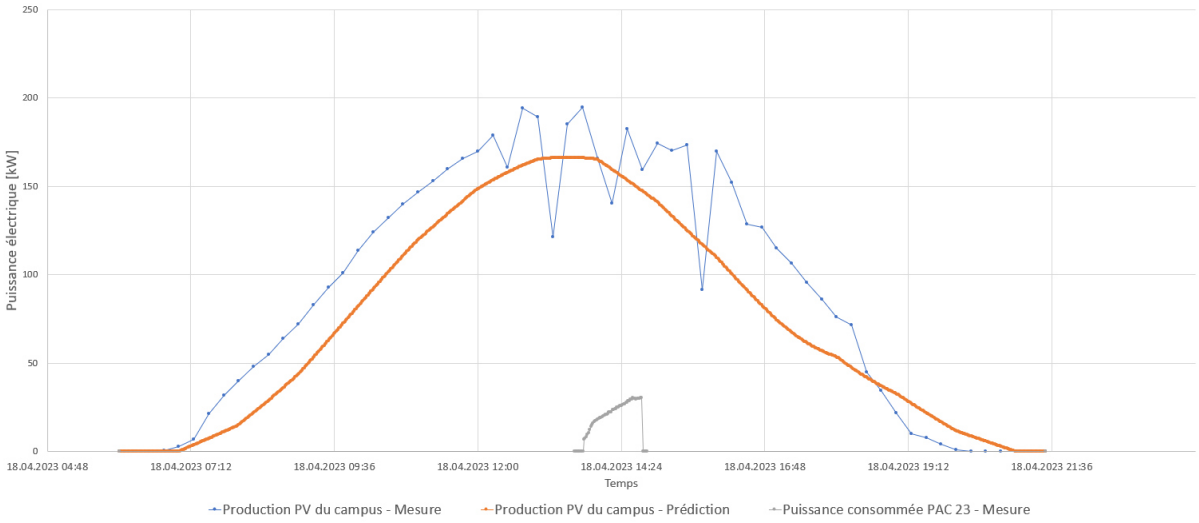


Figure 81 : Prédiction de production PV, valeurs de production mesurées et consommation électrique de la PAC du bâtiment 23

7.1.5 Conclusions

L'infrastructure de contrôle (architecture de communication, modes de fonctionnement et paramètres de contrôle) mise en place durant le projet permet un contrôle efficace des pompes à chaleur. Les tests réalisés pour le moment ont permis d'établir des comportements « typiques » des pompes à chaleur pour des enclenchements / arrêts spécifiques, permettant ainsi de prédire leur consommation. De plus, les travaux effectués dans le cadre du projet ont montré que l'infrastructure de contrôle, combinée à une prévision relativement simple de la production photovoltaïque, permet d'enclencher les PAC à des moments propices afin d'augmenter l'autoconsommation photovoltaïque.

Les développements effectués dans ce projet permettront par le futur de tester plus en détails diverses méthodes de contrôle avancée. En l'état actuel, les axes de recherche suivants ont été identifiés :

- Analyse plus détaillée du comportement des pompes à chaleur pour les différents modes de fonctionnement ;
- Mise en place d'une gestion des pompes à chaleur « permanente » permettant d'augmenter l'autoconsommation PV ou du moins de lisser la courbe de charge électrique des bâtiments ;
- Développement d'une stratégie permettant de d'optimiser simultanément l'autoconsommation PV et l'autonomie d'approvisionnement thermique des bâtiments.

7.2 Deep Reinforcement Learning » pour un approvisionnement thermique autonome du site[4]

7.2.1 Introduction

Dans sa configuration actuelle, les consignes communiquées par la supervision des bâtiments du campus sont déterminées sur la base de mesures (température extérieure, irradiation) et de valeurs prédéterminées (horaires, courbes de chauffe, etc.). Les supervisions des bâtiments et du réseau CO_2 doivent assurer simultanément la gestion du réseau de chauffage à distance conventionnel, la gestion du réseau CO_2 ainsi que la distribution de la chaleur reçue (groupes ventilation, dalle active et ECS). Cette stratégie permet actuellement une production d'énergie relativement efficace, mais de nombreuses optimisations sont encore possibles afin de réduire la consommation d'énergie du site tout en assurant un confort optimal pour les occupants.

Afin de contribuer à cette optimisation, un cadre de contrôle basé sur une intelligence artificielle (IA) a été développé et appliqué au bâtiment 21. Les travaux effectués et présentés dans cette section démontrent que l'algorithme de "Deep Reinforcement Learning" (DRL) employé est capable d'apprendre et d'appliquer une stratégie de fonctionnement du système qui assure le confort des occupants tout en minimisant la consommation énergétique. Dans ce cadre, le contrôle de supervision fournit des points de consigne opérationnels au système sans que l'intervention d'experts humains ne soit nécessaire. Le cadre a d'abord été développé et testé dans un environnement virtuel, puis mis en œuvre dans le bâtiment.

Les travaux présentés dans cette section visent à concevoir et implémenter expérimentalement un algorithme de contrôle novateur. Les objectifs sont les suivants :

- Maximiser la performance énergétique du système en contrôlant de manière optimale la température de distribution de la chaleur ;
- Minimiser de façon prédictive la dépense énergétique interne et ainsi contribuer à augmenter l'autonomie d'approvisionnement thermique du site.
- Valider les performances expérimentales du contrôleur proposé afin de prouver la pertinence d'une implémentation permanente à plus grande échelle.

Réaliser un contrôle optimal des consignes pour un système aussi complexe que celui du bâtiment 21 représente cependant un défi considérable, principalement au regard des points suivants :

1. **Dépendance du contrôle aux paramètres stochastiques :** Les besoins de chauffage du bâtiment dépendent de nombreuses variables stochastiques qu'il est intrinsèquement difficile de prédire avec précision. Ces variables comprennent la température extérieure, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et les charges internes. Le bâtiment étudié présente notamment un rapport élevé de surface vitrée, amplifiant considérablement l'influence du rayonnement solaire sur les températures intérieures.

[4] Cette section a été réalisée sur la base du rapport : *"Heidari A., Girardin L., Maréchal F., "Deep Reinforcement Learning" pour le contrôle de supervision de systèmes énergétiques urbains complexes - Application au démonstrateur de réseau CO_2 Energypolis, IPESE-EPFL, Septembre 2023"*

2. **Dynamique complexe des systèmes énergétiques du bâtiment :** Les différentes dynamiques entre les différents systèmes thermiques et électriques du bâtiment présentent un haut degré de complexité. Le système de chauffage intégré au sol, caractérisé par une inertie thermique importante, nécessite un certain temps pour que les modifications des consignes produisent leurs effets. Cette inertie thermique permet également de stocker de l'énergie. En revanche, le système aéraulique réagit rapidement aux ajustements des consignes, fournissant des observations rapides de leur impact. De plus, l'efficacité de la pompe à chaleur dépend des températures de la source de chaleur et des températures de distribution (ventilation et dalle active). Le bâtiment, qui s'étend sur huit étages et abrite de nombreuses salles de classe et bureaux, pose donc d'importants défis au développement d'un modèle mathématique basé sur la physique, nécessaire à l'élaboration de modèles de contrôle prédictif.

3. **Absence de régulation zonale :** Le bâtiment 21 ne dispose pas de thermostats au niveau des zones, ce qui nécessite un ajustement minutieux des températures de consigne afin de garantir le confort des occupants.

4. **Vaste espace de recherche :** D'une manière générale, l'introduction de plusieurs consignes dans la régulation d'un bâtiment crée un vaste espace de recherche composé de nombreuses valeurs possibles pour chaque consigne. Cet espace expansif pose un défi pour les experts humains qui cherchent à l'explorer efficacement. Par le vaste espace de recherche présent, les valeurs de consigne optimales ne sont dans la majorité du temps pas identifiées, résultant en un manque d'efficacité énergétique, mais également à un inconfort des occupants.

7.2.2 Approche

Le comportement des occupants est un phénomène hautement stochastique et compliqué à prédire ou à modéliser avec précision. En conséquence, les contrôles traditionnels des bâtiments adoptent une approche conservatrice et énergivore pour garantir la satisfaction de l'utilisateur. Cependant, la recherche a montré que des économies d'énergie considérables peuvent être réalisées sans compromettre le confort des utilisateurs en adaptant les services du bâtiment au comportement des occupants [3].
L'idée fondamentale de l'approche proposée est d'appliquer du « Deep Reinforcement Learning » (DRL) au système de contrôle du bâtiment étudié. Le DRL utilise un agent qui interagit avec un environnement et apprend des retours par récompenses. Ce processus est généralement représenté à l'aide d'un diagramme, comme illustré dans la Figure 82. L'agent observe l'état actuel de l'environnement, sélectionne une action à prendre et reçoit un signal de récompense en fonction de cette action. En répétant ce processus de nombreuses fois et en utilisant des algorithmes d'apprentissage par renforcement pour mettre à jour la politique de l'agent, celui-ci peut apprendre à maximiser sa récompense cumulative au fil du temps.

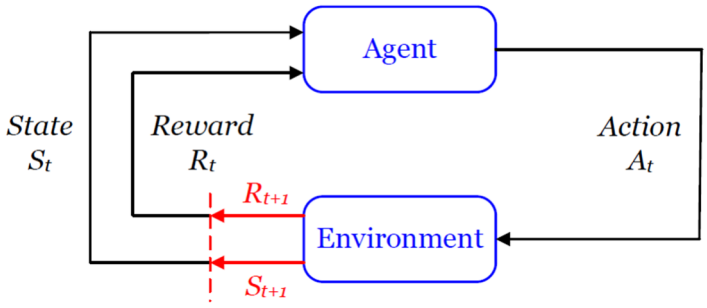


Figure 82 : Diagramme conceptuel du mécanisme d'apprentissage par renforcement

L'approche utilisée dans le but de réduire les consommations du bâtiment se base sur l'application de l'algorithme DRL "Soft Actor-Critic" (SAC). Le SAC, développé en 2018 [4], est aujourd'hui reconnu pour sa stabilité et son efficacité d'échantillonnage, surpassant la plupart des autres algorithmes DRL [5]. Il a également été proposé comme le meilleur algorithme pour les mises en œuvre pratiques dans la gestion de l'énergie des bâtiments [6].

Dans le cadre de ce travail, avant d'implémenter l'agent sur le système réel, une phase d'entraînement a été répétée 100 fois sur une période de simulation d'une durée de trois mois, de janvier à mars, avec un pas de temps de 30 minutes. Les hyperparamètres de l'agent ont été ajustés manuellement en répétant la phase d'entraînement et en observant l'évolution de la fonction de récompense. Une fois implémenté, l'agent continue ensuite à apprendre et à s'adapter sur le système réel (apprentissage online).

Comme l'intelligence artificielle implémentée est motivée par une fonction de récompense qui minimise la dépense énergétique externe, le contrôleur proposé contribue à une gestion optimale des installations thermiques qui maximise l'autoconsommation.

7.2.3 Implémentation expérimentale

L'objectif principal du cadre de contrôle d'auto-apprentissage proposé dans cette étude est d'optimiser les consignes de température pour :

1. L'alimentation en eau des dalles actives ($SP_{w,\,SL}$)
2. L'alimentation en eau des unités de traitement de l'air ($SP_{w,\,AHU}$)
3. L'alimentation en air des différentes zones du bâtiment ($SP_{a,\,AHU}$)

La Figure 82 illustre l'intégration du cadre DRL dans le système de contrôle du bâtiment. Au sein de ce bâtiment, plusieurs capteurs (Tableau 22) interagissent directement avec le contrôleur, qui est connecté au réseau WiFi. L'agent DRL nécessite une interaction en temps réel avec le système de contrôle. Cette interaction est réalisée grâce à l'utilisation du protocole BACnet, un protocole de communication standardisé dans les réseaux d'automatisation et de contrôle des bâtiments, facilitant l'échange de données. L'agent RL, programmé en Python, utilise la bibliothèque BAC0 spécialement conçue pour le traitement des messages BACnet sur un réseau IP.

Dans cette configuration, une communication en temps réel est établie entre l'agent DRL et le système de contrôle. Par conséquent, l'agent DRL peut interagir avec le système et apprendre à partir des observations, ce qui lui permet d'améliorer continuellement sa stratégie de contrôle. Son objectif principal est la maximisation de l'efficacité énergétique tout en garantissant constamment le confort des occupants.

Tableau 22 : Description des capteurs utilisés en mode simulation (offline) et expérimental (online)

Grandeurs mesurées	Simulation (offline)	Expérimentation (online)
Échangeurs de chaleur (kW_{th})	Bâtiment 21	Zones ouest du bâtiment 21
Pompe à chaleur (kW_{el})	Bâtiment 21	Zones ouest du bâtiment 21
Température intérieure (°C)	Moyenne des zones	Moyenne zones ouest
Température extérieure (°C)	Météo Sion	Capteurs sur le toit du bâtiment 23
Rayonnement solaire (kW/m^2)	Météo Sion	Capteurs sur le toit du bâtiment 23

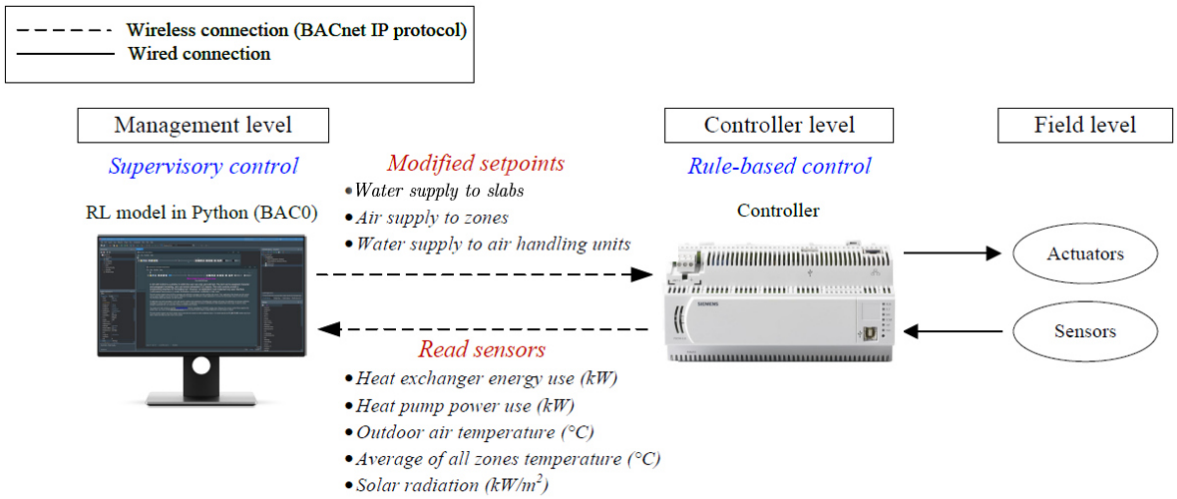


Figure 83 : Schéma conceptuel de l'intégration du cadre de "Reinforcement Learning" dans le système de contrôle.

7.2.4 Résultats

L'analyse des résultats se concentre sur trois jours ouvrables (25, 26 et 27 avril) qui ont montré une demande de chauffage significative. Il est à noter la différence considérable entre les configurations de simulation et d'expérimentation. Dans la simulation, l'agent contrôle l'ensemble du bâtiment sur la base d'un modèle simplifié, tandis dans le cadre de l'expérience, il est appliqué à un système réel beaucoup plus complexe et ne contrôle que la section sud du bâtiment. Malgré le fait que l'agent SAC mette à jour sa politique de contrôle à chaque pas de temps, la courte durée du test sur le terrain est insuffisante pour que l'agent s'adapte pleinement au système réel complexe. Par conséquent, le succès du test sur le terrain dépend fortement de la transférabilité de l'agent. Cela signifie que si l'agent est configuré et formé de manière appropriée, il devrait apprendre une politique lui permettant de maintenir le confort des occupants dès les premiers jours de fonctionnement.

Maintien du confort

La Figure 84 présente le fonctionnement de l'agent sur les trois jours de test. Le premier jour, l'agent observe tout d'abord une diminution de la température intérieure (T_{avg}) qui se maintient dans la zone de confort (bande jaune). Il n'augmente pas les consignes de température avant le début de l'occupation mais, afin de garantir le confort des occupants, augmente progressivement la température de consigne de l'air pulsé ($SP_{a,\,AHU}$) de 8h00 à 9h00 et le maintient à un niveau relativement stable jusqu'à environ 11h00. À ce moment, l'agent observe une montée de température, probablement due à l'augmentation de la température de consigne et au gain solaire. En conséquence, l'agent décide de réduire progressivement la consigne à la valeur minimale.

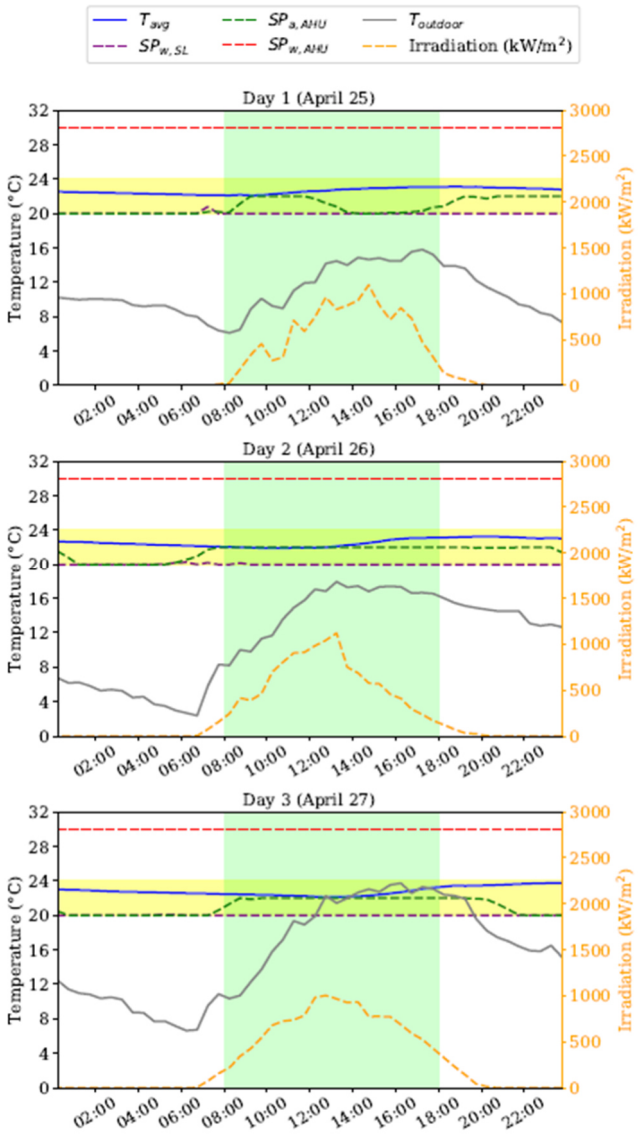


Figure 84 : Opération de l'agent SAC dans le système réel sur la durée du test de trois jours.

Le deuxième jour, l'agent observe une baisse plus rapide de la température intérieure, principalement due à la température extérieure plus basse le matin. Par conséquent, l'agent effectue un ajustement plus tôt de la consigne par rapport au jour précédent, dès 6h00. Tout au long de la journée, l'agent maintient la consigne de l'air pulsé à 22°C, même si la température intérieure augmente progressivement le soir. Ce comportement peut être attribué à l'approche conservatrice de l'agent qui privilégie le confort des occupants par rapport aux économies d'énergie. À mesure que l'agent continue de s'adapter au comportement du système réel, on s'attend à une amélioration des performances avec le temps.

Le troisième jour, l'agent commence à augmenter la consigne de température de pulsion à partir d'environ 7h00, près d'une heure plus tard que le jour précédent. Cette décision découle probablement

de la température extérieure plus élevée observée le matin par rapport au deuxième jour. Suivant un schéma similaire au jour 2, l'agent maintient constamment la consigne de l'air à 22°C pendant toute la période d'occupation prévue.

Dans l'ensemble, les résultats de la Figure 84 mettent en évidence la capacité de l'agent à maintenir le confort des occupants, malgré la disparité significative entre la réponse thermique du système réel et le système simulé ainsi que l'absence de thermostats au niveau des secteurs. Il est important de noter que l'agent empêche efficacement la température de dépasser les limites de confort prédéfinies. Cette réussite précoce dans le maintien du confort des occupants souligne la robustesse et la généralisation de la politique de contrôle appliquée.

Réduction de la dépense énergétique

La méthodologie adoptée pour évaluer la réduction de dépense énergétique consiste à sélectionner, dans le jeu de données historiques, des jours antérieurs similaires aux jours de test Tableau 23 affiche le résumé des mesures pour chaque journée de test et la journée de référence correspondante.

- **Jour 1**. La journée de référence choisie dans la même semaine que le Jour de test 1 avait une température moyenne et une irradiation solaire moyenne très similaires. Il est évident que la quantité totale de chaleur fournie le Jour 1 était d'environ 14% inférieure à la journée de référence. Malheureusement, les consignes pour les journées de référence n'ont pas été enregistrées. Cependant, il est très probable que la réduction de la demande de chaleur est due à l'abaissement des consignes pour l'air pulsé (SPa, AHU) et l'eau d'alimentation des dalles (SPw, SL).
- **Jour 2**. La journée de référence la plus proche identifiée pour le Jour 2 présente des conditions légèrement plus fraîches, avec une température extérieure moyenne inférieure de 0,6 ℃ et une irradiation solaire moyenne inférieure de 23% par rapport au Jour 2. La quantité totale de chaleur fournie pendant le Jour 2 est inférieure de 28% par rapport à la journée de référence. Il convient de noter que certaines économies d'énergie peuvent être attribuées aux conditions météorologiques plus fraîches de la journée de référence.

Tableau 23 : Comparaison des jours de test avec le jour le plus proche dans les données historiques

Grandeurs mesurées	**Jour 1**		**Jour 2**		**Jour 3**
	Test	Référence	Test	Référence	Test
Jours	Mardi	Mardi	Mercredi	Lundi	Jeudi
Date	25.04.2023	05.04.2022	26.04.2023	14.03.2022	27.04.2023
Fréquence d'inconfort (h/jour)	0	0	0	0	0
Chaleur totale distribuée (kWh)	36	42	63	88	27
Température extérieure moyenne (°C)	10.8	10.2	11.4	10.8	15.7
Irradiation moyenne (W/m^2)	262.6	262.4	262.5	200.9	308.7
$SP_{a,AHU}$ moyen	20.8	-	21.3	-	20.9
$SP_{w,AHU}$ moyen	30	-	30	-	30
$SP_{w,SL}$ moyen	20	-	20	-	20

Dans l'ensemble, les résultats laissent supposer que le cadre de contrôle proposé réussit à réduire la demande de chauffage par rapport à la méthode de contrôle actuelle, ce qui est conforme aux résultats de simulation. Il faudra, dans la suite, prolonger la période de test sur les bâtiments du Campus Energypolis pour consolider ces premiers résultats prometteurs.

7.2.5 Conclusion

La complexité inhérente aux installations du bâtiment 21 pose un défi au développement d'heuristiques ou de modèles physique appliqués aux méthodes de contrôle de type "Model Predictive Control" (MPC). Pour cette raison, l'application de "Deep Reinforcement Learning" (DRL) a été testée pour la définition des consignes de chauffage associées au système de contrôle existant. En particulier, l'agent SAC, réputé comme plus stable et plus efficace [6] a été testé. Après évaluation dans un environnement de simulation, l'agent SAC a été déployé expérimentalement et ses performances ont été évaluées sur le système réel. Les conclusions de ce travail peuvent être résumées comme suit :

- L'agent SAC s'est avéré performant sur une courte période de quelques jours et a démontré d'excellentes facultés d'adaptation.
- Malgré les fluctuations de la température de l'air extérieur dans une large plage de 4 °C à 24 °C pendant la phase de test, l'agent SAC maintient de manière constante la température intérieure dans des limites confortables.
- En comparant les performances de l'agent sur des jours similaires dans les données historiques, une réduction de la demande de chauffage est évidente. Plus précisément, lors du premier jour de test, un jour de référence présentant des conditions très similaires dans les données historiques a été identifié, et la demande de chauffage observée sous le contrôle de l'apprentissage par renforcement était inférieure de 14%.

En résumé, les travaux effectués soulignent l'efficacité du "Deep Reinforcement Learning" pour le contrôle des systèmes énergétiques complexes, en particulier pour les cas où le développement de modèles précis est difficile et chronophage. Les résultats mettent également en évidence les capacités de prise de décision pro-active démontrées par l'agent DRL, le rendant bien adapté à la gestion efficace des systèmes énergétiques de bâtiments influencés par des paramètres stochastiques, tels que les conditions météorologiques et la présence des occupants. Finalement, la mise en place de l'agent DRL a permis de réduire la consommation du bâtiment 21 et donc d'améliorer l'autonomie de l'approvisionnement thermique du site.

8 Potentiel énergétique et économique

8.1 Performances énergétiques et économiques du démonstrateur

8.1.1 Performance énergétique générale de l'installation

Le démonstrateur a alimenté en chaud et en froid les bâtiments 19, 21 et 23 du site EnergyPolis de juin 2022 à aujourd'hui, hormis quelques périodes d'interruption. Pendant les périodes de fonctionnement, sur la période de décembre 2022 à fin août 2023 celui-ci a alimenté les bâtiments avec un total de 342'000 kWh de froid et 488'800 kWh de chaud représentant respectivement 57% et 52% des besoins totaux du site (voir Tableau 24).

Tableau 24 : Chiffres clés de la performance énergétique du démonstrateur sur la période significative de décembre 2022 à fin août 2023

Besoins froid - B19 314'200 kWh	Approv. par réseau CO2 147'500 kWh	Part du bilan 47%	Conso elec réseau CO2 62'500 kWh	Effet anergie 3'800 kWh	COP généralisé 6.5
Besoin chaud - B19 498'700 kWh	Approv. par réseau CO2 260'400 kWh	Part du bilan 53%			
Besoins froid - B21 143'600 kWh	Approv. par réseau CO2 85'650 kWh	Part du bilan 60%	Conso elec réseau CO2 24'100 kWh	Effet anergie 14'000 kWh	COP généralisé 6.3
Besoin chaud - B21 89'500 kWh	Approv. par réseau CO2 66'500 kWh	Part du bilan 74%			
Besoins froid - B23 137'300 kWh	Approv. par réseau CO2 108'900 kWh	Part du bilan 79%	Conso elec réseau CO2 65'400 kWh (y.c. consommation centrale)	Effet anergie 750 kWh	COP généralisé 4.1
Besoin chaud - B23 327'600 kWh	Approv. par réseau CO2 162'000 kWh	Part du bilan 49%			
Besoins froid - site 595'000 kWh	Approv. par réseau CO2 342'000 kWh	Part du bilan 57%	Conso elec réseau CO2 152'000 kWh	Effet anergie 35'700 kWh	COP généralisé 5.5
Besoin chaud - site 915'900 kWh	Approv. par réseau CO2 488'800 kWh	Part du bilan 52%			

Le réseau CO2 utilise le réseau de froid à distance (FAD) d'OIKEN comme source thermique (en période de chauffage) et comme puits thermique (en période de refroidissement). L'eau circulant dans le FAD est directement puisée dans la nappe à quelques 300 m du Campus.

Le réseau CO2 consomme aussi de l'électricité principalement pour le fonctionnement des pompes de circulation sur le réseau CO2, soit la pompe de la centrale et les trois pompes des sous-stations, ainsi que les pompes de circulation d'eau sur les boucles intermédiaires, soit la boucle d'eau glycolée à la centrale entre le FAD et les évaporateurs/condenseurs du réseau CO2 et la boucle d'eau glycolée entre le réseau CO2 et la PAC du B19.

L'efficacité énergétique de l'installation est caractérisée par le « COP généralisé », soit le ratio entre la somme des kWh de froid et de chaud fournis et la consommation électrique requise pour y parvenir. Elle peut profiter de l'« effet anergie », soit la couverture de besoins simultanés de chaud et de froid, surtout si celles-ci ont lieu dans la même sous-station.

8.1.2 Discussion des résultats

Les avantages principaux du réseau CO2 par rapport à un réseau d'anergie à base d'eau sont sa densité énergétique (i.e. kJ de chaud ou froid fournis par kg de fluide à déplacer) et par conséquent la taille réduite des conduites et la consommation électrique réduite liée au transport du fluide caloporteur. Le gain en compacité du réseau CO2 permet une simplification de la pose du réseau de conduite grâce à la possibilité d'utiliser des conduites déroulables ainsi qu'une facilité dans la planification du tracé et des travaux. Tous ces éléments combinés permettent une réduction appréciable des coûts liés au réseau de conduite, qui tendent à être proportionnels au volume excavé.

La conception même du réseau CO2 intègre une bidirectionnalité complète permettant de transférer à tout moment vers n'importe lequel des preneurs de chaleur, la chaleur résiduelle extraite des preneurs de froid. Il est donc possible de maximiser l'effet anergie sur l'ensemble du réseau. Certaines versions des réseaux d'anergie à eau permettent la même chose, en revanche les faibles débits restent un avantage du réseau CO2 pour ce qui concerne l'énergie de pompage.

Le réseau CO2 doit cependant assurer des COP de PAC suffisamment élevés pour ne pas perdre les avantages économiques du gain de compacité et de réduction d'énergie de pompage par rapport à un réseau d'anergie à base d'eau.

Densité énergétique

Le réseau CO2 de démonstration contient 1.4 tonnes de CO2 mais seule une fraction (env. 250 kg) se trouve dans les conduites et participe au transport de l'énergie. Les conduites du réseau ont un diamètre intérieur de 64 mm (48 mm pour la branche alimentant le bâtiment 21). En considérant la puissance de dimensionnement de 450 kW il résulte un flux thermique de 69 W/mm^2 de section de passage du réseau (liquide + vapeur). Un dimensionnement préliminaire d'un réseau d'anergie à eau pour une puissance identique et une différence de température entre les lignes de 3 K montre que des conduites de 125 mm seraient nécessaires pour avoir une perte de charge limitée à 100 Pa/m. Il en résulterait un flux thermique de 18 W/mm^2. Le démonstrateur du réseau CO2 a donc une densité d'énergie environ 3.8 fois supérieure à celle d'un équivalent théorique à l'eau. Il convient toutefois de mettre en perspective cette valeur au regard des éléments suivants, car dans le cas du démonstrateur le diamètre des conduites a été volontairement surdimensionné pour les raisons suivantes :

- Les pompes CO2 disponibles pour la puissance considérée ne génèrent que des différentiels de pression assez faibles (entre 1.2 et 2.1 bars).
- La combinaison d'une pompe à la centrale et d'une pompe dans chacune des sous-stations de chauffage représentait une source de problèmes d'hydraulique potentiels à laquelle il a été décidé de ne pas prendre le risque d'ajouter un problème de perte de charge dans les lignes. Les pompes CO2 (ainsi que les pompes à réfrigérant en général) nécessitent des éléments supplémentaires pour garantir leur fiabilité sur le long terme, par rapport aux pompes de circulation utilisées dans les réseaux à eau. Typiquement un bypass garantissant un débit minimum et une vanne limitant le débit maximum. Dans le cas du démonstrateur et avec le type de pompe retenu, ces deux éléments se sont avérés imposer une limitation assez conséquente

sur le différentiel de pression effectivement disponible pour alimenter le réseau. Le surcoût d'utiliser un diamètre de conduite plus important que nécessaire est apparu comme négligeable par rapport à l'avantage en matière de réduction du risque de fonctionnement inadéquat.

- Enfin il convient aussi de rappeler que le réseau de conduite a été installé dans une double enveloppe pour réduire le risque.

En fonction de l'évolution concernant la disponibilité des pompes CO2, qui dépend de l'évolution du marché des équipements de réfrigération et de la puissance des réseaux considérés, il est très probable que la taille des conduites CO2 puisse être réduite par rapport à ce qui a été fait pour le réseau de démonstration de Sion. Sur la durée du projet certains modèles de pompes, qui avaient dû être écartés en raison de pression d'opération inadéquate, ont été adaptées par leur fabricant et pourraient potentiellement être utilisés. En l'occurrence, il serait possible aujourd'hui, sans difficulté technique majeure, de réaliser le même démonstrateur avec des conduites de 42 mm de diamètre intérieur. Il en résulterait un flux thermique de 162 W/mm^2 de section de passage de réseau, ce qui serait 8.85 fois supérieur à un réseau d'anergie à eau fonctionnant avec un différentiel de température entre les lignes de 3 K.

Pour le cas du démonstrateur de réseau CO2 une double enveloppe de protection complète a été implémentée. Il est évident qu'un tel dispositif affecte négativement la densité du système. Cela-dit, celui-ci n'est pas toujours nécessaire ou pour le moins pas dans une version aussi extensive. L'utilité et l'étendue d'une double enveloppe est à évaluer au cas par cas dans le cadre d'une analyse de risque.

Consommation électrique des pompes

Les besoins électriques liées au pompage représentent en moyenne 21 Wh par kWh de froid fourni, dont 12 Wh pour la pompe sur le réseau CO2 et encore 9 Wh pour la pompe intermédiaire de la centrale. La boucle intermédiaire est un élément de sécurité en raison de l'utilisation directe de l'eau de la nappe. En effet il a été jugé trop risqué d'alimenter directement les condenseurs/évaporateurs CO2 de la centrale d'équilibrage avec de l'eau dont la qualité n'est pas activement contrôlée et ce d'autant plus que la technologie d'échangeurs utilisée (plaques brasées) empêche toute intervention de nettoyage en cas d'encrassement. En outre, s'agissant d'un démonstrateur, la présence d'une boucle intermédiaire glycolée a été retenue pour avoir une marge supplémentaire de sécurité en termes de température en cas d'excursion involontaire de la température de saturation dans le réseau CO2 en dessous de 0°C. En procédant ainsi on évite de geler les échangeurs du côté de l'eau glycolée et ainsi le risque de détérioration de ces derniers pouvant conduire à des fuites. La nécessité ou non d'utiliser une telle boucle d'eau glycolée à la centrale de futurs réseaux CO2 devra être déterminée au cas par cas, en fonction de la qualité d'eau de la source, du risque de gel, des technologies d'échangeurs utilisables et des coûts (coûts d'investissement vs coûts liés à l'énergie et au nettoyage). Aussi, comme précisé au chapitre 3.1.2. la consommation électrique de la pompe sur le réseau CO2 pourra être significativement diminuée sur les prochains réseaux CO2 en améliorant la régulation de la vanne au refoulement de celle-ci, ou en développant des pompes avec de meilleures plages de fonctionnement.

Les besoins électriques liés au pompage représentent en moyenne 30 Wh par kWh de chaleur fourni, dont 16 Wh pour les pompes sur le réseau CO2 des sous-stations, 8 Wh pour la pompe principale sur le réseau CO2 de la centrale, 4Wh pour la pompe sur la boucle intermédiaire de la PAC de la sous-station 19 et encore 2Wh pour la pompe sur la boucle intermédiaire à eau glycolée de la centrale. Pour des puissances jusqu'à 200-300 kW, voire jusqu'à 500 kW, la solution d'utiliser des PAC eau-eau connectées au réseau CO2 via une boucle intermédiaire est convaincante par sa simplicité, son coût minimal et le fait que son efficacité est semblable à celle d'un raccordement direct sur le réseau CO2 (avec une modification de l'évaporateur coûtant plus cher). Une comparaison judicieuse inclut donc la consommation électrique de la boucle intermédiaire associée à la PAC mais pas celle de la centrale. Dans le chapitre 4.3.1 il a été montré que la perte de performance était de l'ordre de 7% pour un raccordement indirect par rapport à un raccordement direct.

Consommation électrique des pompes-à-chaleur

L'installation comprend 4 PAC de 3 types différents, deux PAC de 100kW fonctionnant avec du CO2 comme réfrigérant (« PAC ENEX ») et deux autres, respectivement de 140kW (« PAC Waterkotte ») et 13kW (« PAC HOVAL »), fonctionnant avec un réfrigérant synthétique. Trois des PAC (les deux PAC ENEX et la PAC HOVAL) ont subi un remplacement de leur évaporateur afin d'être connectées directement au réseau CO2. La PAC Waterkotte est raccordée au réseau CO2 par une boucle intermédiaire lui permettant ainsi de fonctionner de façon standard comme PAC eau-eau. Aussi les raccordements des PAC au système secondaire de distribution de chaleur sont différents. La PAC Waterkotte alimente le collecteur du B19 avec une température de consigne correspondant à la valeur maximale des consignes de tous les groupes de distribution de chaleur du collecteur principal du bâtiment. Souvent les groupes de ventilation sont contraignants avec une température de consigne glissante variant entre 40°C et 30°C en fonction de la température extérieure. Les 3 autres PAC alimentent les groupes de ventilation (température de consigne variant de 40°C à 25°C en fonction de la température extérieure) et de chauffage au sol (température de consigne variant de 30°C à 20°C pour le bâtiment 23 et 28°C à 21°C pour le bâtiment 21 en fonction de la température extérieure) et aussi, dans le cas de la PAC ENEX du B21, l'ECS (température de consigne de départ à 50°C). La répartition de la température de sortie de la PAC Watterkotte en fonction de l'énergie fournie est présentée dans la Figure 85.

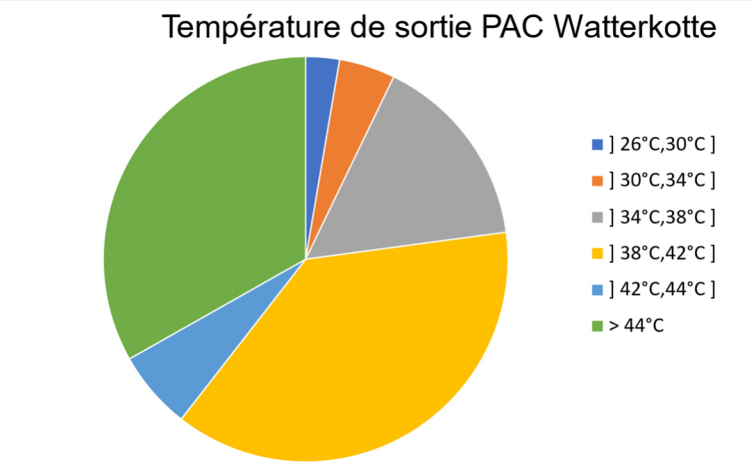


Figure 85: Répartition de la température de sortie de la PAC Waterkotte du bâtiment 19 en saison froide

Le Tableau 25 affiche les COP des différentes PAC en fonction de leurs températures de consigne. Le COP dépend aussi de la température du réseau CO2 qui était en moyenne de 8.5°C lors de la période de chauffage. Plus d'informations quant à la performance du réseau CO2 et des PAC en particulier se trouvent dans le chapitre 4 de ce rapport.

Tableau 25 : Performance des pompes-à-chaleur pour l'hiver 2022/2023

PAC ENEX (B21)	T sortie PAC moy 38°C	COP moy 3.41
PAC ENEX (B23)	T sortie PAC moy 32°C	COP moy 4.05

PAC Waterkotte	T sortie PAC moy 38°C	COP moy 4.9
PAC Hoval	T sortie PAC 42°C	COP moy 4.5
PAC – toutes		COP moy 4.3

De façon générale les PAC affichent des COP semblables à ceux qu'elles auraient sur un réseau anergie à base d'eau. En effet le remplacement de l'évaporateur pour un raccordement direct sur le réseau CO2 n'offre aucune amélioration notable du COP alors que l'utilisation d'une boucle intermédiaire ne péjore pas significativement le COP de la PAC Waterkotte. Le premier entraînant des surcoûts importants la seconde solution se prête le mieux à l'avenir.

Il est aussi à noter que les PAC CO2 déçoivent par leur performance. Fonctionnant sur un cycle trans-critique (i.e. avec un « gas cooler » à la place d'un condenseur), cette technologie offre une performance inégalée pour des grandes différences de températures du côté consommateur ; ceci n'est pas cependant le cas des consommateurs du site de démonstration. Pour exploiter au mieux les caractéristiques du cycle transcritique à CO2, il convient de limiter l'utilisation de telles machines à la production d'eau chaude sanitaire ou, dans le cas d'une production combinée avec du chauffage, au cas où la production d'ECS est dominante dans le bilan et en conjonction uniquement avec des réseaux distribution de chaleur garantissant des retours à très basse température (< 25°C). Enfin il est essentiel que les accumulateurs d'ECS et la boucle de recirculation d'ECS soient conçus de façon à garantir en permanence la stratification desdits accumulateurs. Dans le cas contraire, le brassage des accumulateurs causerait une élévation de la température de l'eau à l'entrée du gas cooler qui, si elle dépasse 25°C, engendre une dégradation très abrupte du COP.

Notons enfin que les machines à CO2, en comparaison aux autres alternatives en matière de réfrigérants naturels (hydrocarbures, ammoniaque), sont plus simples à intégrer dans les locaux en raison de la classification du fluide comme non dangereux (Groupe 2 au sens de la directive sur les équipements sous pression 2014/68/CE).

Conclusion : La performance des PAC du démonstrateur est plutôt similaire à celle de PAC raccordées à des réseaux d'anergie à base d'eau. Actuellement un raccordement via une boucle intermédiaire ne péjore pas significativement la performance mais est bien plus simple et meilleure marché qu'un raccordement direct nécessitant une modification de l'évaporateur. En outre une telle approche évite des problèmes liés à la garantie des machines.

Si à l'avenir seules des PAC à réfrigérant naturel seraient autorisées, les PAC à CO2 sont la solution à privilégier pour les consommateurs avec des besoins relativement grands en ECS. Il se peut que des PAC à CO2 transcritique soient retenues dans certaines installations destinées au chauffage, si l'intégration de PAC à hydrocarbures ou ammoniaque s'avérait trop complexe et/ou coûteuse et pour autant que les retours de chauffage restent suffisamment bas.

8.1.3 Viabilité économique de l'installation :

L'installation de démonstration représente un coût d'investissement d'environ 4.1 mio CHF (dont environ 2.1 mio CHF pour les heures d'étude, de gestion de projet, de coordination, de planification, de conception, de suivi de projet, de réglage, d'optimisation et de communication et environ 2mio CHF pour la fourniture et pose de matériel, pour la réalisation et la mise en place du démonstrateur) pour une puissance installée de 450kW de froid et 340kW de chaud. Etant une installation de démonstration

unique et sans précédent, des précautions tant au niveau de la sécurité (p.ex. conduites double enveloppe) que de l'opération (p.ex. instrumentation conséquente, modularité des modes de fonctionnement, conduites du réseau et réservoirs surdimensionnés) ont entraîné un surcoût considérable mais justifié. Aussi, cette technologie étant inédite, le choix des composantes a parfois été imposé par leur disponibilité dans un marché répondant à d'autres secteurs industriels (p.ex. les pompes de circulation du réseau CO2).

En déduisant ces différents surcoûts on peut estimer qu'une installation commerciale *identique en puissance à celle de démonstration* coûterait environ 25-35% moins chère.

Les coûts opérationnels du réseau CO2 reviennent à ceux résultant de l'achat d'électricité (à 28.8 ct/kWh pour la catégorie correspondant à celle de la HES-SO VS pour l'année 2023) et de l'achat de kWh de chaud et de froid depuis le réseau FAD (voir Tableau 26) :

- L'approvisionnement en froid par le réseau CO2 entraîne l'achat d'électricité pour la consommation électrique des pompes de circulation (CO2 et eau) de la centrale ainsi que l'achat de kWh de froid provenant par le FAD (ces coûts sont ceux qu'aurait payés la HES-SO VS sans l'utilisation du réseau CO2).
- L'approvisionnement en chaleur par le réseau CO2 entraîne l'achat d'électricité pour la consommation électrique des PAC et des pompes de circulation (CO2 et eau) des sous-stations et de la centrale (eau) ainsi que l'achat de kWh de chaleur soutirés au FAD.
- L'effet anergie permet de réduire les kWh de chaud et froid à fournir simultanément par le FAD. Mais l'effet escompté est plutôt négligeable et ne représente pas un gain financier significatif.

En 2023 OIKEN a facturé à la HES-SO VS 0.19CHF par kWh de froid auxquels s'ajoutent 0.09CHF/kWh de taxes de puissance. Ce prix relativement élevé résulte du fait que la puissance de raccordement en froid, estimée lors de la construction des bâtiments à 2 MW pour les trois bâtiments du Campus, soit plus du double de la puissance maximale observée jusqu'ici, en font les seuls bâtiments raccordés au FAD. A ceci s'ajoute le fait que la pompe de circulation du FAD actuellement en fonction est mal dimensionnée et tourne en continu[5].

Dans le cadre du projet de démonstration seul le kWh de froid fourni au réseau CO2 a été facturé à la HES-SO VS (un kWh de froid soutiré à la sous-station du réseau CO2 remplace un kWh de froid qui aurait été soutiré au FAD par une autre sous-station). OIKEN n'a pas facturé, pendant la durée du projet, le kWh de chaleur soutiré au FAD par le réseau CO2. Cependant, étant donné que la pompe de circulation du FAD fonctionne à régime constant quelle que soit la puissance soutirée, il n'y a aucune raison de facturer les kWh de chaud consommés par le réseau CO2 puisqu'il n'entraîne aucun surcoût supplémentaire à OIKEN.

Dans ces conditions et avec le prix actuel de l'électricité, l'utilisation du réseau CO2 par la HES-SO VS correspond à un léger gain (estimé à quelques dizaines de millier de CHF) pour la période la période septembre 2022 à août 2023. A l'avenir le remplacement de la pompe de circulation du FAD par une pompe à charge variable résulterait en une diminution de la consommation électrique de la pompe et par conséquent une réduction du coût du kWh de froid fourni par le FAD (autant au réseau CO2 que directement aux sous-stations des bâtiments). En revanche le fonctionnement (supplémentaire) de la pompe pour répondre à l'alimentation en chaud du réseau CO2 deviendra perceptible et entraînera un coût marginal imputable directement au réseau CO2.

[5] Il s'agit en fait de deux pompes, une petite et une grande, qui fonctionnent alternativement à plein régime. Ces pompes seront bientôt remplacées par une seule pompe à charge variable.

Tableau 26 : Coûts associés à l'opération du réseau CO2 de démonstration (sous l'hypothèse que la chaleur soutirée au FAD par le réseau CO2 n'est pas facturée)

OPEX - froid	105 kFr/an
OPEX - chaud	0 kFr/an
OPEX - électricité	36 kFr/an
CAPEX – effectif y.c. surcoût lié au caractère de démonstrateur	4.1 mio. CHF

8.2 Réplication à l'échelle nationale

8.2.1 Conception d'une infrastructure capable de couvrir les besoins des bâtiments du Campus Energypolis

Avant d'étudier la réplication de la solution technologique sur le territoire Suisse il vaut la peine de produire une étude énergétique et économique d'un réseau CO2 dimensionné de telle sorte à couvrir les besoins (mesurés) des trois bâtiments du site de démonstration.

Un modèle thermo-économique de réseau CO2 a été développé pour les besoins de la présente analyse. Il permet de simuler différentes variantes de réseaux et d'en déduire une estimation de leur performance énergétique et économique. Sur la base de ce modèle et de données partagées par OIKEN quant au puits d'extraction sur la nappe il a été possible d'estimer les coûts d'investissement, d'opération et de maintenance d'un réseau CO2 capable de couvrir les besoins en chaud et en froid des trois bâtiments du site selon les puissances indiquées dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Dimensionnement d'un réseau CO2 permettant d'approvisionner les bâtiments du Campus EnergyPolis

Bâtiment	Chaleur - dépendant de Ta	Chaleur - indépendant de Ta	Froid - dépendant de Ta	Froid - indépendant de Ta
B19	400 kW	25 kW	360 kW	30 kW
B21	200 kW	25 kW	150 kW	30 kW
B23	425 kW	25 kW	200 kW	30 kW
TOTAL	1100 kW		800 kW	

Pour l'extraction et le rejet sur la nappe nous avons gardé les coûts investis par OIKEN, en revanche nous avons réduit la puissance totale effectivement demandée par les demandes de pointe en chaud et en froid mesurées pendant la période 11.22 – 10.23 (respectivement 1037kW et 614kW) auxquels nous avons ajouté une marge de surdimensionnement (respectivement 6% et 30%). Nous avons ensuite remplacé le réseau FAD (et sa pompe) par un réseau CO2, reliant ainsi le puits actuel avec les sous-stations des trois bâtiments (déplaçant ainsi la centrale actuellement dans le bâtiment 23 à l'endroit du puits).

- Il en résulte un prix estimé du kWh chaud et froid confondus de 16.01cts/kWh, 17,06cts/kWh et 18,15cts/kWh pour des taux d'actualisation respectivement de 4%, 6% et 8% (un WACC maintenu à 0%) et un prix de l'électricité de 28,8cts/kWh, soit le prix payé par la HES-SO VS en 2023. Pour comparaison, durant la même période la HES-SO VS a payé 18,08 cts/kWh chaud et froid confondus en provenance des CAD et FAD d'OIKEN.

8.2.2 Possibilités de réplication sur le territoire Suisse

La première étape de l'analyse de réplication sur le territoire Suisse consiste en une analyse de la sensibilité des différentes performances du réseau aux variations de conditions climatiques et aux différents types de sources. Les calculs ont été faits sur la base du modèle de simulation mentionné au paragraphe précédent.

En premier lieu, le modèle a été utilisé pour simuler le démonstrateur de Sion avec les conditions climatiques et de la nappe phréatique représentatives de Sion. Ensuite le même réseau a été "transposé" à différents endroits de Suisse et "connecté" à des sources de chaleur environnementale de nature diverses.

A noter que le modèle des sous-stations comprend l'utilisation de pompes à chaleur à cycle standard raccordées au réseau via des boucles d'eau intermédiaires pour les trois sous-stations. Le réseau modélisé s'approche donc plus d'une version "commerciale" que d'une version identique au démonstrateur.

Les caractéristiques principales du réseau simulé sont résumées dans le Tableau 28 ci-dessous :

Tableau 28 : Récapitulatif des paramètres (paramètres généraux, sous-stations et centrale) du réseau modélisé

Nombre de sous-stations	3
Longueur de tracé	150 m
Diamètre des conduites liquide/vapeur	DN65/DN65
Puissance totale en chauffage (départ PAC)	350 kW
Puissance totale en refroidissement	440 kW
Puissance d'anergie installée en chauffage	296 kW
Puissance d'anergie installée en refroidissement	440 kW
Sous-station 1 (B23)	
Puissance installée en chauffage (tout le bâtiment)	600 kW
Seuil d'enclenchement du chauffage	Ta = 12°C
Température atmosphérique de dimensionnement	Ta = -7 °C
Puissance installée de la PAC	100 kW
Puissance moyenne délivrée par la PAC en dehors de la saison de chauffe	0 kW
Température atmosphérique en dessous de laquelle la PAC opère à plein régime	Ta < 8.9°C
COP/COPcarnot de la PAC	55%

Température de départ en fonction de la température atmosphérique (courbe de chauffe à 2 points)	22°C @ Ta = 12°C 45°C @ Ta = -7°C
Puissance installée en refroidissement (tout le bâtiment)	800 kW
Seuil d'enclenchement du refroidissement	Ta = 14°C
Puissance installée de l'échangeur CO2 dédié au refroidissement	200 kW
Puissance moyenne délivrée par l'échangeur CO2 dédié au refroidissement en dehors de la saison de refroidissement (process)	0 kW
Température atmosphérique en dessus de laquelle l'échangeur CO2 dédié au refroidissement opère à plein régime	Ta > 18.8°C
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la boucle d'eau intermédiaire	0.8 kW
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la pompe CO2	1.3 kW
Sous-station 2 (B21)	
Puissance installée en chauffage (tout le bâtiment)	200 kW
Seuil d'enclenchement du chauffage	Ta = 12°C
Température atmosphérique de dimensionnement	Ta = -7 °C
Puissance installée de la PAC	100 kW
Puissance moyenne délivrée par la PAC en dehors de la saison de chauffe	0 kW
Température atmosphérique en dessous de laquelle la PAC opère à plein régime	Ta < 2.5°C
COP/COPcarnot de la PAC	55%
Température de départ en fonction de la température atmosphérique (courbe de chauffe à 2 points)	22°C @ Ta = 12°C 45°C @ Ta = -7°C
Puissance installée en refroidissement (tout le bâtiment)	40 kW
Seuil d'enclenchement du refroidissement	Ta = 14°C
Puissance installée de l'échangeur CO2 dédié au refroidissement	40 kW
Puissance moyenne délivrée par l'échangeur CO2 dédié au refroidissement en dehors de la saison de refroidissement (process)	15 kW
Température atmosphérique en dessus de laquelle l'échangeur CO2 dédié au refroidissement opère à plein régime	Ta > 33°C
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la boucle d'eau intermédiaire	0.8 kW
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la pompe CO2	1.3 kW

Sous-station 3 (B19)	
Puissance installée en chauffage (tout le bâtiment)	600 kW
Seuil d'enclenchement du chauffage	Ta = 12°C
Température atmosphérique de dimensionnement	Ta = -7 °C
Puissance installée de la PAC	150 kW
Puissance moyenne délivrée par la PAC en dehors de la saison de chauffe	0 kW
Température atmosphérique en dessous de laquelle la PAC opère à plein régime	Ta < 7.2°C
COP/COPcarnot de la PAC	55%
Température de départ en fonction de la température atmosphérique (courbe de chauffe à 2 points)	22°C @ Ta = 12°C 45°C @ Ta = -7°C
Puissance installée en refroidissement (tout le bâtiment)	800 kW
Seuil d'enclenchement du refroidissement	Ta = 14°C
Puissance installée de l'échangeur CO2 dédié au refroidissement	200 kW
Puissance moyenne délivrée par l'échangeur CO2 dédié au refroidissement en dehors de la saison de refroidissement (process)	0 kW
Température atmosphérique en dessus de laquelle l'échangeur CO2 dédié au refroidissement opère à plein régime	Ta > 18.8°C
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la boucle d'eau intermédiaire	1.2 kW
Puissance électrique (aux conditions de dimensionnement) absorbée par la pompe CO2	1.6 kW
Centrale d'équilibrage (B23)	
Différentiel de température entrée-sortie côté source	3 K
Puissance absorbée par la pompe sur la boucle d'eau glycolée (aux conditions de dimensionnement)	5 kW
Puissance absorbée par les pompes CO2 (aux conditions de dimensionnement)	4.4 kW

Remarques :

- Aucun chiller n'a été considéré à la centrale du réseau, contrairement à ce qui a été pratiqué avec le démonstrateur. En effet on estime qu'il faut d'abord identifier les conditions qui permettent à un réseau d'anergie à CO2 de se passer de chiller pour la fourniture de froid en été.
- La puissance installée des pompes CO2 à la centrale d'équilibrage est doublée par rapport au démonstrateur de réseau CO2 ceci afin de prendre en compte les limites qui ont été constatées sur la pompe utilisée à Sion et d'assurer une redondance. On part donc du principe qu'au moins deux pompes sont installées en centrale.

- Pour la présente analyse, les températures de dimensionnement pour le chauffage et le refroidissement n'ont pas été adaptées à la localisation. Il s'agit d'une simplification importante car il est évident que la température de dimensionnement change en fonction des conditions climatiques locales.
- L'évaluation des consommations se fait sur une base mensuelle. Les charges thermiques sont modélisées comme la somme d'une contribution qui dépend de la température atmosphérique (puissance appelée inversement proportionnelle à Ta) et d'une composante indépendante de celle-ci (en moyenne constante toute l'année). Il s'agit là d'une approximation importante, particulièrement dans le cas de bâtiments comme ceux du campus Energypolis. En effet, ceux-ci sont à la fois très bien isolés thermiquement, exposés à des gains solaires importants et une fraction importante de l'appel de puissance en chauffage comme en refroidissement est lié à la ventilation des bâtiments et donc à leur occupation/utilisation. Dans le cas particulier, en comparaison avec les valeurs mesurées, la quantité de services énergétiques fournis tend à être surestimée. Cependant, comme l'objectif est de comparer l'effet de la localisation et du type de source de chaleur environnementale, cette approximation n'introduit pas de biais dans les résultats.

La liste des doublets « conditions climatiques – source utilisée » est fournie dans le Tableau 29. A noter que ces doublets n'ont de sens qu'en ce qui concerne la température. En général les sources qui sont mises en relation avec une station de météo de référence l'ont été sur un critère de distance et de « similarité » des conditions climatiques, cependant dans certains cas cette distance s'élève à plus de 10 km. Il convient donc de garder une certaine distance critique vis-à-vis de ces doublets bien que l'analyse reste valable et sans perte de généralité.

Les données météorologiques sont celles des stations de référence selon :

SIA CT 2028 : 2008 Données climatiques pour la physique du bâtiment, l'énergie et les installations du bâtiment

Les données de température des lacs proviennent de :

https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/eaux/info-specialistes/etat-des-eaux/etat-des-lacs/wassertemperatur-seen.html

Les données de température des rivières proviennent de :

https://www.hydrodaten.admin.ch/fr/seen-und-fluesse/messstationen-temperatur

Les données de température des eaux souterraines proviennent de :

https://www.hydrodaten.admin.ch/fr/grundwasser/messstationen-temperatur

En général pour les rivières et les eaux souterraines les données sont celles de 2020. Il convient de garder à l'esprit que les données de références pour la température atmosphérique sont relativement anciennes et compte tenu de l'évolution malheureusement rapide et à la hausse des températures atmosphériques, elles ne reflètent plus la réalité du moment et encore moins l'évolution future. Afin de compenser en partie ces écarts il a été choisi d'utiliser une présentation des résultats en fonction de la température atmosphérique moyenne annuelle (ce qui ressemble à des signatures énergétiques).

Tableau 29 : Récapitulatif des paramètres conditions climatiques – source utilisée

Station météo	Ta moy annuelle. [°C]	Nom de la source	Type de source	Tsource moy. annuelle pondérée par les services énergétiques livrés [°C]
AG - Buchs-Aarau	9.7	AG - Bettwil - Moosmatten	Eaux souterraines	10.3
AG - Buchs-Aarau	9.7	AG - Brittnau - Altachen III	Eaux souterraines	11.9
AG - Buchs-Aarau	9.7	AG - Aare, Brugg	Rivière	12.5
AG - Buchs-Aarau	9.7	Hallwilersee	Lac	5.8
BE - Bern-Liebefeld	9.2	BE - Aare, Bern Schönau	Rivière	11.3
BE - Interlaken	8.8	BE - Aare, Brienzwiller	Rivière	6.0
BE - Interlaken	8.8	BE - Aare, Ringgenberg Goldswil	Rivière	9.6
BE - Interlaken	8.8	BE - Aare, Thun	Rivière	11.0
BE - Wynau	9.1	SO - Kestenholz - SO 623/237/005	Eaux souterraines	10.2
BE - Wynau	9.1	BE - Niederbipp - Matteban	Eaux souterraines	10.8
BE - Wynau	9.1	BE - Worben - Mühligrien	Eaux souterraines	11.2
BL - Basel-Binningen	10.5	BS - Basel - Merian-Iselin-Klinik	Eaux souterraines	15.7
BL - Basel-Binningen	10.5	BL - Pratteln - Löli 6	Eaux souterraines	13.6
BL - Basel-Binningen	10.5	AG - Rhein, Rheinfelden Messstation	Rivière	12.8
GE -Genève-Cointrin	10.7	GE - Arve, Genève Bout du Monde	Rivière	8.5
GE -Genève-Cointrin	10.7	Lac Léman	Lac	7.0
GE -Genève-Cointrin	10.7	GE - Rhône, Genève Halle de l'île	Rivière	13.4

GE -Genève-Cointrin	10.7	GE - Soral - Route Mangons	Eaux souterraines	11.1
GL - Glarus	8.8	GL - Linth, Mollis Linthbrücke	Rivière	7.5
GL - Glarus	8.8	GL - Linth, Weesen Biäsche	Rivière	10.8
GL - Glarus	8.8	GL - Näfels - Erlen	Eaux souterraines	9.7
GR - Chur	9.7	GR - Maienfeld - Maienfeld	Eaux souterraines	10.7
GR - Davos	3.6	GR - Davos - Boden	Eaux souterraines	4.8
GR - Disentis	6.7	GR - Obersaxen - Quellen Gren	Eaux souterraines	0.5
GR - Disentis	6.7	GR - Vorderrhein, Ilanz	Rivière	5.1
GR - Samedan	1.8	GR - Bever - Chastimels	Eaux souterraines	5.5
GR - Samedan	1.8	GR - Samedan B - Flugplatz	Eaux souterraines	6.8
LU - Luzern	9.7	LU - Emmen - Marienkirche 6	Eaux souterraines	14.0
LU - Luzern	9.7	LU - Ermensee - Chilchfeld	Eaux souterraines	12.0
LU - Luzern	9.7	LU - Reuss, Luzern Geissmattbrücke	Rivière	12.5
NE - La Chaux-de-Fonds	6.6	JU - Doubs, Ocourt	Rivière	8.8
NE - La Chaux-de-Fonds	6.6	Lac de Joux	Lac	6.1
NE - Neuchâtel	10.4	BE - Aare, Hagneck	Rivière	12.6
NE - Neuchâtel	10.4	NE - Brot-Dessous - Bossy	Eaux souterraines	12.0
OW - Engelberg	6.4	NW - Oberdorf - Ursprung	Eaux souterraines	8.4
OW - Engelberg	6.4	NW -Stans 2 - Obermilchbrunnen	Eaux souterraines	9.2
SG - St. Gallen	8.3	SG - Abtwil - Tellen Burgstock, Törli	Eaux souterraines	8.3
SG - St. Gallen	8.3	SG - Gossau - Hirschberg	Eaux souterraines	12.3
SG - St. Gallen	8.3	TG - Thur, Halden	Rivière	9.1
SG - St. Gallen	8.3	ZH - Wila - Tablat	Eaux souterraines	10.0
SH - Schaffhausen	9.4	TG - Buechberg - KB 4/89	Eaux souterraines	9.6

SH - Schaffhausen	9.4	SH - Rhein, Neuhausen Flurlingerbrücke	Rivière	12.1
SH - Schaffhausen	9.4	SH - Schaffhausen - Roggenäcker	Eaux souterraines	9.8
SH - Schaffhausen	9.4	SH - Wilchingen - Tobel	Eaux souterraines	10.5
TG - Güttingen	9.3	TG - Thur, Halden	Rivière	10.2
TI - Locarno-Monti	12.4	TI - Giubiasco - Monde dei Ratti	Eaux souterraines	11.7
TI - Lugano	12.5	TI - Lamone - Kieswerk	Eaux souterraines	12.0
TI - Lugano	12.5	TI - Pregassona - Pozzo Fola	Eaux souterraines	13.0
TI - Magadino	11.7	TI - Giubiasco - Monde dei Ratti	Eaux souterraines	11.7
TI - Piotta	7.8	TI - Airolo - Cima del Bosco	Eaux souterraines	6.4
UR - Altdorf	10.0	UR - Reuss, Seedorf	Rivière	6.6
VD - Aigle	9.8	VS - Rhône, Porte du Scex	Rivière	7.3
VD - La Frétaz	6.1	Lac de Joux	Lac	6.1
VD - Payerne	9.4	Lac de Morat	Lac	6.0
VD - Payerne	9.4	VD - Lucens - Grands Champs	Eaux souterraines	10.7
VD - Payerne	9.4	VD - Montmagny - La Molliettaz	Eaux souterraines	10.1
VS - Grand-St-Bernard	-0.4	VS - Bagnes-Fionnay - Plan de Dzeu	Eaux souterraines	5.8
VS - Montana	5.9	VS - Bagnes-Fionnay - Plan de Dzeu	Eaux souterraines	5.8
VS - Sion	10.1	VS - Crêtelongue Lm4	Eaux souterraines	10.8
VS - Sion	10.1	VS - Vétroz - SHGN 6543	Eaux souterraines	10.8
VS - Sion	10.1	VS - Rhône, Sion	Rivière	6.8
VS - Zermatt	4.4	VS - Visp - Untere Wehreye, VQ37	Eaux souterraines	11.4
ZH - Zürich-Kloten	9.4	ZH - Dietikon - Langacker	Eaux souterraines	13.8

ZH - Zürich-Kloten	9.4	ZH - Hausen am Albis - Stäpfer 3	Eaux souterraines	10.5
ZH - Zürich-Kloten	9.4	AG - Limmat, Baden Limmatpromenade	Rivière	12.6
ZH - Zürich-Kloten	9.4	ZH - Oberglatt - B2	Eaux souterraines	10.9
ZH - Zürich-Kloten	9.4	ZH - Thur, Andelfingen	Rivière	11.5
ZH - Zürich-Kloten	9.4	ZH - Volketswil - Zelgli	Eaux souterraines	11.0

Les différents indicateurs de performances retenus pour comparer les différents réseaux entre eux sont :

- Le COPglobalisé
- L'évolution relative du coût de revient des services énergétiques délivrés par rapport au cas de référence de Sion.
- L'évolution relative du coût de revient de l'anergie délivrée par rapport au cas de référence de Sion.

La fraction de services de refroidissement délivrés par rapport à l'ensemble des services énergétiques fournis (chaleur + refroidissement) est intéressante à analyser car elle influence grandement les trois indicateurs de performance susmentionnés.

Effet de la localisation et du type de source sur le COPglobalisé

L'évolution du COPglobalisé en fonction de la température atmosphérique est présentée dans la Figure 86. On peut constater une frontière entre deux modes situés aux alentours de 6-7°C de température atmosphérique moyenne annuelle. En dessous de ce seuil la demande de refroidissement devient indépendante de la température atmosphérique, il fait suffisamment froid pour ne pas avoir de besoin de refroidissement de confort et le COPglobalisé devient presque égal à celui d'un réseau ne fournissant que du chauffage. Au-dessus du seuil de 7°C le COPglobalisé monte linéairement avec la température atmosphérique. Ceci est essentiellement dû à l'augmentation de la part que joue les services de refroidissement dans le bilan annuel. Le COP en mode de refroidissement net étant au moins un ordre de grandeur en dessus du COP en mode de chauffage net, il est évident que les réseaux d'anergie (au CO2 ou à l'eau) les plus énergétiquement efficaces sont ceux délivrant beaucoup de services de refroidissement.

On constate que les réseaux utilisant les eaux souterraines sont en général plus performants que ceux utilisant les eaux de rivières. Ceci s'explique par la tendance des rivières d'être significativement plus froide en hiver que les eaux de nappes, ce qui impact négativement le COP des PAC. Pour ce qui est des lacs la tendance est moins marquée mais il semble qu'ils soient aussi un peu plus froids que les eaux de nappes.

On remarquera que le COPglobalisé calculé avec le présent modèle est de 7 ce qui est supérieur à la valeur mesurée de 5.5 pour le démonstrateur de Sion. Ceci s'explique en premier lieu par le fait que les trois sous-stations sont modélisées comme étant similaires à celle du bâtiment B19, soit une pompe à chaleur eau-eau raccordée au réseau via une boucle d'eau glycolée et qui en pratique a montré des performances supérieures aux deux autres sous-stations. Un autre effet est celui de l'absence de chiller à la centrale du réseau qui a légèrement pénalisé le COPglobalisé du démonstrateur.

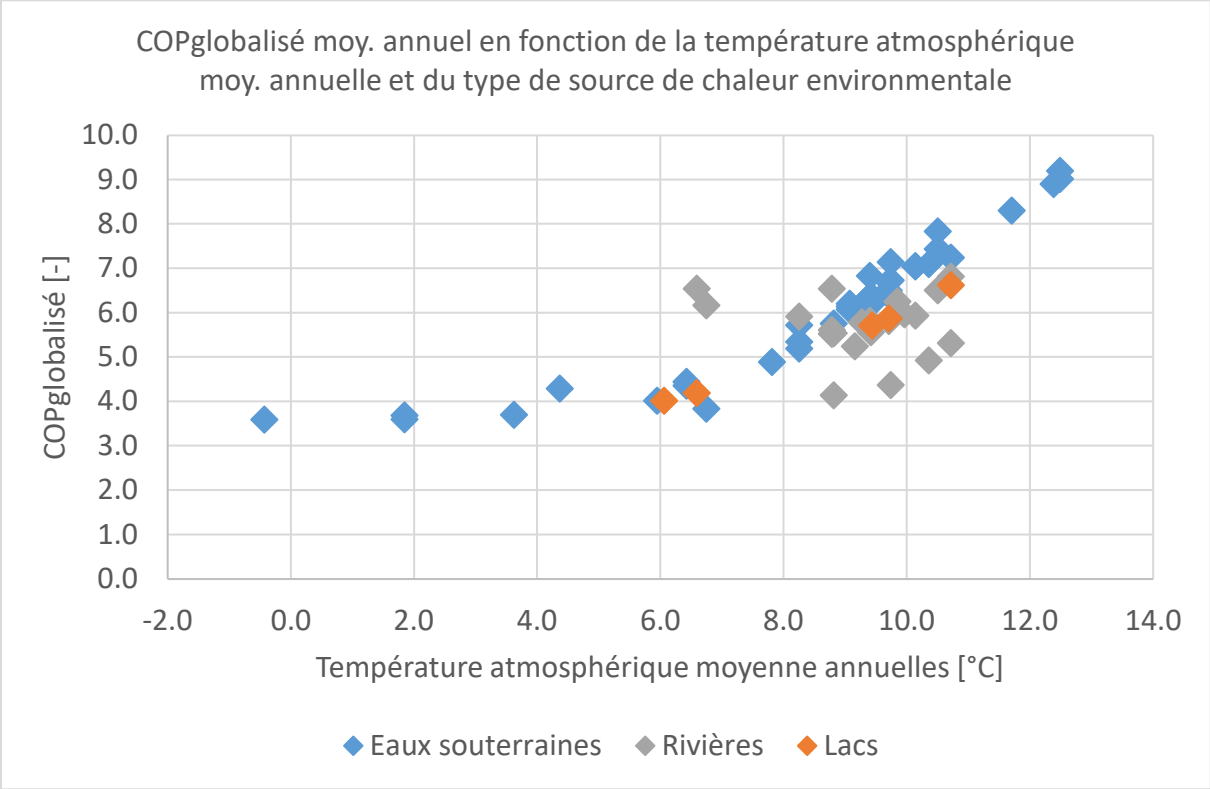


Figure 86 : COPglobalisé moy. annuel en fonction de la température atmosphérique moy. annuelle et du type de source de chaleur environnementale

La Figure 87 illustre l'évolution de la part des services de refroidissement dans le bilan annuel total. Les constations sont liées à ce qui a été discuté plus haut concernant le COPglobalisé. On observe clairement la disparition des besoins de refroidissement de confort en dessous de 6°C de température atmosphérique moyenne annuelle. La légère décroissance de la part de refroidissement de « process » en dessous de 6°C s'explique par l'augmentation de la quantité d'énergie chaleur délivrée lorsque la température atmosphérique moyenne annuelle décroit.

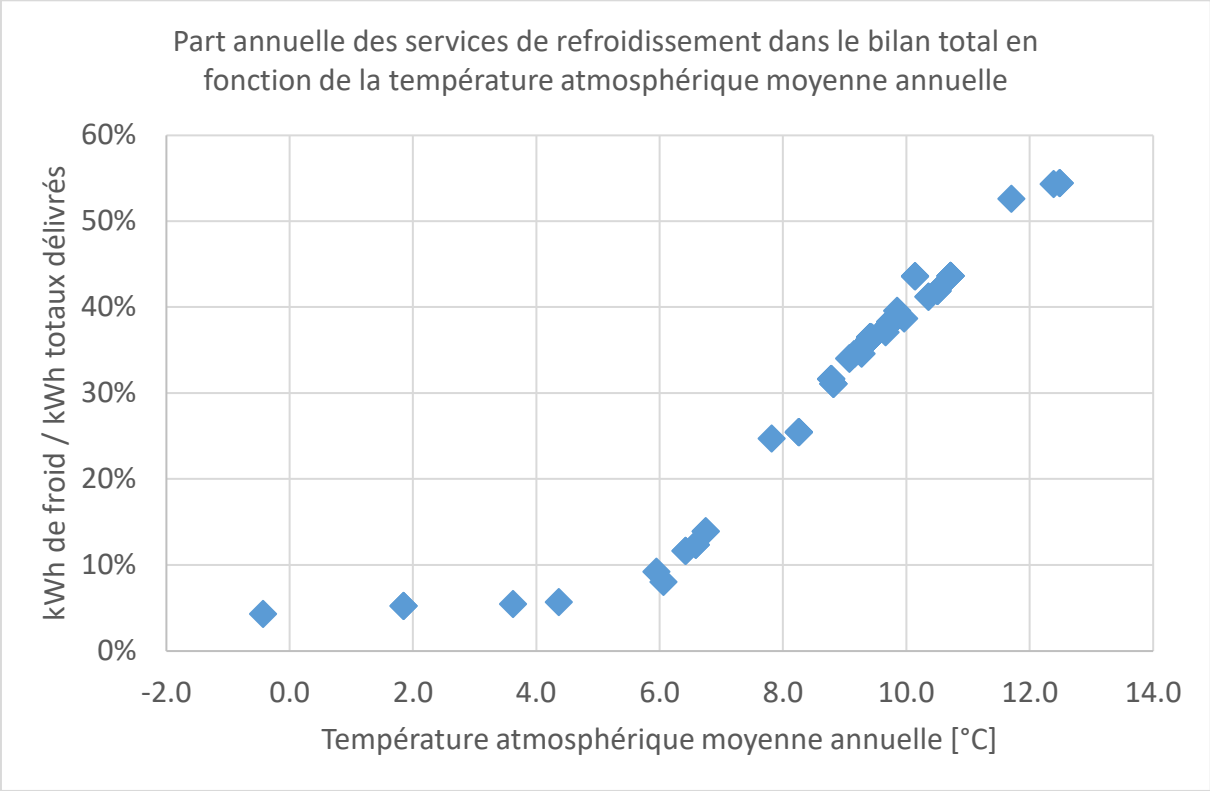


Figure 87 : Part annuelle des services de refroidissement dans le bilan total en fonction de la température atmosphérique moyenne annuelle

Comme il s'agit d'une modélisation qui porte sur des bâtiments bien spécifiques il est clair que ces résultats ne peuvent pas être transposés directement à un réseau dont les consommateurs auraient des caractéristiques thermiques très différentes. Cependant on peut donner qualitativement l'effet qu'a, sur le COP globalisé, un changement dans la composition du mix de service fournis, le degré de performance de l'enveloppe et la température de distribution de chaleur dans les bâtiments. Ceci est représenté à la Figure 88.

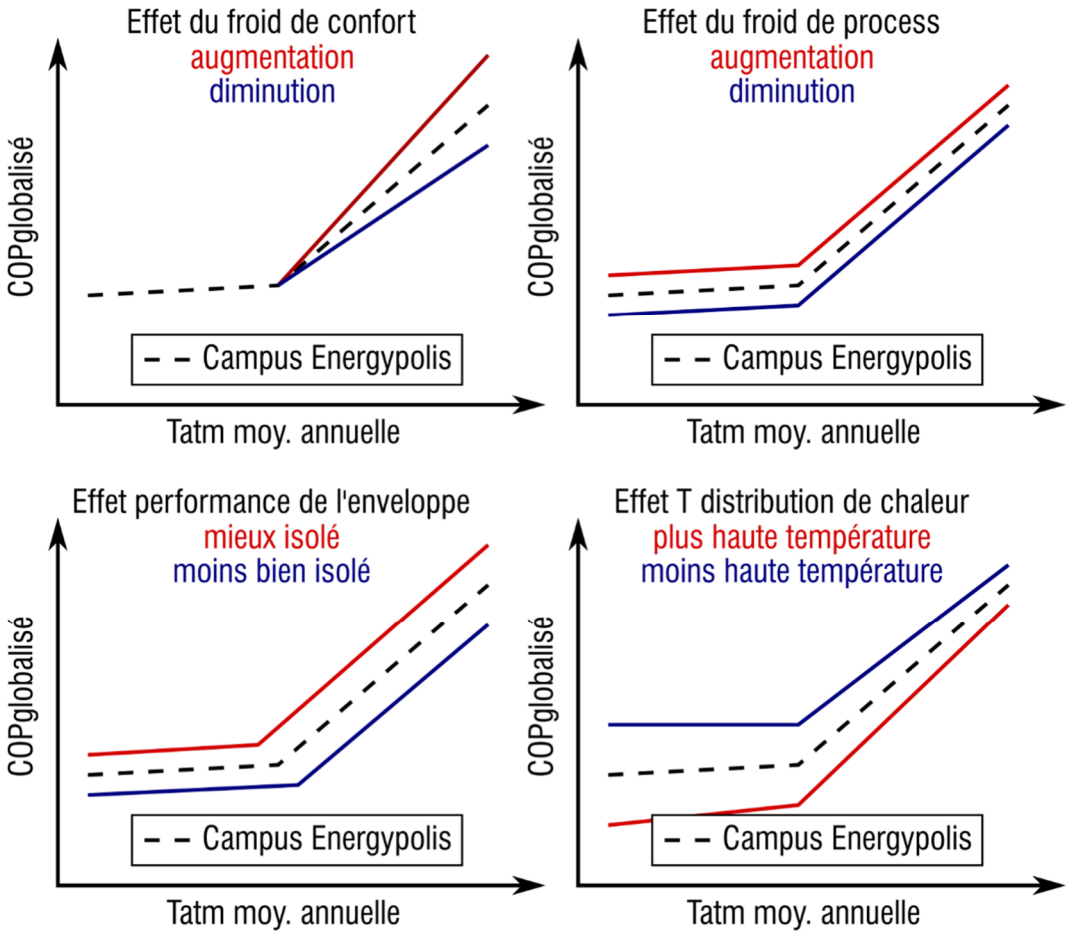


Figure 88 : Effet du froid de confort, du froid de process, de la performance de l'enveloppe et de la température de distribution de chaleur sur le COPglobalisé, en fonction de la température atmosphérique annuelle moyenne

Effet de la localisation et du type de source sur le coût de revient de la fourniture des services énergétiques relativement au cas de Sion

La présente section traite de l'impact sur le coût de revient des services énergétiques livrés. L'objectif et d'identifier les sources et les conditions climatiques qui sont favorables à l'implantation de tels réseaux.

Le modèle de calcul permet d'estimer assez précisément les coûts d'investissement et d'opération pour la partie allant de l'échangeur de chaleur sur la source jusqu'au départ PAC/échangeur CO2 dans les sous-stations. Les coûts d'accès à la source, qui dépendent de la complexité, de la distance, de la qualité de l'eau varient énormément, il a donc été décidé de ne pas les inclure dans la comparaison. Les coûts de génie civil pour la pose du réseau sont aussi fortement influencés par les conditions locales. Dans la présente analyse le coût des fouilles a été considéré identiques pour tous les réseaux (coût correspondant à un milieu urbain pas trop encombré/complexe). Enfin le prix de l'électricité a un impact très fort. Comme l'électricité est majoritairement consommée par les pompes à chaleur dans les sous-stations, le choix d'un prix pertinent de l'électricité est difficile car il dépend des conditions du moment, de la localisation, de la consommation globale d'électricité des consommateurs connectés et

du fait qu'ils ont accès ou non au marché libre[6]. Dans le cas présent le prix de l'électricité retenu pour tous les réseaux modélisés est de 24.07 cts/kWh. Il correspond au tarif type « C6 » pour Sion en 2023 (moyenne tension, 400 kW, 1'500 MWh/an) selon les données de l'Elcom.

En raison des nombreuses incertitudes susmentionnées, il a été décidé de présenter l'évolution des coûts de revient de l'énergie et de l'anergie livrée relativement à l'installation de Sion et non pas en valeur absolue. Premièrement car cette valeur du prix de revient ne couvre pas l'entier des coûts de fourniture et deuxièmement l'expérience montre qu'une fois annoncés, ces prix indicatifs tendent à être sortis de leur contexte et utilisés à mauvais escient.

La Figure 89 présente l'évolution des coûts de reviens des services énergétiques délivrés relativement à ceux modélisés pour l'installation de Sion.

La première constatation est que le Valais central est assez favorable comme emplacement, en raison de température estivale élevée et hivernale relativement basse, ce qui tend à augmenter la quantité d'énergie délivrée à puissance installée égale. En outre la présence d'une nappe phréatique très stable en température (10.8°C) est un facteur supplémentaire en faveur de Sion.

Par rapport au réseau de Sion le coût de revient des services énergétiques peut être réduit d'environ 10% essentiellement pour des réseaux qui seraient installés au Sud des Alpes. Pour des réseaux installés sur le plateau (altitude inférieure à env. 800 m) les coûts se situeraient dans une fourchette comprise entre 100% et 120% de ceux de Sion. Les coûts les plus élevés sont pour les régions de montagne ou il n'y a plus de refroidissement de confort nécessaire.

On constate comme pour le COP un point de bascule aux alentours de 6°C de température atmosphériques. La performance économique est sensiblement améliorée si la part des services de refroidissement dans le bilan total est élevée. Ceci provient du fait que l'investissement nécessaire pour fournir des services de refroidissement est beaucoup plus faible que pour les services de chauffage. En effet la fourniture de service de refroidissement nécessitant beaucoup moins de matériel, le coût par kW installé en sous station pour fournir du froid est environ 5 à 10 fois plus faible que pour la chaleur (essentiellement en raison du cout des PAC). De plus l'effet sur les coûts d'opération de chaque kWh supplémentaire de service de refroidissement fourni est faible en raison du très bon COP dans ce mode.

On constate une légère baisse du coût de revient relatif pour les très faibles températures atmosphériques moyennes annuelles par rapport au point de bascule de 6°C. C'est dû essentiellement au nombre d'heures de chauffage très élevé qui font que les coûts d'investissement sont ventilés sur un plus grand nombre de kWh de chaleur fournie.

L'effet du type de source sur le coût de revient des services énergétiques délivrés est directement liés à celui sur le COPglobalisé, à savoir que les rivières sont plus froides en hiver que les eaux souterraines ou les lacs. In fine ceci engendre une augmentation des coûts d'opération en raison de la consommation d'énergie électrique plus élevée.

[6] A titre d'exemple les données de l'Elcom indiquent qu'en Suisse pour les consommateurs type « C3 » (basse tension, 50 kW, 150 MWh/an) le prix total (hors TVA) pour 2023 varie entre 7.57 cts/kWh et 55.11 cts/kWh avec une valeur médiane à 25.26 cts/kWh. Pour les consommateurs type « C7 » (Moyenne tension, 1630 kW, 7'500 MWh/an) le prix varie entre 2.30 cts/kWh et 52.13 cts/kWh avec une valeur médiane à 19.36 cts/kWh.

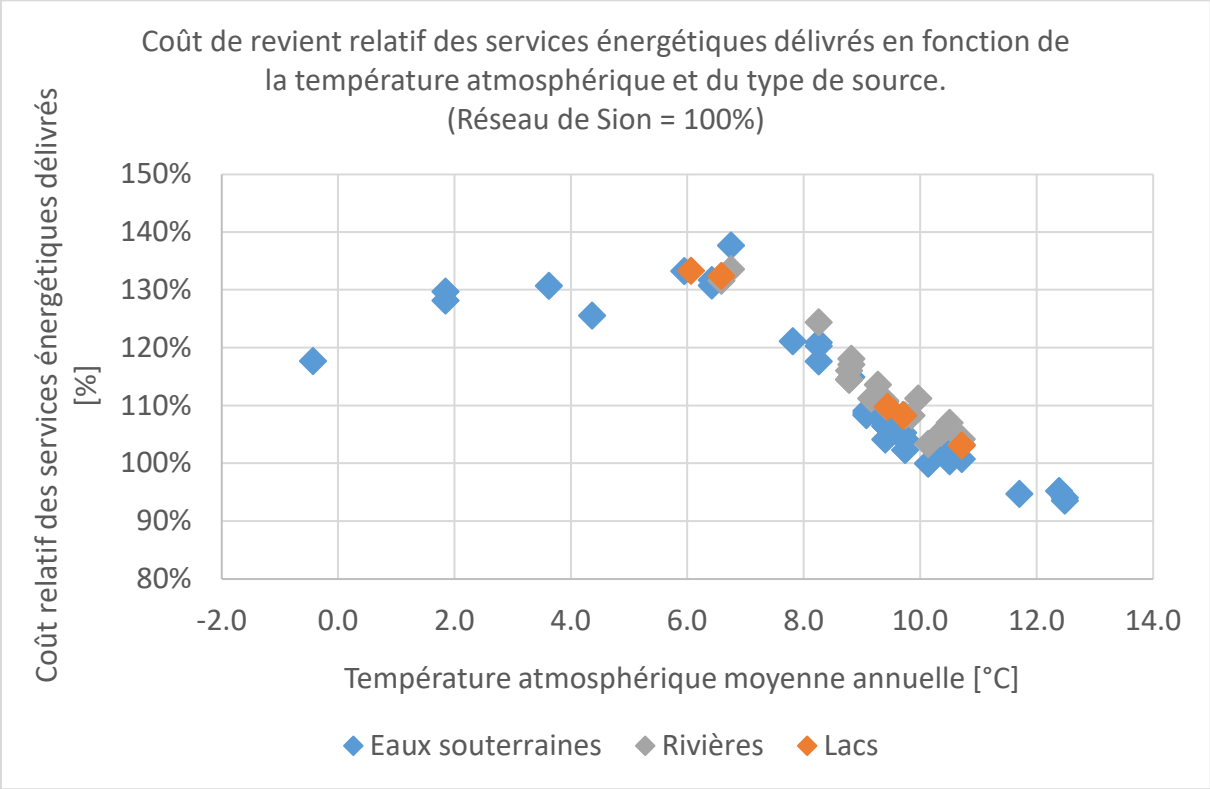


Figure 89 : Part annuelle des services de refroidissement dans le bilan total en fonction de la température atmosphérique moyenne annuelle

Effet de la localisation et du type de source sur le coût de revient de la fourniture de l'anergie relativement au cas de Sion

Compte tenu de la consommation d'électricité dans un réseau d'anergie, qui est par essence décentralisée, il est pertinent de considérer le cas où l'opérateur du réseau d'anergie à CO2 facture aux clients l'anergie délivrée aux sous-stations. Ce faisant il est possible de s'affranchir de la complexité liée à une éventuelle différence de tarif de l'électricité entre un consommateur et un autre.

A titre d'exemple, on peut considérer un réseau qui alimente à la fois des bâtiments de logement à plusieurs appartements et équipés d'une PAC d'une puissance de 100 kW et des commerces ou PME industrielles dont la consommation excède 100'000 kWh/an équipés aussi d'une même PAC de 100 kW. Dans le cas particulier les sous-stations des bâtiments de logements consommeraient moins de 100'000 kWh/an et seraient soumis au tarif monopolistique du gestionnaire de réseau de distribution local alors que les sous-stations des commerces ou PME industrielles auraient accès au marché libre. L'opérateur du réseau d'anergie pourrait aussi décider de faire un raccordement électrique dédié pour chaque consommateur ce qui peut être au détriment ou à l'avantage des consommateurs ayant un tarif différent de celui des raccordements dédiés. On en conclut qu'il est difficile de compter la part d'électricité dans le prix de la chaleur sans introduire de biais en faveur de l'un ou l'autre des consommateurs ou de l'opérateur du réseau d'anergie. En optant à la place pour un tarif de vente de l'anergie à savoir la chaleur délivrée à la source froide des PAC et le froid délivré par les échangeurs CO2/eau dans les sous-stations et en laissant le consommateur final payer l'électricité consommée par lesdites sous-stations on s'affranchit complétement de ce problème.

Dans le cas d'une facturation à l'anergie utilisée par les consommateurs, le principe est que le prix permette de couvrir l'amortissement des installations, les coûts d'opération (essentiellement l'énergie de pompage et la maintenance) ainsi que les couts de financement, assurances, etc. La différence avec

le modèle de facturation des services énergétiques, c'est que l'énergie électrique consommée en sous-stations n'est pas incluse dans le prix. Dans le cas de la présente étude le remboursement de la pompe à chaleur dans les sous-stations de chauffage n'a pas été inclus non plus dans le prix de l'anergie livrée.

La Figure 90 présente l'évolution des coûts de revient de l'anergie délivrée relativement à celui modélisé pour l'installation de Sion.

On constate une évolution assez similaire à celle des coûts de revient des services énergétiques délivrés discutée précédemment. Il n'y a pas de différence significative pour les zones climatiques du Sud des Alpes, du Valais central et du plateau. On constate toutefois une diminution plus rapide du cout de revient de l'anergie que pour le coût des services énergétiques délivrés pour les stations avec des températures atmosphériques annuelles très basses. Ceci s'explique par une ventilation des coûts sur une plus grande quantité d'anergie annuellement délivrée sans augmentation aussi significative des coûts d'opération. Alors que pour le coût des services énergétiques, le coût d'opération augmente plus en raison de la consommation électrique des PAC qui travaillent avec un COP moins élevé (plus de jours très froids avec des températures de départ élevées).

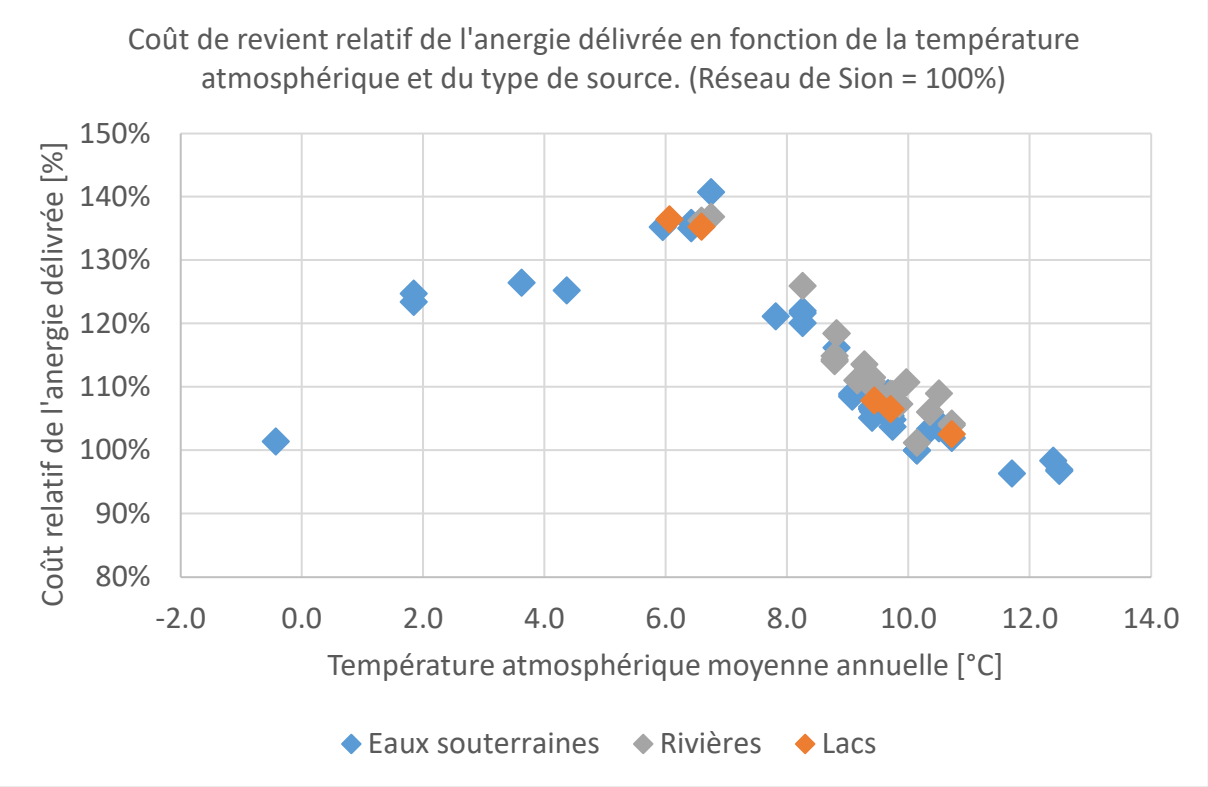


Figure 90 : Coût de revient relatif de l'anergie délivrée en fonction de la température atmosphérique et du type de source. (Réseau de Sion = 100%)

La Figure 91 représente le ratio entre les coûts de l'anergie délivrée et les coûts des services énergétiques délivrés. On constate que pour les emplacements avec des températures atmosphériques moyennes annuelles supérieures à 6°C, le coût de l'anergie représente environ 65% du coût des services énergétiques délivrés. Comme discuté plus haut, pour les emplacements avec des températures en dessous de 6°C en moyenne annuelle, la part liée à la fourniture de l'anergie dans le bilan total diminue un peu.

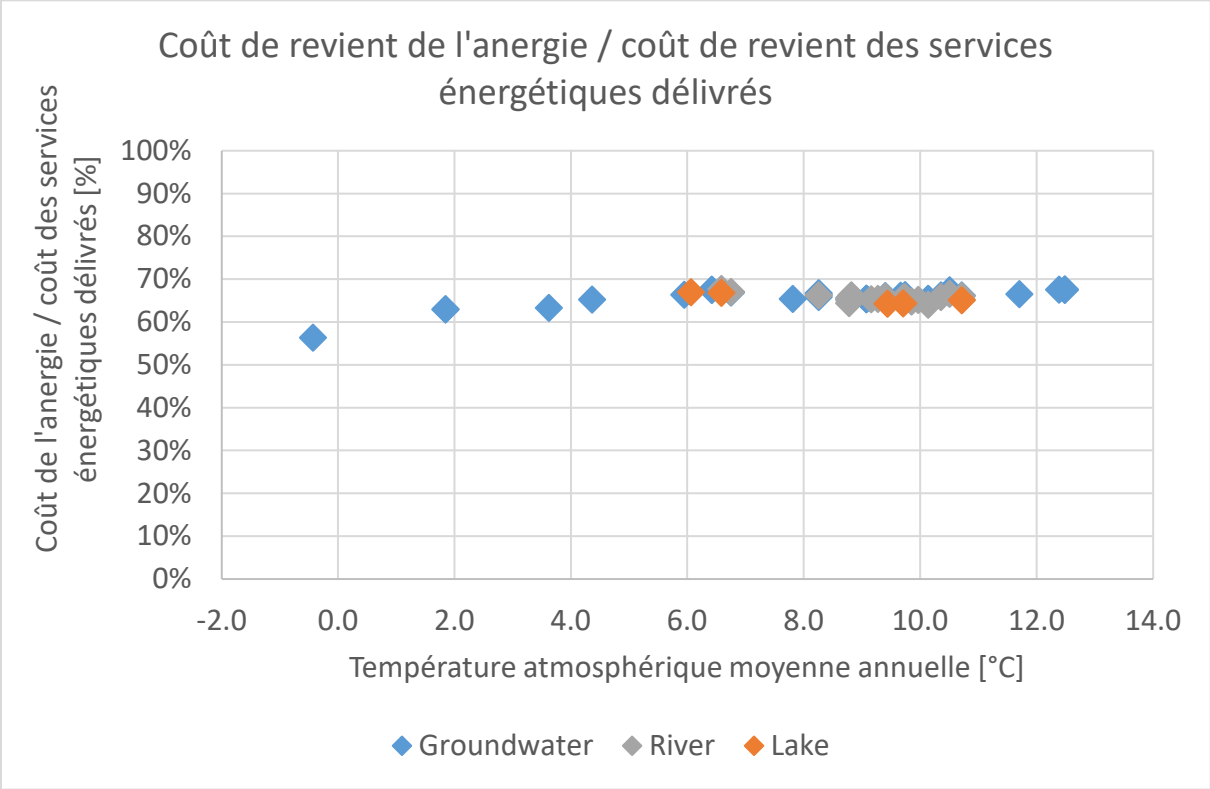


Figure 91 : Coût de revient de l'anergie / coût de revient des services énergétiques délivrés

Finalement il est intéressant de présenter la quantité d'anergie et de services énergétiques livrés annuellement par les réseaux en fonction de la température atmosphérique moyenne annuelle. On peut constater à la Figure 92 qu'il y a une corrélation inverse entre la quantité de services et d'anergie livrées avec leur coût de revient relatif.

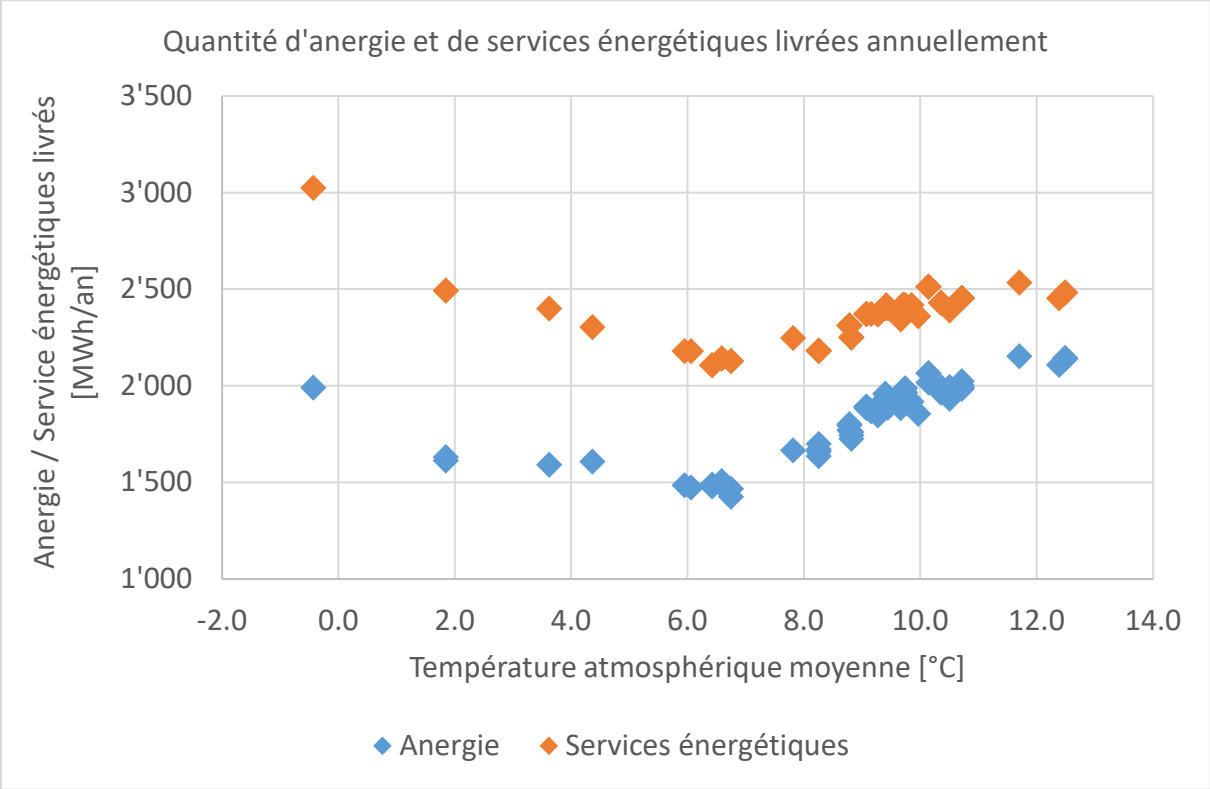


Figure 92 : Quantité d'anergie et de services énergétiques livrées annuellement

Avec un coefficient de -0.992, la corrélation inverse est pour ainsi dire parfaite pour l'anergie et son coût de revient. Elle est présente pour les services énergétiques livrés mais moins marquée (-0.609) ceci est explicité à la Figure 93 et à la Figure 94.

En conclusion on peut dire que on peut dire que pour une puissance installée donnée l'anergie totale livrée annuellement aux sous-stations doit être maximisée pour réduire son coût de reviens et que les zones à privilégier en priorité sont celles où la demande de refroidissement représente une part du bilan annuel aussi élevée que possible.

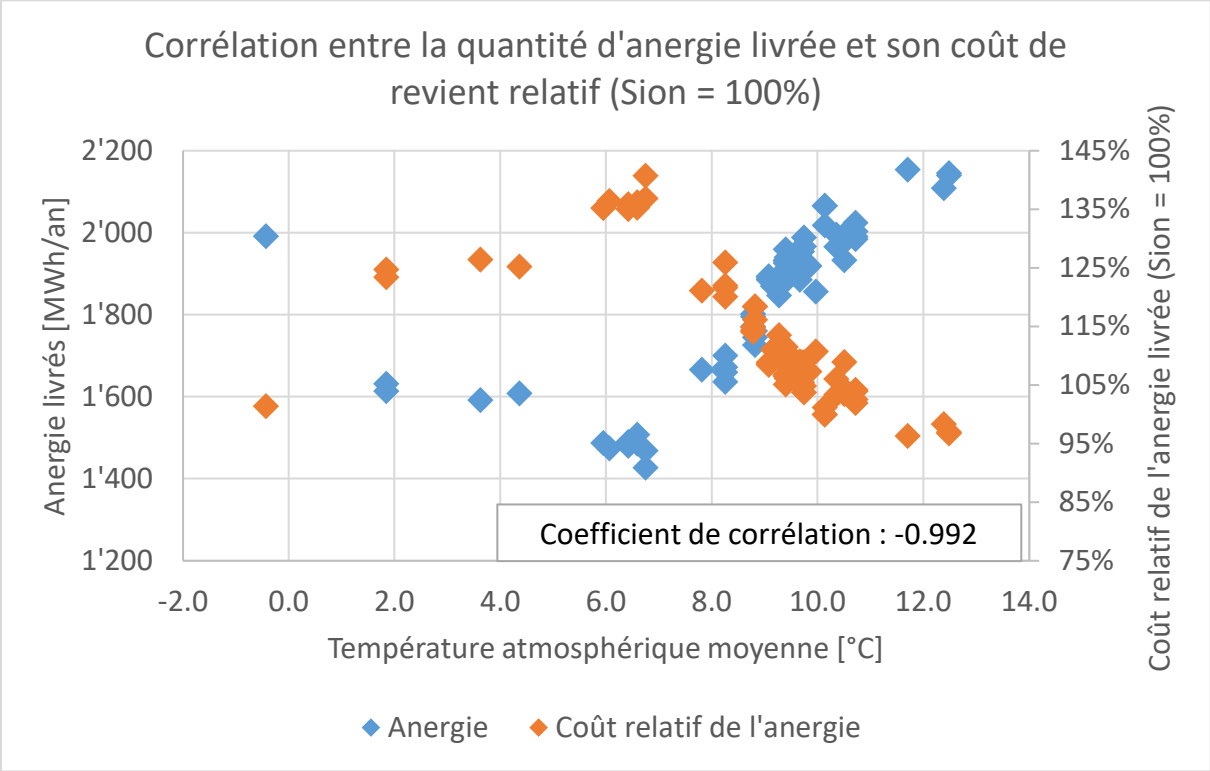


Figure 93 : Corrélation entre la quantité d'anergie livrée et son coût de revient relatif (Sion = 100%)

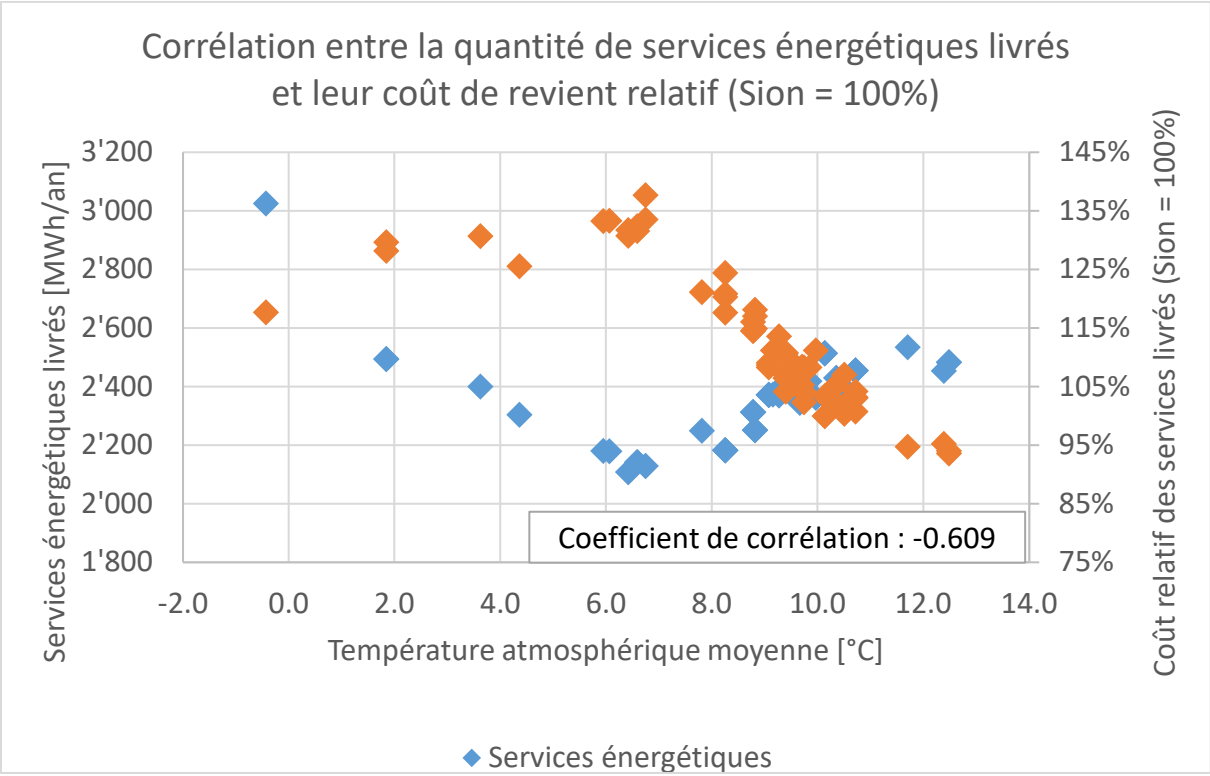


Figure 94 : Corrélation entre la quantité de services énergétiques livrés et leur coût de revient relatif (Sion = 100%)

Avant de conclure la présente analyse sur la réplicabilité des réseaux d'anergie à CO2 en Suisse, il convient de discuter une particularité des réseaux d'anergie à CO2 et qui concerne leur aptitude à délivrer les services de refroidissement en direct. L'intérêt du réseau CO2 vient de la compacité que permet l'exploitation de la chaleur latente de vaporisation plutôt que la chaleur sensible. Il s'avère que les sources de chaleur environnementales sont exploitables en chaleur sensible de même que les réseaux de distribution dans les bâtiments. Cette différence engendre des échanges de chaleur avec des profils de température moins adaptés pour les réseaux CO2 que dans le cas de l'anergie à l'eau.

A titre d'exemple les profils pour les conditions de dimensionnement du démonstrateur de Sion sont présentés ci-dessous dans la Figure 95 pour le réseau CO2 et dans la Figure 96 pour un réseau d'anergie à eau (boucle d'eau traitée avec 3K de différence de température entre les lignes). On constate immédiatement que les profils de température avec l'anergie à l'eau permettent de délivrer une température de 13°C au départ du secondaire des bâtiments alors que le réseau CO2 n'arrive à fournir que du 17°C.

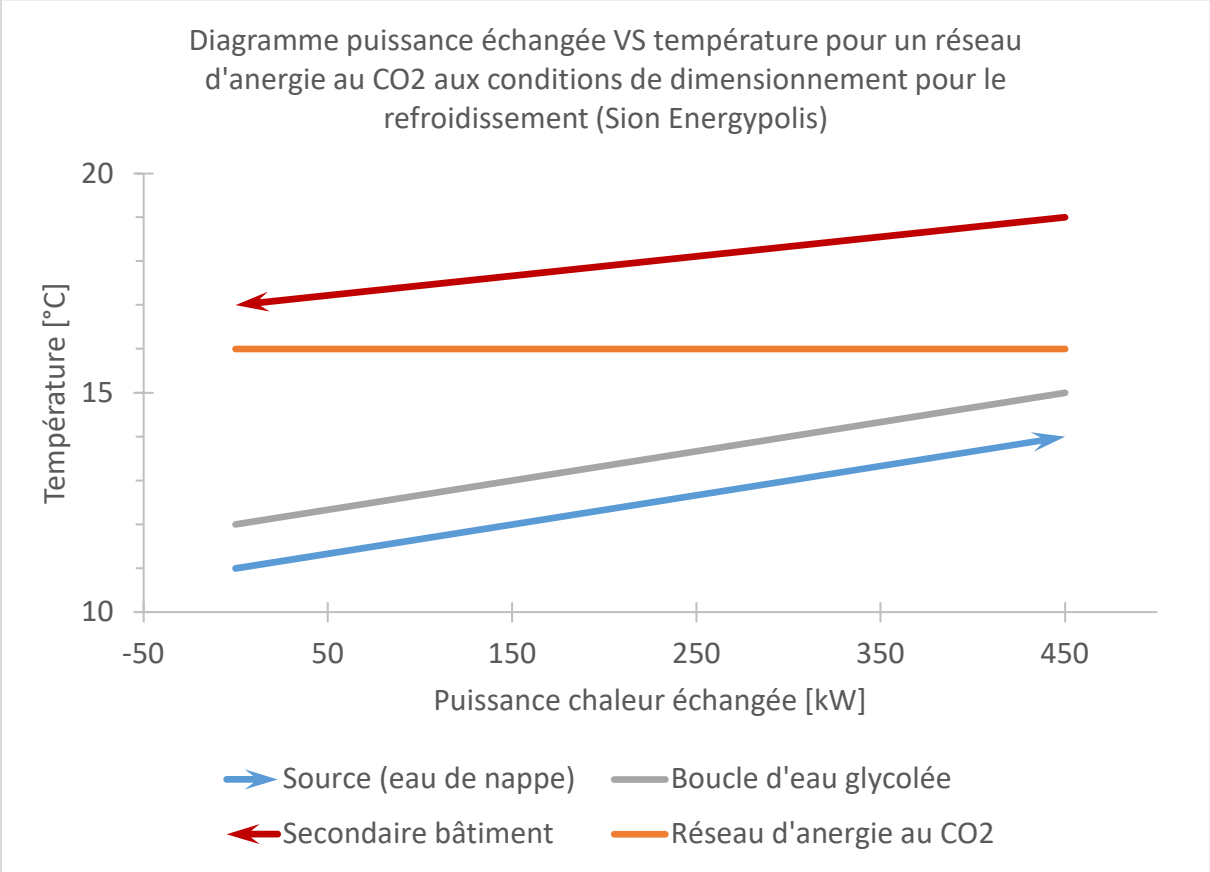


Figure 95 : Diagramme puissance échangée VS température pour un réseau d'anergie au CO2 aux conditions de dimensionnement pour le refroidissement (Sion Energypolis)

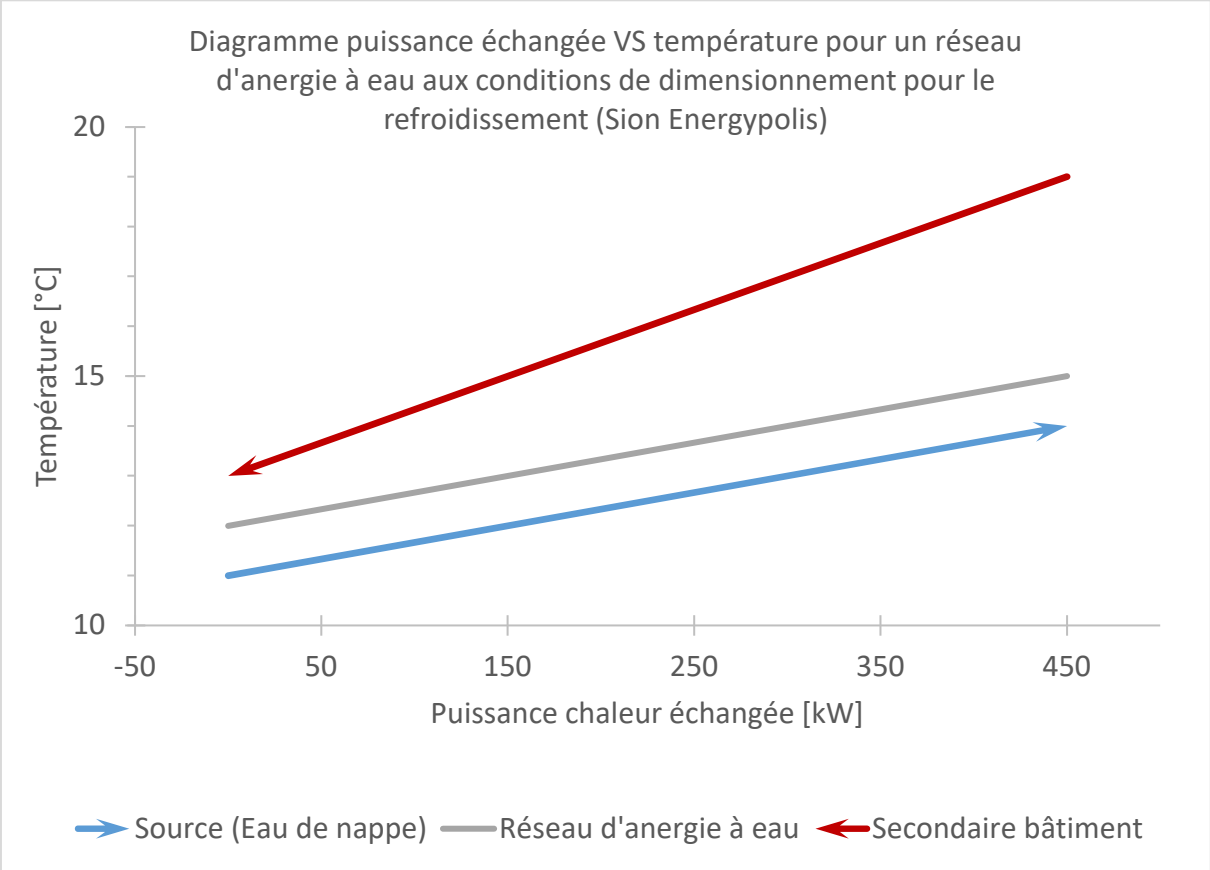


Figure 96 : Diagramme puissance échangée VS température pour un réseau d'anergie à eau aux conditions de dimensionnement pour le refroidissement (Sion Energypolis)

Pour l'ensemble des doublets « conditions climatique – source utilisée » et pour le mois durant lequel la source est la plus chaude, la température de départ au secondaire des sous-stations délivrant du froid a été calculée et est présentée à la Figure 97.

On peut constater que pour les réseaux utilisant comme sources des eaux souterraines et localisés sur le plateau, en Valais ou au Tessin, il est possible d'alimenter en refroidissement direct des consommateurs qui requièrent des températures de départ d'au minimum 17-18°C pour la plupart. Certaines eaux souterraines particulièrement chaudes imposent des valeurs jusqu'à 22°C. Pour les rivières c'est très variable ; en générale elles sont trop chaudes en été pour permettre le refroidissement direct. Un élément intéressant est qu'une rivière « glacière » qui arrive dans un lac peut être assez froide, mais la même rivière à la sortie du lac ne l'est en général plus, la stratification et la lenteur des écoulements faisant que les eaux de surfaces deviennent assez chaudes.

Les réseaux utilisant comme source des eaux de lacs prises en profondeur sont des bonnes sources de refroidissement direct car elles permettent des départs au secondaire entre 12 et 14°C.

Il convient de remarquer que ces valeurs seraient décalées d'environ 2 à 4°C vers le bas avec de l'anergie à l'eau (dépendamment du pincement dans les échangeurs et de la nécessité d'introduire des boucles intermédiaires ou non). Il s'agit là d'un désavantage des réseaux d'anergie à CO2 par rapport à ceux à eau.

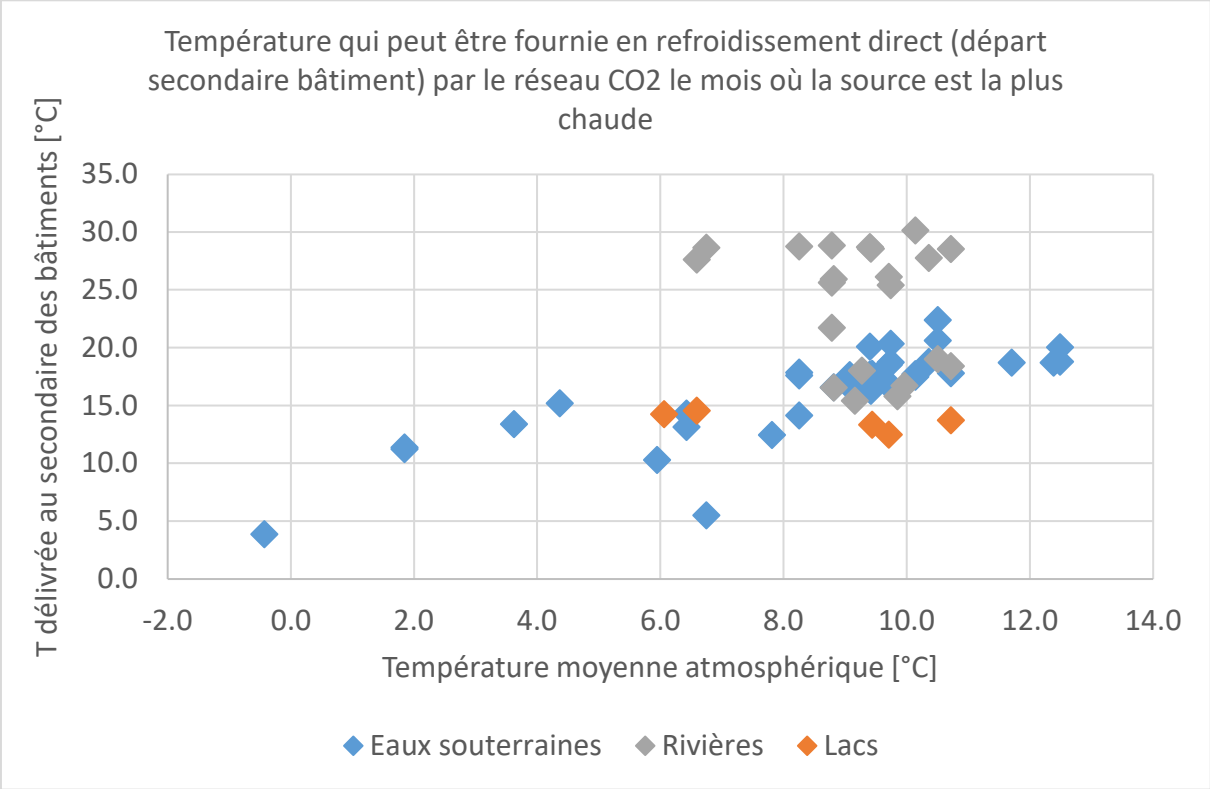


Figure 97 : Température qui peut être fournie en refroidissement direct (départ secondaire bâtiment) par le réseau CO2 le mois où la source est la plus chaude

Notons cependant que le recours à une production de froid à compression de vapeur à la centrale d'équilibrage pour les mois les plus chaud, idéalement en combinaison avec du pré-refroidissement en échange direct avec la source permet de découpler la température de réseau CO2 de celle de ladite source et de rabaisser le seuil de refroidissement direct à celui d'un réseau d'anergie à eau. Il est clair que la consommation électrique qu'implique une telle solution serait plus importante que dans le cas de l'anergie à l'eau mais des COPf relativement élevés restent possibles sous les conditions suivantes:

- Un choix judicieux de groupe froid et de son fluide de travail soit fait. En particulier qu'il soit capable d'opérer avec des faibles différences de température entre l'évaporateur et le condenseur (faible « lift »).
- L'intégration avec le réseau CO2 soit réalisée de façon soignée, pour arriver à faire travailler le groupe froid dans des conditions de faibles différences de température,
- Si le profil puissance thermique – température de la source est au moins en partie suffisamment froid, de prévoir de faire une part du refroidissement en direct.
- Durant les périodes où la source est suffisamment froide et/ou la demande de refroidissement suffisamment faible pour permettre de livrer la puissance avec des températures de départ plus élevées au niveau du secondaire des sous-stations. Alors faire du refroidissement en direct.

La Figure 98 présente les COPf (EER) qui pourraient être atteints pour trois variantes de groupes froids eau/eau connectés aux condenseurs CO2 dans la centrale d'équilibrage via une boucle d'eau intermédiaire. On y suppose un réseau CO2 maintenu à 12°C et des températures d'entrée de la source allant de 12-25°C. A noter que les COPf en question prennent en compte la consommation électrique de la pompe sur la boucle d'eau intermédiaire. On constate des COPf supérieurs à 10 pour des températures de sources jusqu'à 17°C. A noter qu'il s'agit de groupes froids eau/eau relativement

standards et que la suppression de la boucle intermédiaire et le remplacement de l'évaporateur des groupes froids par un évaporateur/condenseur CO2 pourrait potentiellement améliorer le COPf. Toutefois, un tel design sortant des applications standards, on ne souhaite pas s'avancer sur les COPf qu'il serait possible d'atteindre.

On notera que l'installation d'un groupe froid à la centrale d'équilibrage permet aussi de compenser une probable augmentation de la température des sources à l'avenir et ainsi de maintenir le niveau de service délivré.

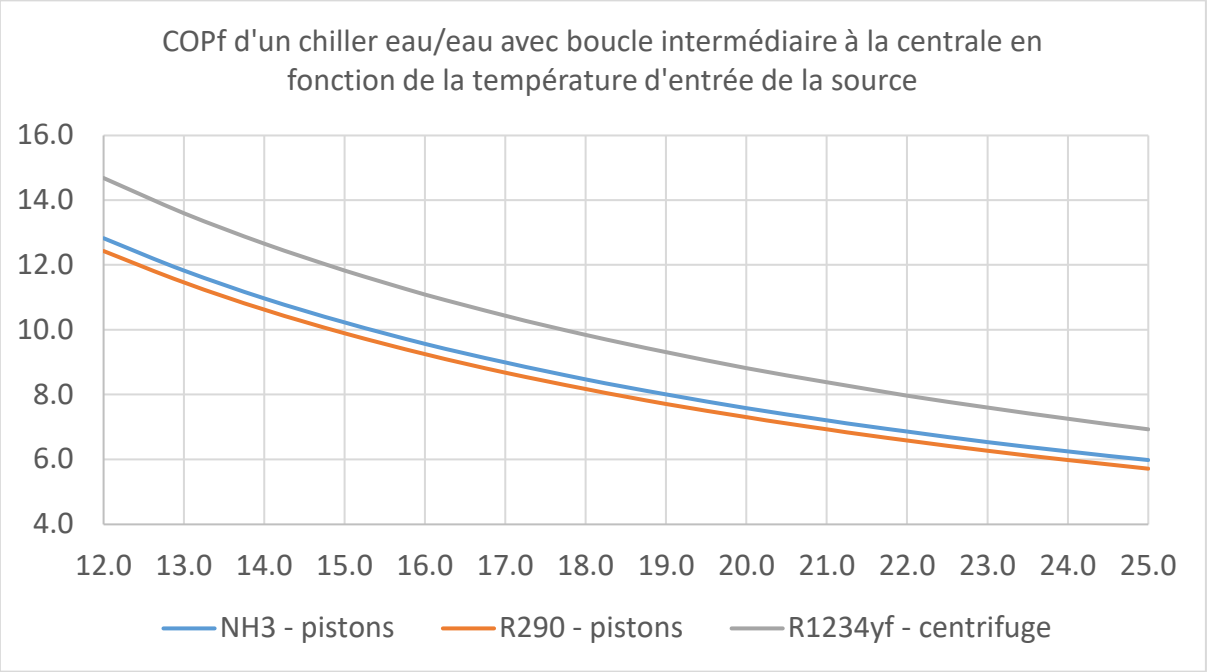


Figure 98 : COPf d'un chiller eau/eau avec boucle intermédiaire à la centrale en fonction de la température d'entrée de la source

Conclusions concernant le potentiel de réplication en Suisse

De façon générale, on peut conclure que les déploiements de réseau d'anergie à CO2 similaire à celui de Sion est le plus pertinent d'un point de vue des performances énergétiques et des coûts dans les zones du plateau Suisse, de la vallée du Rhône et du Sud des Alpes qui présentent les températures atmosphériques les plus élevées en moyenne annuelle. On note aussi que l'ensemble du plateau (jusqu'à une altitude d'env. 800 m) se prête assez bien à de tels réseaux. Un facteur essentiel dans la rentabilité de ce genre de réseau est la fourniture de services de refroidissement en aussi grande quantité que possible en raison des faibles coûts d'investissement et d'opération que ce type de service engendre.

On constate aussi l'intérêt d'utiliser un modèle de tarification de l'anergie livrée et non pas des services énergétiques finaux pour éviter les distorsions entre utilisateurs et aussi vis-à-vis de l'opérateur du réseau. Ces distorsions pouvant provenir essentiellement des différences sur le prix de l'électricité consommée dans les sous-stations.

On note que le meilleur prédicteur d'une bonne performance économique et énergétique est la quantité d'anergie livrée annuellement par le réseau. A noter cependant qu'en présence de récupération de chaleur fatale disponible en hiver et valorisable localement dans les sous-stations alors la tarification à l'anergie livrée pourrait s'avérer être une mauvaise opération pour l'opérateur de réseau.

Enfin on note l'impact généralement positif sur les performances d'un régime de température de la source très stable. En ce sens, les eaux souterraines et les eaux de lac (puisée à une profondeur suffisante) sont très intéressantes. Les rivières et les eaux prises en surfaces ont le défaut d'être plus froides en hiver et trop chaudes en été pour permettre d'avoir recours au refroidissement direct. Cela dit, il convient de préciser qu'il est possible d'installer une production de froid à la centrale du réseau pour permettre de découpler la température de ce dernier de celle de la source. Si les écarts de température entre le réseau et la source est maintenue aussi faible que possible (quelques degrés) et qu'un choix judicieux et une intégration soignée du groupe froid et faite alors des COPf qui restent élevés sont possibles.

Effets de la topologie des réseaux CO2 sur les performances énergétiques et économiques

La deuxième étape de l'analyse sur le potentiel de réplication consiste à déterminer quel est l'impact de la topologie d'un réseau CO2 sur les performances énergétiques et les coûts en considérant une localisation et une source fixe.

En l'occurrence le choix de la localisation est Pully (VD) et la source de l'eau du Lac Léman qui est disponible à 7°C tout au long de l'année. Il n'y a pas de raison particulière de ce choix en dehors du fait que ces conditions sont assez représentatives des zones favorables identifiées précédemment.

Le même modèle thermo-économique a été utilisé afin de comprendre l'impact de la structure du réseau sur les performances dans le but de dégager des recommandations de configuration qui soient aussi pertinentes que possible.

Pour ce faire le calcul prend essentiellement en entrée :

- la puissance de raccordement en chaud et en froid de chaque sous-station tant pour des besoins fixes que pour une demande en fonction de la température extérieure,
- une courbe de chauffe et de froid (i.e. les températures de départ en fonction de la température extérieure) respectivement des circuits secondaires de distribution de chaud et de froid,
- la distance et le dénivelé entre les sous-stations et
- des paramètres économiques tels que le taux d'actualisation, le WACC, le prix de l'électricité et de l'approvisionnement du réseau en chaud et en froid.
- les paramètres techniques (Régime des boucles intermédiaires, pincement des échangeurs, rendements moyens des pompes, COP/COPcarnot des PAC…)

Le modèle calcule les CAPEX et OPEX associés à ce réseau sur une base mensuelle pour en déduire soit un prix du kWh fourni (chaud et froid réunis) soit un prix du « kWh d'anergie » fournie (dans le cas où les PAC connectées au réseau n'appartiennent pas à l'exploitant du réseau).

Le cas d'étude considéré est celui d'un réseau situé à Pully utilisant l'eau du Lac Léman à 7°C (tout au long de l'année) dimensionné pour une puissance raccordée en chaud de 2,7MW et pour le froid de soit de 0MW (donc un réseau de chauffage uniquement) ou de 1,8MW (réseau d'anergie offrant des services de chaud et de froid).

Le nombre de sous-stations et leur puissance de raccordement équivaut soit à 3 sous-stations de 900kW (chaud) / 600kW (froid) chacune[7], 9 sous-stations de 300kW (chaud) / 200kW (froid) chacune ou 18 sous-stations de 150kW (chaud) / 100kW (froid) chacune.

La longueur totale du réseau varie de 400m à 2400m.

[7] Ces trois sous-stations alimenteraient chacune deux sous-réseaux de quartier, l'un de chaleur (avec une température de départ de 70°C) et l'autre de froid, de respectivement 900kW et 600kW.

Les besoins en température des circuits de distribution de chaleur approvisionnées par le réseau CO2 peuvent être de :

- 70°C toute l'année (pour un sous-réseau CAD de quartier),
- 60/30°C aux températures de dimensionnement et de seuil d'enclenchement du chauffage (p.ex. -7/16°C à Pully) pour un chauffage par radiateurs,
- 35/25°C aux températures de dimensionnement et de seuil d'enclenchement du chauffage (p.ex. -7/12°C à Pully) pour un chauffage au sol,
- 60/30°C et 35/25°C pour une combinaison de ces deux systèmes de chauffage (typiquement la moitié des sous-stations avec des radiateurs et l'autre moitié avec des planchers chauffants.
- 42°C comme température *moyenne* de charge d'un accumulateur d'eau chaude sanitaire
- 13°C toute l'année pour l'approvisionnement en froid.

La chaleur délivrée par les sous-stations et de 4.9, 5.7 et 6.4 GWh/an pour les cas avec 100% de planchers chauffant, distribution mixtes et 100% radiateurs respectivement. La différence provient de la température atmosphérique de seuil d'enclenchement du chauffage qui a été considérée plus basse pour les planchers chauffants que pour les radiateurs

Le froid livré par les sous-stations pour le cas délivrant du chaud et du froid est de 1.2 GWh/an. Pour le froid il n'y a pas de différence de seuil d'enclenchement.

De ces cas d'étude ont pu être déduites les conclusions suivantes.

Conclusion 1 - Combinaison chaud & froid

Ajouter un approvisionnement en froid à un réseau de chaleur revient à augmenter légèrement le CAPEX (échangeur) et l'OPEX (pompage) mais assure un meilleur COP globalisé et un prix réduit du kWh vendu (chaud et froid combiné) et ceci dès une petite part de froid.

Une comparaison de la Figure 99 avec la Figure 100 permet de déduire une amélioration du COP entre 20% à 25%. L'augmentation du COP résulte en partie de l'effet anergie (souvent localisé dans la sous-station) mais surtout de la grande valeur de COP associée à l'approvisionnement en froid.

De façon générale les réseaux d'anergie (à base d'eau ou de CO2) sont en principe économiquement intéressants s'ils peuvent offrir des services de chaud *et* de froid avec la même infrastructure. Le surcoût en CAPEX est minime puisqu'il correspond essentiellement à l'installation d'un deuxième échangeur à chaleur et de la régulation pour le piloter. L'OPEX et l'augmentation des revenus seront proportionnels aux besoins en froid.

Par conséquent il sera préférable de favoriser cette technologie dans les quartiers ayant une combinaison de ces deux besoins. Accessoirement, le réchauffement climatique entraînera une généralisation des besoins de froid de confort dans les bâtiments résidentiels, assurant ainsi l'accroissement du territoire de prédilection des réseaux d'anergie, et réseaux CO2 en particulier. On notera en outre que les besoins de froids modélisés s'apparentent exclusivement à du froid de confort. Il est clair qu'en présence d'une demande de refroidissement liée a du process, la part de refroidissement dans le bilan total pourrait être significativement augmentée.

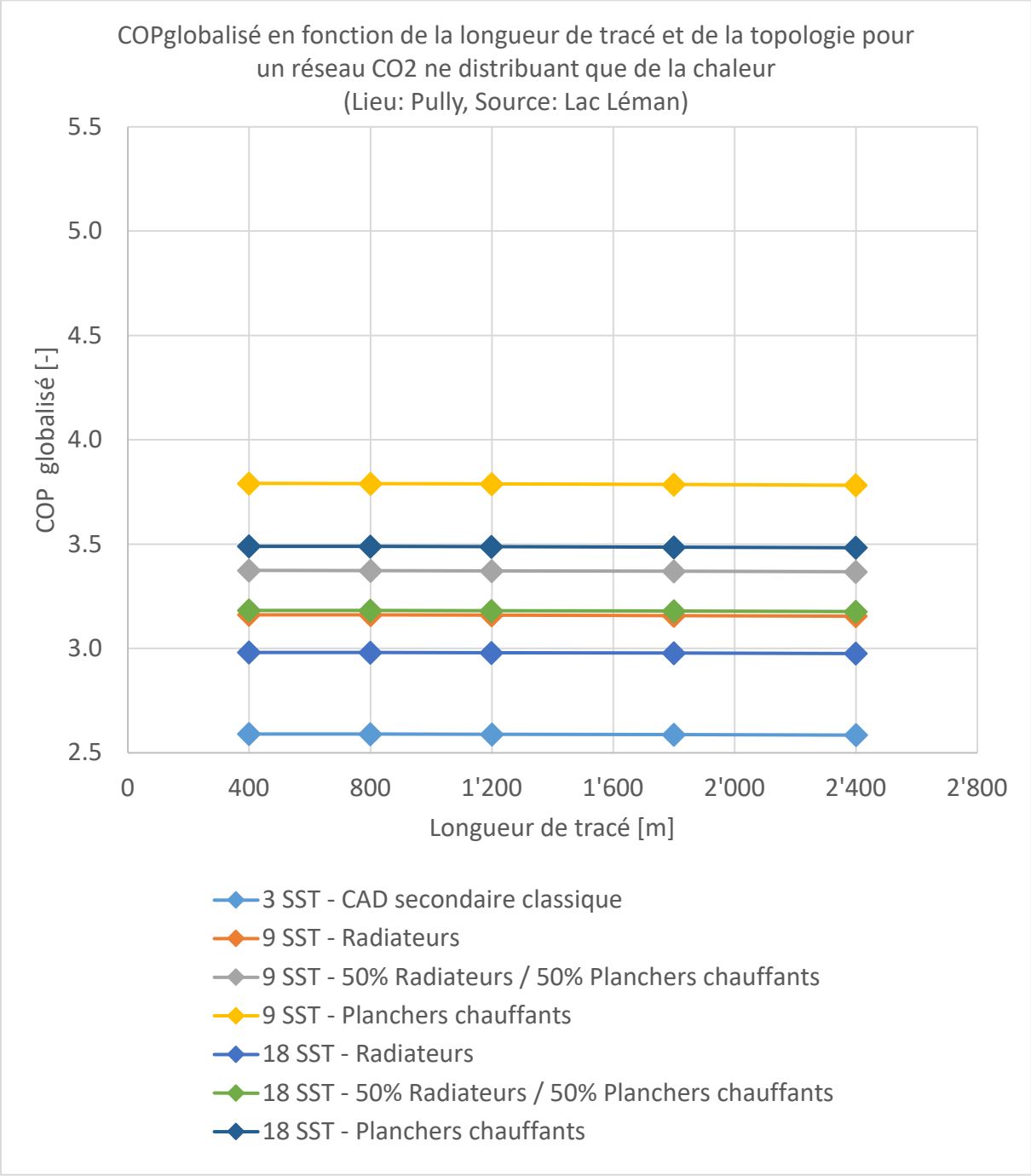


Figure 99. COP globalisé d'un réseau, limité à l'approvisionnement en chaleur, en fonction du nombre de sous-stations, (3, 9 et 18), du type de distribution de chaleur et de la longueur de tracé (400m, 800m, 1200m, 1800m et 2400m.)

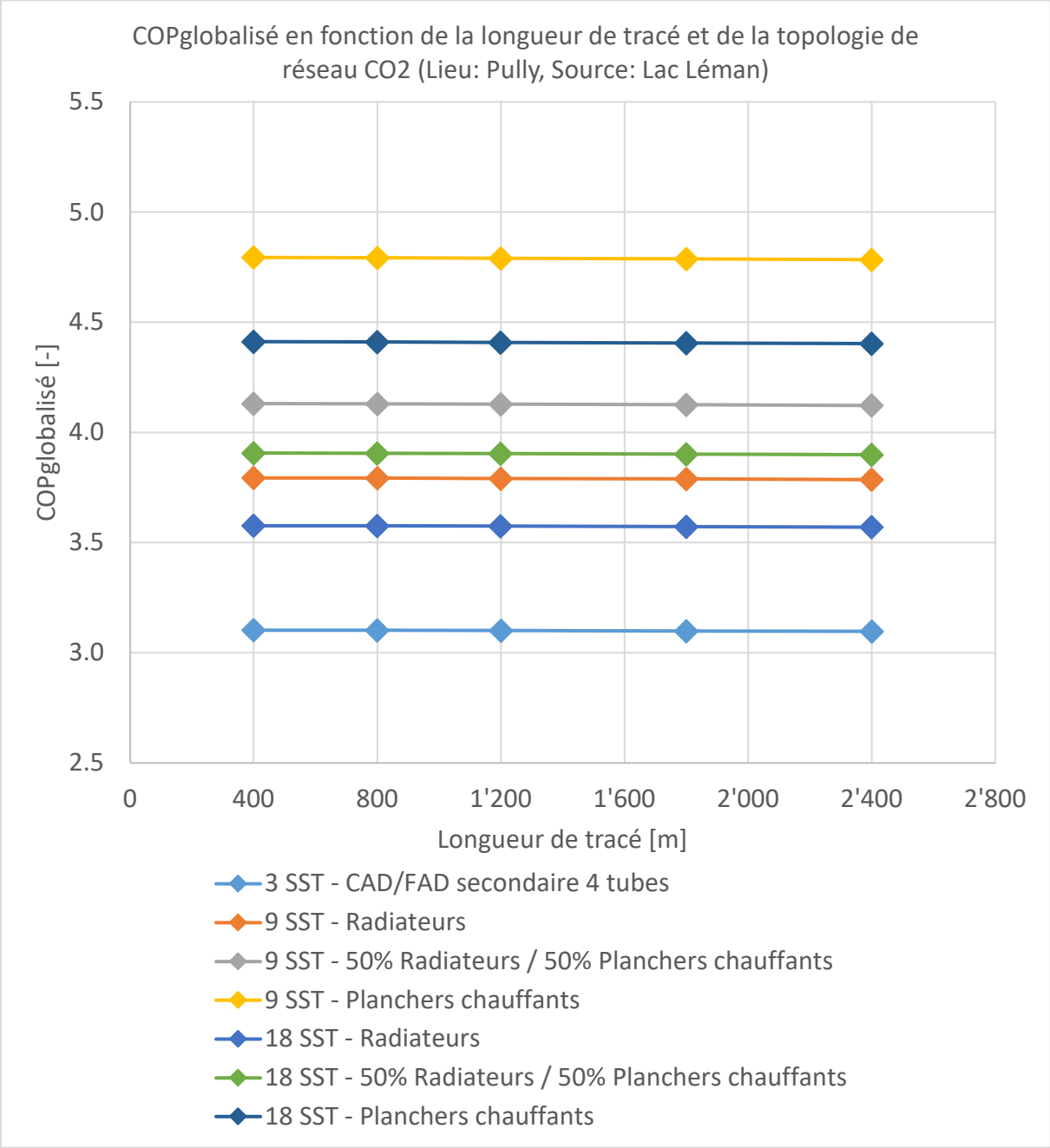


Figure 100. COP globalisé d'un réseau assurant la couverture de besoins en chauffage et en refroidissement, en fonction du nombre de sous-stations, (3, 9 et 18), du type de distribution de chaleur et de la longueur de tracé (400m, 800m, 1200m, 1800m et 2400m).

Conclusion 2 - Température de départ au secondaire

Le COP globalisé du réseau CO2 (y compris de ses PAC) dépend fortement de la température de départ des circuits secondaires alimentant les bâtiments en chauffage et l'ECS. Ceci est visible dans les Figure 99 et Figure 100 où les COP augmentent :

- de respectivement 23% et 21% lors du passage du cas avec une distribution via un CAD secondaire classique (70°C en continu) vers un réseau à PAC décentralisées alimentant des distributions par radiateurs (courbe de chauffe 60°C/30°C).
- de respectivement 8% et 7% lors du passage d'une distribution 100% par radiateurs à un mix de bâtiments avec 50% de radiateurs et de planchers chauffants (combinaison de courbes de chauffe 60°C/30°C et 35/25°C) et finalement
- de respectivement 15% et 11% lors du passage à des bâtiments 100% équipés de distribution par planchers chauffants. (courbe de chauffe 35/25°C).

Ce résultat n'est pas propre au réseau CO2 mais à la nature même des réseaux d'anergie, quel que soit leur fluide caloporteur, et à leur utilisation de PAC pour l'approvisionnement en chaleur.

Le réseau CO2 (comme tout réseau d'anergie) profite d'avoir les PAC décentralisées (versus une PAC centralisée) ce qui permet de ne pas péjorer les bâtiments à basse température de départ (au circuit secondaire), de faire varier la température du réseau pendant les cycles dédiés à l'ECS (et ainsi augmenter le COP global) et d'améliorer sa performance avec la rénovation des bâtiments et surtout de leurs systèmes de chauffage. Cependant le nombre de PAC décentralisées augmente sensiblement le CAPEX de l'infrastructure (voir conclusion 3).

Conclusion 3 - Nombre de sous-stations

L'ajout d'une sous-station entraîne des coûts fixes indépendants de la puissance installée associés :

- à l'automation (idem pour les réseaux CAD, FAD et d'anergie à eau),
- au génie civil (idem pour les réseaux CAD, FAD et d'anergie à eau),
- au raccordement électrique (idem pour les réseaux d'anergie à eau),
- à la place requise par la PAC (idem pour les réseaux d'anergie à eau),
- aux installations de sécurité, p.ex. ventilation de secours, détection gaz à partir de 600kW (propres aux réseaux CO2),
- et au réservoir à CO2 (propre aux réseaux CO2),

ainsi que des coûts dépendants de la puissance installée associés :

- aux conduites (idem pour les réseaux CAD, FAD, d'anergie à eau et CO2 mais plus petites pour les réseaux CAD et CO2),
- aux échangeurs (idem pour les réseaux CAD, FAD et d'anergie à eau mais plus petits pour les réseaux CO2),
- PAC (idem pour les réseaux d'anergie à eau).

Alors que pour les réseaux thermiques traditionnels (CAD et FAD) l'ajout d'une sous-station représente un surcoût marginal par rapport au coût associés aux conduites, les coûts associés aux PAC, pour les réseaux d'anergie en général, et le coût supplémentaire d'un réservoir et d'installations de sécurité pour les réseaux CO2 en particulier, ont pour conséquence qu'une sous-station d'un réseau d'anergie est plus chère que son équivalent de CAD et qu'une sous-station de réseau CO2 encore ~20-25% plus chère que celle d'un réseau d'anergie à eau.

Ceci explique l'augmentation importante que l'on peut observer dans la Figure 101 du CAPEX d'un réseau CO2 en fonction du nombre de sous-stations. A longueur égale, passer de 3 à 9 sous-stations augmente l'investissement de 23% en moyenne et passer de 9 à 18 sous-stations augmente l'investissement de 29% supplémentaires[8]. En revanche l'impact sur l'investissement du système de distribution (i.e. les conduites) est négligeable ; on a une augmentation du coût d'investissement qui est de l'ordre de 2% par 100 m de tracé supplémentaire (à parité de nombre de sous-stations et de puissance installée.)

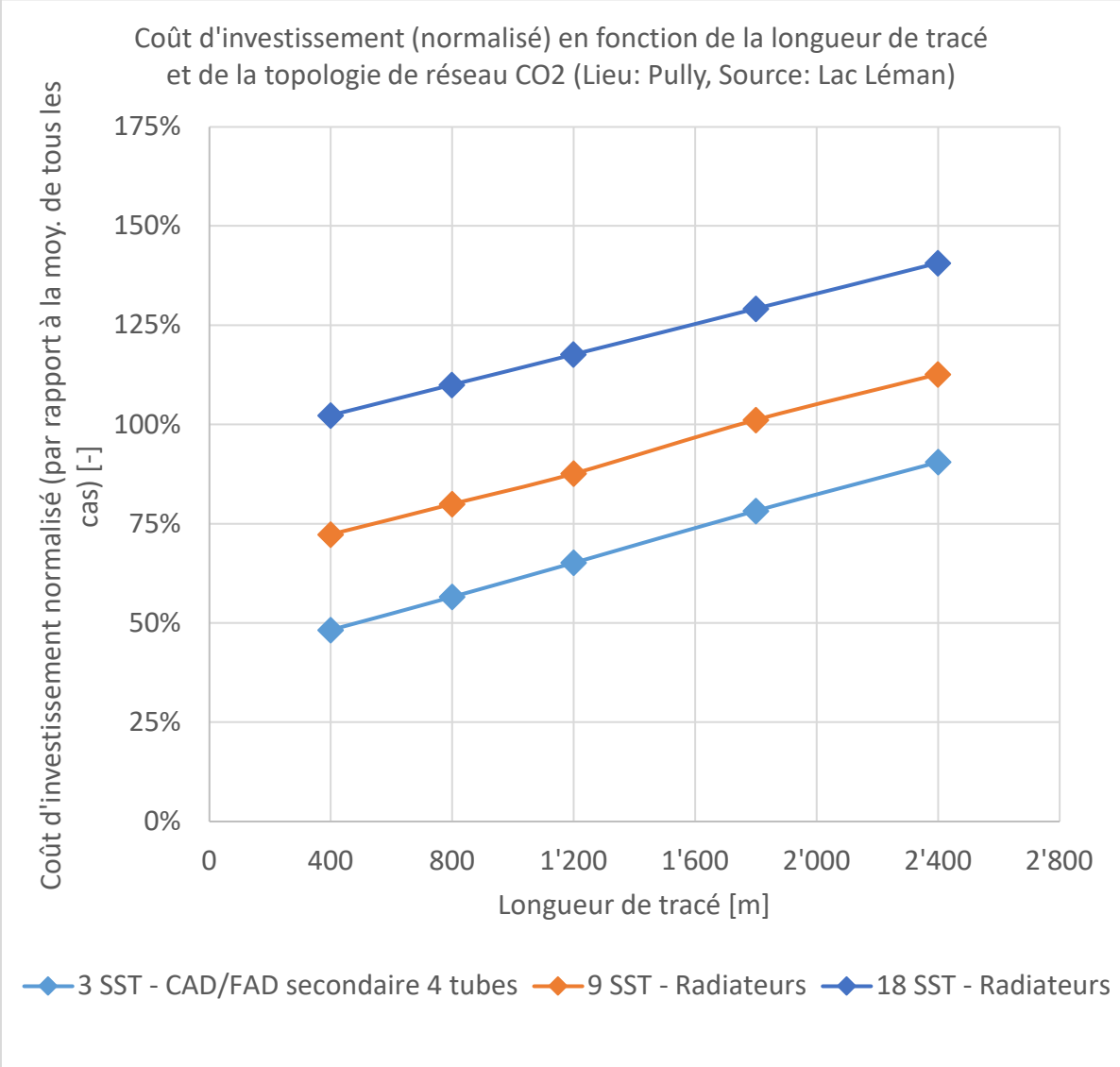


Figure 101. Comparaison du coût d'investissement en fonction du nombre de sous-stations pour un réseau livrant du chaud et du froid.

Il devient par conséquent intéressant dans la conception d'un réseau CO2 de regrouper des bâtiments voisins et les raccorder à un sous-réseau commun utilisant l'eau comme fluide caloporteur. Ce réseau secondaire serait un CAD/FAD secondaire classique à eau ou au minimum une mise en commun des

[8] On notera que pour le cas à 3 sous-stations le coût du réseau CAD/FAD secondaire n'a pas été calculé ; si cela avait été le cas la différence de coût d'investissement requis pour le cas à 3 sous-stations et celui à 9 serait beaucoup plus faible.

collecteurs de distributions des bâtiments connectés (solution praticable sur des bâtiment contigus ou très proches). Il s'ensuit que pour maximiser le COP globalisé, le regroupement des bâtiments sur une même sous-station du réseau CO2 doit se faire autant que possible pour des régimes de température de distribution similaires. Il faut donc trouver un équilibre entre réseau CO2 principal et sous-réseaux locaux secondaires, fonctionnant avec de l'eau.

On notera aussi que dans les coûts relatifs présentés ici, pour le cas du CAD et FAD à 4 tubes en aval des 3 grosses sous-stations de 900/600 kW, les coûts de ces sous-réseaux n'ont pas été modélisés. Le coût relatif présenté ici est donc artificiellement bas et pourrait s'approcher de, voire dans certaines configurations de réseaux dépasser, celui des 9 sous-stations de 300/200 kW. Il s'agit là d'une limitation de la modélisation effectuée.[9]

Conclusion 4 - Densité de la demande

Similairement aux coûts d'investissement, on constate aux Figure 102 et Figure 103 l'effet d'un allongement du réseau CO2 de 400-2400 m pour différentes topologies de réseaux CO2 de puissance identique (en chaud de 2,7MW et en froid de 1,8MW) sur le coût de revient des services énergétiques livrés et aux Figure 104 et Figure 105 sur le coût de revient de l'anergie livrée.[10] Il apparaît clairement qu'une augmentation de la longueur de tracé de 100 m (à parité du nombre de sous-station et de puissance) engendre une augmentation de l'ordre de 1%-1.2% du coût de revient des services énergétiques délivrés dans le cas des réseaux livrant des services de chauffage et de refroidissement et de l'ordre de 1.2% à 1.45% pour les réseaux délivrant des services de chauffage uniquement.

Le réseau de conduites du réseau CO2 est comparativement bon marché. Il coûte environ 50% de moins que les conduites d'eau dû au prix des conduites elles-mêmes mais aussi à la profondeur de fouille et les coûts de génie civil associés ; à ~80cm elle est environ 70% moins profonde que celle d'un réseau d'anergie à eau. Comme mentionné plus haut, la majorité des coûts d'investissement d'un réseau CO2 se situe dans les sous-stations plutôt que dans les conduites et par conséquent prolonger les conduites n'augmente que peu le CAPEX. C'est aussi le cas de l'OPEX puisque les besoins en pompage des réseaux CO2 sont aussi plus petits par rapport au pompage de l'eau. Il a été démontré dans le chapitre 3.1.7. qu'en comparant les valeurs mesurées sur le démonstrateur à un cas théorique d'un réseau équivalent à eau, la consommation de la pompe de distribution du réseau CO_2 consommerait environ 2x moins que celle du réseau à eau.

Conclusion 5 – Vente de chaleur/froid versus vente d'anergie

Une comparaison de la Figure 102 avec la Figure 103 montre que les réseaux ne délivrant que du chauffage ont un coût de revient du service délivré 15% supérieur aux réseaux livrant des services de chauffage et de refroidissement.

---

[9] Aux Figure 99 et Figure 100 on constate un abaissement du COP globalisé lorsque le nombre de sous-stations passe de 9 à 18, pour une même technologie de distribution de chaleur. Il s'agit en fait d'un artefact qui est lié à la modélisation de la consommation parasite lié au débit de bypass des pompes CO_2 (nécessité technique de protection des pompes). Ce débit de bypass a été modélisé comme étant fixe et la consommation parasite qui en résulte grève proportionnellement plus les sous-stations plus petites. Cela-dit, dans le cas présent l'effet est très marqué pour la production d'ECS modélisée comme une charge fixe de 15 kW respectivement 7.5 kW 24/24h. Dans les faits on pratiquerait plutôt une à deux charges d'ECS par jour pour une durée de 4-6h au total à une puissance de 60-90 kW vs 30-45 kW. Si la modélisation avait été faite selon ce principe, l'effet de la consommation parasite du bypass n'aurait quasiment plus d'impact et la différence de COP globalisé entre le cas avec des sous-stations de 300 kW et celles de 150 kW serait bien moindre.

[10] Dans ce cas les coûts associées aux PAC (coûts d'amortissement de celles-ci et coût de leur consommation électrique) ne sont pas inclus dans le prix de vente.

Pour ce qui est des coûts de revient de l'anergie livrée (Figure 104 et Figure 105), précisons que celui-ci représente en moyenne 73% du coût de revient des services énergétiques livrés pour un réseau délivrant du chaud et du froid et 63% en moyenne pour un réseau ne livrant que de la chaleur.

On constate une augmentation du coût de revient de l'anergie par 100 m de tracé supplémentaire (pour un même nombre de sous-stations et une même puissance) d'environ 2 à 2.2% ce qui est très proche de la valeur pour les coûts d'investissement. Ceci est assez logique car ce coût de livraison de l'anergie englobe l'amortissement des investissements, la maintenance qui est proportionnelle à l'investissement et un coût énergétique lié au pompage dont le poids est très faible.

Le coût de revient de l'anergie augmente pour les topologies de réseaux dont le COP globalisé est élevé, ce qui est logique car la part représentée par l'anergie dans les services énergétiques livrés y est plus élevée. Il s'ensuit un dimensionnement plus conséquent de la centrale et du réseau de conduites pour être capable de livrer la même puissance de dimensionnement. On notera qu'en comparaison avec un réseau livrant du chaud et du froid, le coût de revient de l'anergie pour un réseau ne livrant que de la chaleur n'est que 2.8% plus élevé. Cette augmentation est proportionnellement beaucoup plus faible que pour le coût de revient de la chaleur. Dans la perspective d'un opérateur de réseau c'est un argument supplémentaire en faveur d'une facturation à l'anergie.

En conclusion on peut dire que de façon générale que :

1. Les réseaux CO_2 peuvent s'étendre à des coûts moindres que les autres réseaux (d'anergie à eau, FAD et CAD à haute température) et sont moins dépendants de la densité énergétique du territoire qu'ils alimentent.
2. Le réseaux CO_2 doivent être réalisés avec un nombre réduit de sous-stations et ces dernières doivent être de puissances suffisamment élevées (au min 100-200 kW) afin de réduire les coûts d'investissements. Lorsque les puissances sont trop faibles, une mutualisation des chaufferies pour plusieurs bâtiments est fortement conseillée, d'autant plus si les bâtiments en question ont des systèmes de distribution de chaleur similaires. L'étendue d'une telle mutualisation pouvant aller de la simple mise en commun des collecteurs à la réalisation d'un CAD/FAD secondaire classique.
3. Les réseaux CO_2 doivent être utilisés préférentiellement pour alimenter des bâtiments ayant des besoins de refroidissement, si possible aussi élevés que possibles.

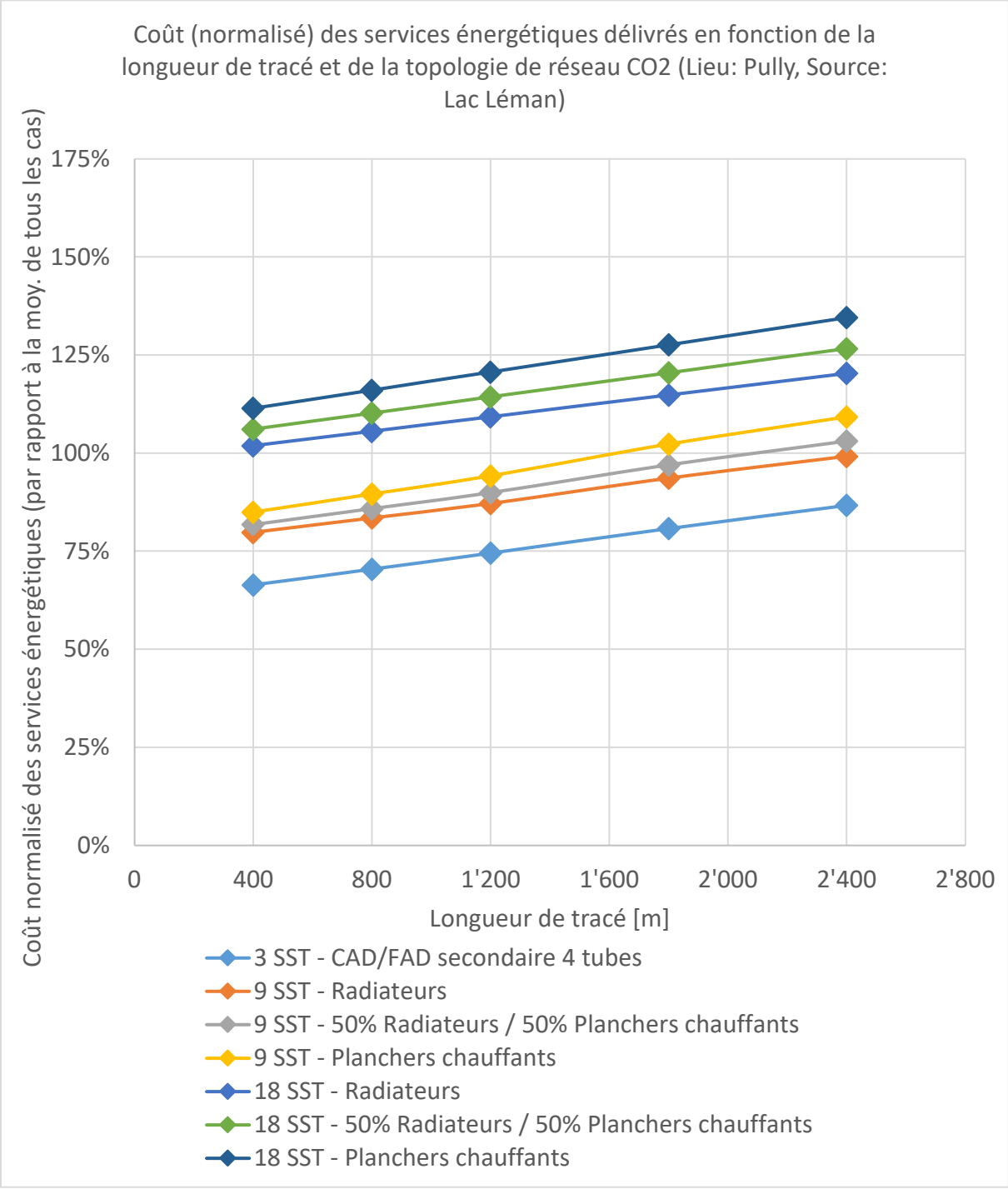


Figure 102 : Comparaison du coût associé à l'approvisionnement en chaud et en froid en fonction de la longueur de tracé et de la topologie de réseau CO_2.

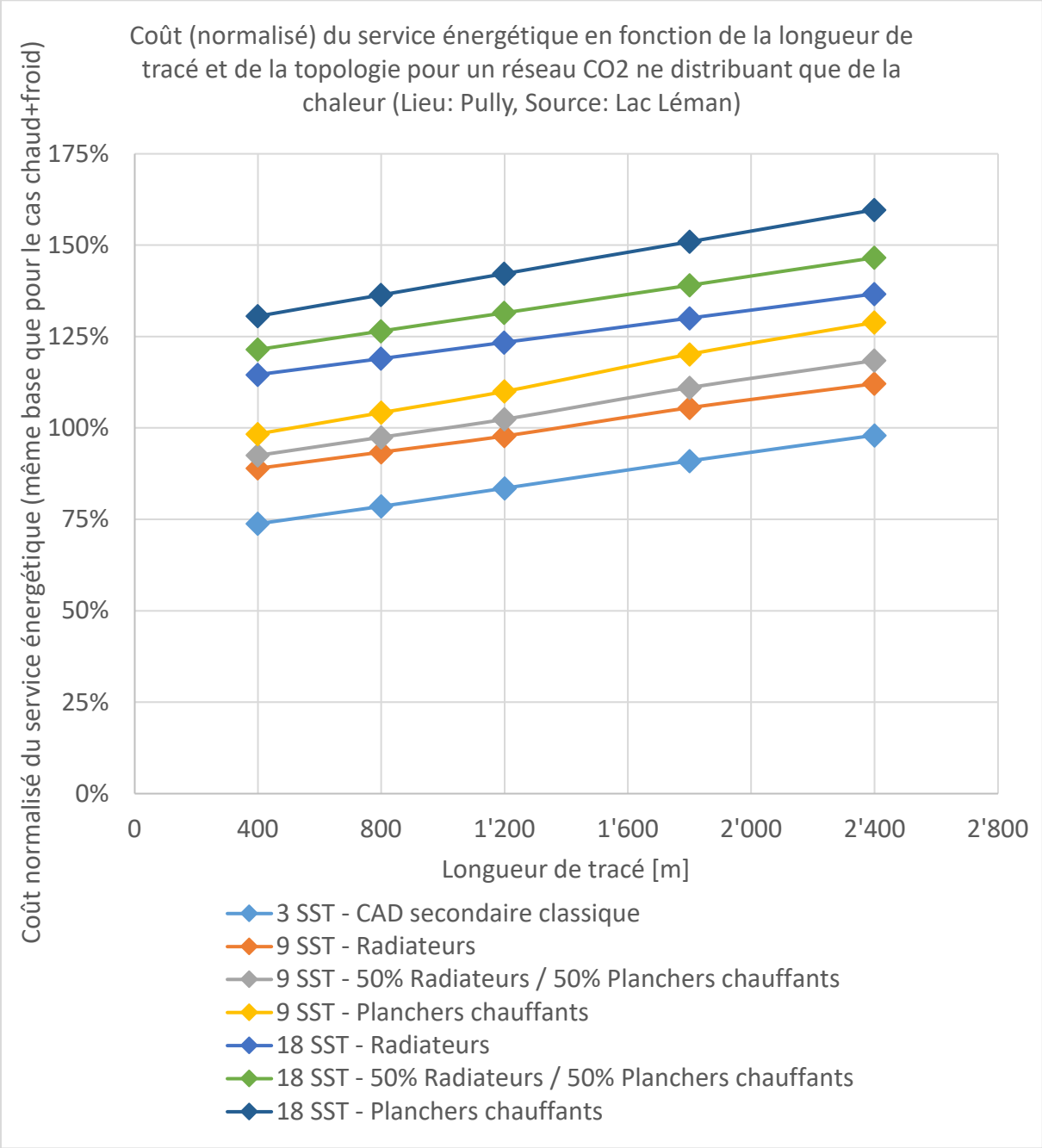


Figure 103 : Comparaison du coût associé à l'approvisionnement en chaud en fonction de la longueur de tracé et de la topologie de réseau CO_2 (même base de normalisation que pour les réseaux distribuant du chaud et froid - Figure 102)

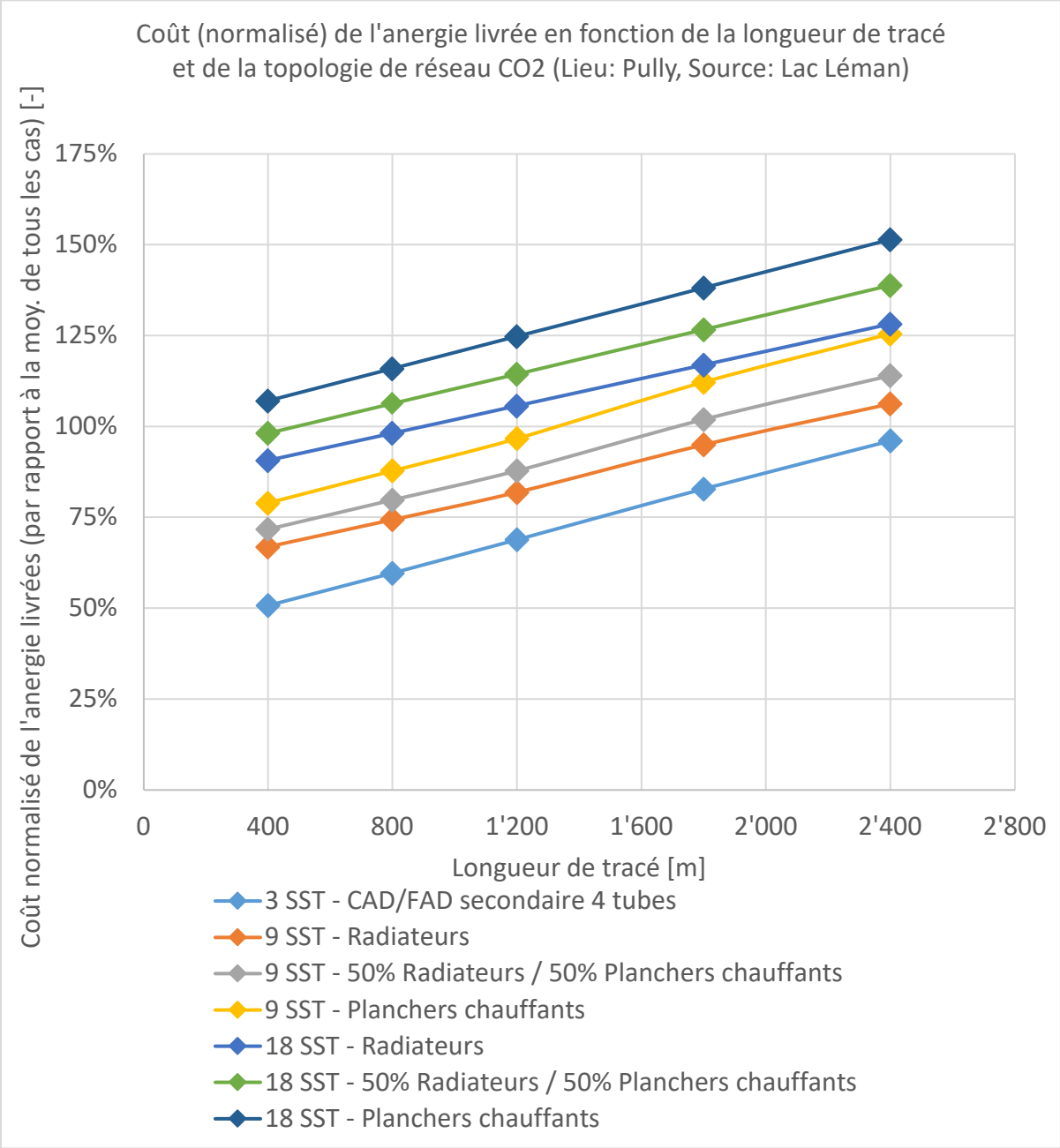


Figure 104 : Comparaison du coût associé à l'approvisionnement en anergie en fonction de la longueur de tracé et de la topologie de réseau CO_2 (réseau livrant du chaud et du froid).

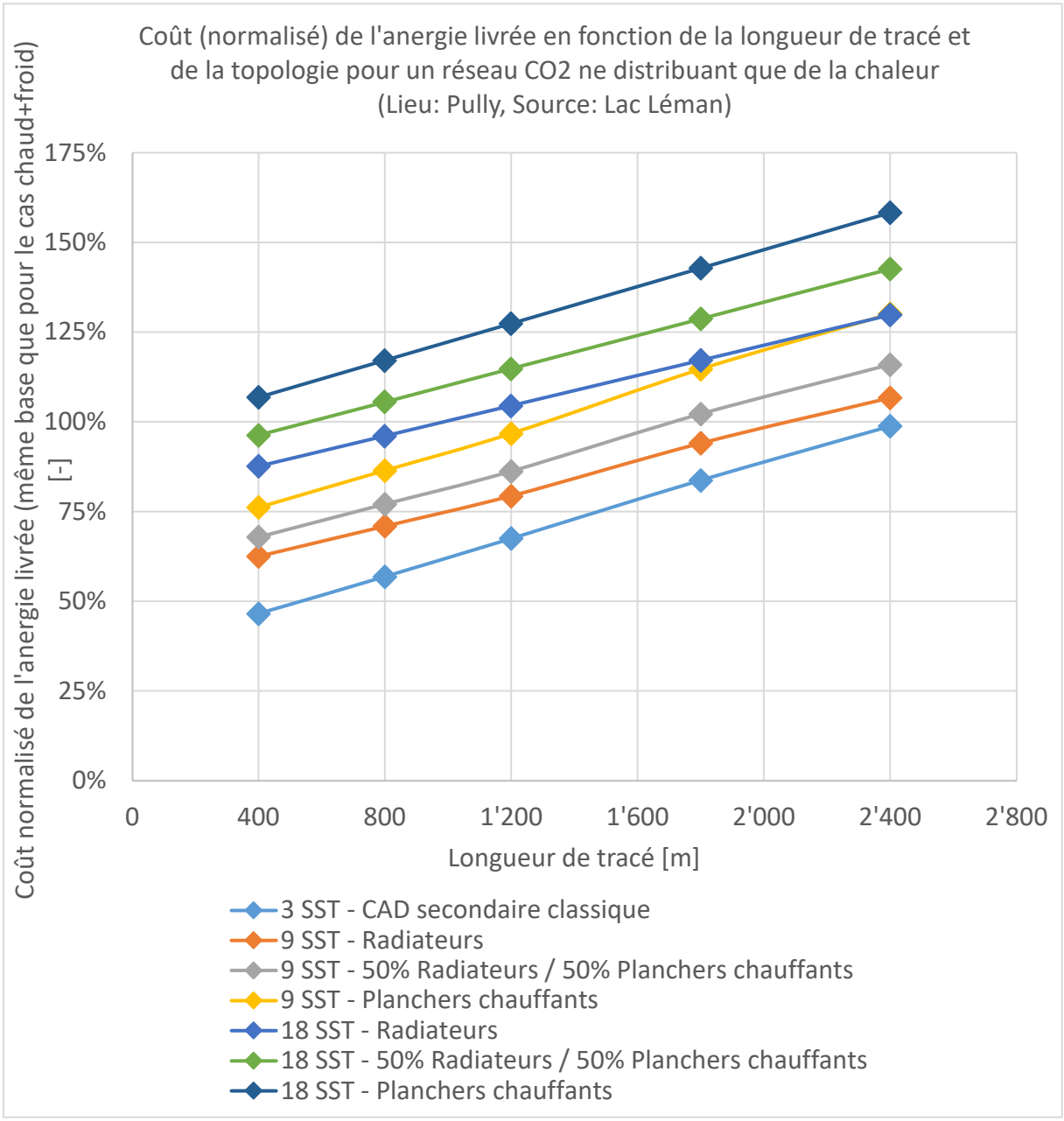


Figure 105 : Comparaison du coût associé à l'approvisionnement en anergie en fonction de la longueur de tracé et de la topologie de réseau CO_2 (même base de normalisation que pour les réseaux distribuant du chaud et froid - Figure 104)

8.2.3 Comparaison entre réseaux d'anergie à eau et au CO_2

A l'heure actuelle les réseaux CAD à haute température dominent le paysage de l'approvisionnement en chaleur par réseaux thermiques. Les conduites et les travaux de génie civil associés[11] représentent l'essentiel des coûts d'investissement. Les sous-stations de raccordement au CAD ne requièrent que des échangeurs et sont donc moins gourmands en place et beaucoup moins chers que ceux des réseaux d'anergie. Les coûts opérationnels comprennent essentiellement les coûts de pompage de l'eau et l'achat de chaleur sous la forme de carburant ou rejets de centrales d'incinération.

De façon générale les réseaux d'anergie offrent un avantage économique par rapport au réseaux CAD dans le cas d'un approvisionnement en chaud et en froid sur un même territoire (les mêmes conduites offrent les deux services ; en cas de simultanéité l'effet anergie permet d'économiser sur l'approvisionnement en chaud et froid du réseau). Aussi ils permettent d'exploiter plus efficacement l'« environnement » (air, sol, eau, rejets thermiques) comme source de chaleur et ainsi de déplacer la consommation d'énergie primaire nécessaire pour produire de la chaleur d'un vecteur (p.ex. gaz, mazout, bois) vers de l'électricité, renouvelable ou non, et vers l'énergie, renouvelable, soutirée à l'environnement.

Ce projet a permis de mettre en lumière les caractéristiques qui distinguent ces deux types de réseaux d'anergie et les avantages qui peuvent être exploités (voir Tableau 30).

En termes de CAPEX les réseaux CO_2 offrent un gain sur les conduites (~50% de moins) et un surcoût sur les sous-stations (~20-25% de plus). Selon les cas de figure, les réseaux CO_2 seraient environ 10 à 20% moins chers que ceux à eau. Mais ceci dépendra de la profondeur d'enfouissement acceptée pour les deux solutions (la profondeur de fouille d'un réseau CO_2 considérée acceptable à 80cm est environ 70% moins profonde que celle utilisée pour l'eau) et de l'équilibre entre longueur de conduites et nombre de sous-stations (et la puissance de raccordement de celles-ci). Le réseaux CO_2 pourront être plus longs que ceux à eau mais préféreront un nombre limité de sous-stations plutôt à grande puissance de raccordement.

Ceci plaide en faveur de réseaux thermiques utilisant le réseau CO_2 comme « colonne vertébrale » avec de petits réseaux secondaires utilisant l'eau pour la distribution finale :

- soit à plus ou moins haute température via une PAC centralisée ou
- sinon à basse température, où le réseau CO_2 donne l'anergie au réseau d'anergie à eau.

Tableau 30 : Tableau comparatif des avantages (en gras) et désavantages des réseaux d'anergie à eau et au CO_2.

Thématique	Réseau CO_2	Réseau d'anergie à eau
Approvisionnement en froid	La transition de phase ayant lieu sur les échangeurs impose un pincement de 2°C. Le réseau CO_2 ne garantit qu'une température de départ de 4°C de plus que celle de sa source. Ceci pose problème quand la source est une nappe à plus de 8 à 9°C et/ou quand la distribution de froid au secondaire se fait en dessous de 11 à 12°C.	**Dans le cas de l'eau le pincement n'est dépendant que de la surface de l'échangeur (typiquement <=1°C).** **Le réseau à eau garantit une température de départ d'au plus de 2°C de plus que celle de sa source.**
Inertie thermique	Plus petite inertie thermique donc **plus réactif** mais moins de capacité de stockage.	**Offre une plus grande capacité de stockage.** L'information d'un déséquilibre de charge

[11] Avec un delta de température de 30K le réseau CAD a une densité énergétique similaire à celui d'un réseau CO_2. Les conduites seront donc de même taille mais seront plus chers, en particulier dû aux fouilles plus profondes.

	L'information d'un déséquilibre de charge thermique est transmise à la centrale par la pression, dont le temps caractéristique est proportionnel au terme distance/vitesse du son dans la vapeur. Celui-ci, pour un réseau entre 200 et 2000 m de long, se mesure en secondes voir en dizaines de secondes.	thermique est transmise à la centrale par le transport du fluide, dont le temps caractéristique est proportionnel au terme distance/vitesse d'écoulement. Celui-ci, pour un réseau entre 200 et 2000 m de long, se mesure en minutes voir en dizaines de minutes.
Risque de gel	**Faible risque sous conditions qu'une technologie d'échangeur appropriée soit utilisée, peut donc fonctionner en dessous de 0°C, notamment sur des rivières en hiver.**	Risque de gel, limite à 3°C la température de la source pour éviter tout risque de gel pour des réseaux contenant de l'eau pure. Il est possible d'utiliser des mélanges (p.ex. eau-éthanol) comme fluide de transfert et dont le point de congélation est plus bas.
Densité énergétique	**Les conduites coûtant moins cher et le pompage étant moindre le réseau peut s'étendre à moindre coût CAPEX et OPEX et dépend peu de la densité énergétique demandée.**	On préférera avoir une densité énergétique élevée afin de réduire le CAPEX et OPEX.
Sous-stations (chaud)	Volume et coûts plus élevés (dus au réservoir et à la sécurité) mais ceux-ci se réduiront à l'avenir. Nombre de sous-stations détermine le CAPEX et restera par conséquent le plus limité possible. On évitera de raccorder de petits consommateurs. On optera pour peu de grandes sous-stations, éventuellement approvisionnant de petits sous-réseaux locaux.	**Volume et coûts plus bas que le réseau CO_2.** **On acceptera plus volontiers d'avoir de petites sous-stations (dizaines de kW).**
Piquages	Les piquages en charge sont actuellement impossibles. D'ici qu'ils soient possibles des « T » doivent être prévus afin de permettre une extension possible du réseau.	**Les piquages « en charge » sont une pratique courante, simple et pas chers.**
Déroulement du réseau	**Le déroulement du réseau CO_2 est très rapide (une jonction tous les 200m dans le pire des cas).** **Les travaux de génie civil sont environ 2 fois moindres en raison du volume excavé plus faible.**	Le déroulement du réseau est plus lent, plus intensif (1-2 soudures tous les 12 m) et plus coûteux.
Réaffectation de réseaux existants	**Il est a priori possible de réaffecter des conduites de CAD à haute température existants pour une puissance similaire. Dans un tel scénario les conduites existantes seraient utilisées comme gaine**	Une réutilisation des conduites CAD existantes est possible mais pour une puissance réduite d'un facteur 10.
Dénivelé	**La distribution des consommateurs en fonction du dénivelé impacte les besoins de pompage pouvant même les réduire à zéro grâce à l'effet thermosiphon (consommateurs de chaud en haut, froid en bas).** **Dans tous les cas celle-ci est significativement plus basse que pour l'eau.**	Le dénivelé dans le cas de réseau à eau (anergie, CAD, FAD) requiert une énergie de pompage conséquente due à la colonne d'eau à déplacer.

8.3 Perspective de l'entreprise ExerGo

Pour ExerGo, start-up suisse qui commercialise la première solution de réseau de chauffage et de refroidissement urbain qui utilise le CO_2 comme vecteur énergétique au lieu de l'eau, le projet de démonstrateur qui alimente depuis juin 2022 en chaud et en froid les bâtiments 19, 21 et 23 du site EnergyPolis a permis de valider de nombreuses hypothèses et d'ouvrir de nouvelles perspectives.

Dans un premier temps, le projet de démonstrateur a permis à ExerGo de confirmer ses avantages commerciaux par rapport aux technologies concurrentes offrant le même niveau d'efficacité énergétique. En effet, le réseau CO_2 fonctionne efficacement avec une infrastructure plus compacte, plus facile et rapide à déployer. Ces avantages sont systématiquement mis en avant lors des échanges avec les prospects et permettent de capter sérieusement l'intérêt pour la solution.

ExerGo peut ainsi promouvoir auprès de ses clients la mise à disposition de la solution la plus compacte pour le chauffage et le refroidissement durables dans les zones urbaines denses en se référant au projet déployé avec des partenaires expérimentés, professionnels de la thermique reconnus, sur le site de Sion.

Les discussions avec les partenaires du projet depuis sa mise en exploitation ainsi que les retours des clients qui sont venus visiter ont aussi conforté ExerGo dans le ciblage de sa clientèle et notamment les services publics, tels que les villes et les fournisseurs d'énergie, les promoteurs de quartiers denses de taille moyenne et les entreprises privées qui ont besoin de valoriser leur chaleur résiduelle (centres de données, supermarchés, sites industriels, etc.). Il a toutefois été montré grâce au projet de Sion que selon la température de la source qui sera utilisée, le réseau CO_2 sera plus ou moins avantageux. Cela permet aussi à ExerGo de viser directement les zones géographiques et topographiques les plus adéquates pour proposer ses services.

Par ailleurs, des visites sont organisées sur place en coordination avec les partenaires et les données de fonctionnement collectées depuis plus d'un an maintenant permettent d'illustrer le propos et de donner confiance aux clients sur la faisabilité du déploiement et les garanties en termes de sécurité. En effet, le système fonctionnant dans un environnement habité et utilisé quotidiennement, les mesures de sécurité mises en place et testées sur site montrent leur efficacité notamment vis-à-vis de l'utilisation du CO_2 sous pression.

Enfin, le projet a aussi montré ses limites en termes de performance économique des sous-stations sur lesquelles il faut continuer de travailler pour les rendre plus compétitives. En effet, la performance du système est proche des réseaux anergie à l'eau mais des améliorations et simplifications peuvent encore être apportées notamment dans l'intégration du réseau CO_2 aux infrastructures existantes du client afin de garantir la mise à disposition d'une solution légère en infrastructure et en énergie de pompage, donc en coûts d'investissement et d'opération, apte à transformer rapidement le système thermique urbain.

En synthèse, le projet déployé sur le Campus Energypolis de Sion, en complément de son activité propre, a offert à ExerGo et ses partenaires une opportunité idéale de démonstration de la technologie mais aussi de la validité, la fiabilité et la sécurité de fonctionnement du concept en milieu urbain réel et du potentiel de marché pour le déployer. ExerGo a ainsi été conforté dans ses choix stratégiques, sa cible de clientèle, ses avantages concurrentiels à promouvoir et peut continuer ses efforts, notamment au niveau performance économique, pour développer sa compétitivité.

8.4 Perspective de l'entreprise OIKEN

OIKEN (via Sogaval) offre des solutions d'approvisionnement en chaleur et en froid sur son territoire de desserte qui comprend les villes de Sierre et Sion et certaines agglomérations en altitude. Les zones d'altitude ont des températures atmosphériques hivernales basses, des besoins en température relativement élevés (chauffage de bâtiments – hôtels et résidences secondaires, ECS, parfois spas), aucun véritable consommateur de froid, peu d'accès à une ressource thermique avec une température relativement élevée (~10°C) et stable sur l'année et profitent de bois local comme ressource renouvelable ; par conséquent elles ne représentent pas des cas d'application intéressant pour les réseaux CO2.

En revanche les agglomérations en plaine du Rhône, ayant accès à la nappe et/ou au Rhône comme source thermique, profitant de températures atmosphériques clémentes l'hiver et chaudes l'été (qui augmenteront lors des décennies à venir), ayant des activités industrielles offrant des rejets thermiques exploitables sur l'année représentent des cas d'utilisation de réseaux CO2 idéaux, en combinaison avec des réseaux CAD déjà existants et/ou des réseaux d'anergie à eau.

8.4.1 Ronquoz21

C'est notamment le cas du quartier de Ronquoz21 à Sion, un quartier à usage industriel dont la transformation en quartier à usage mixte résidentiel, commercial et industriel s'achèvera en 2060.

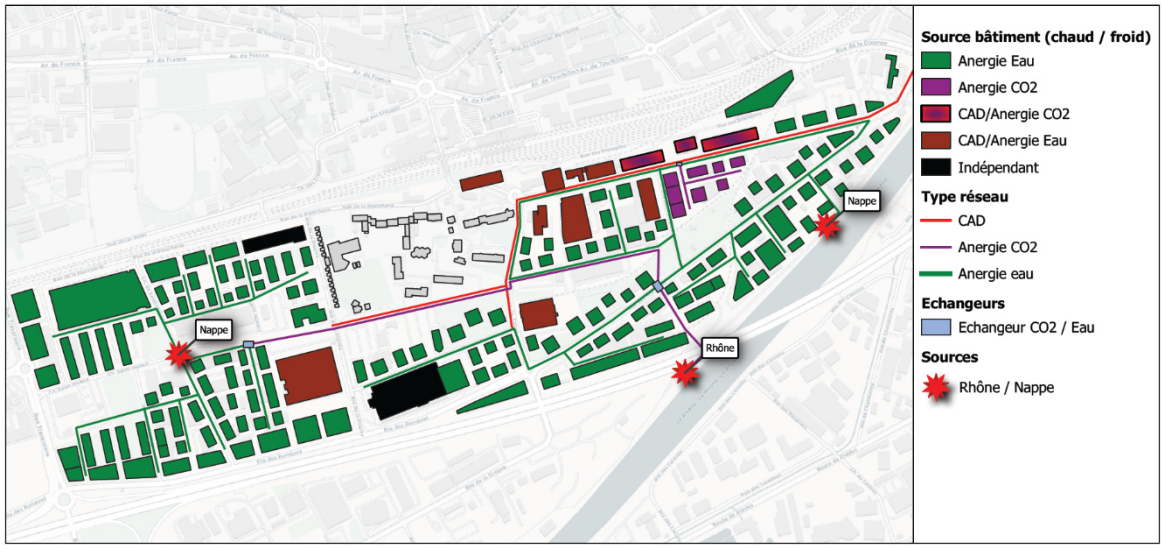


Figure 106 : Proposition d'approvisionnement thermique du futur quartier Ronquoz21 avec des réseaux CAD, FAD, anergie-eau et anergie-CO2.

Situé sur une nappe et le long du Rhône, ce quartier combine besoins de chauffage principalement à basse température (bâtiments neufs aux standards Minergie-P) et ECS, rafraichissement l'été et rejets thermiques commerciaux et industriels. Un réseau CAD à haute température (80°C) déjà existant approvisionnera de préférence les consommateurs à haute température alors que les consommateurs de chaleur à basse température et de froid seront préférablement connectés à un ou plusieurs réseaux d'anergie soit à eau soit au CO2 qui pourront s'approvisionner sur la nappe, le Rhône et/ou le retour du CAD.

De par les avantages qu'il offre (voir Tableau 30 ci-dessus) le réseau CO2 sera privilégié pour les fonctions suivantes :

- extraire de la chaleur du Rhône lorsque celui-ci se trouve à des températures très froides l'hiver (~4°C) [12], permettant à celui-ci d'être exploité lors de la période de chauffage la plus intense sans risque de gel ;
- parcourir de grandes distances entre les zones de haute densité de demande (ou entre la centrale et ces zones) à CAPEX et OPEX moindres ;
- offrir des solutions compactes dans des lieux où la place pour les conduites est limitée.

Le réseau à eau sera préféré lorsque :

- la température de la source, p.ex. la nappe, permet tout juste un approvisionnement en froid direct ; dès lors que ce n'est plus le cas il faut recourir à une machine de froid et l'eau n'offre plus d'avantage par rapport au CO2 ;
- il y a un grand nombre de sous-stations à petite puissance ; si ces sous-stations ont des besoins en température similaires elles peuvent se raccorder sur un réseau à eau « secondaire » qui lui s'approvisionne sur un réseau « primaire » au CO2.

8.4.2 Perspectives générales pour les services industriels (comme OIKEN)

La volonté de la Confédération (et des Cantons) de réussir sa transition énergétique dans le secteur thermique représentera pour les services industriels comme OIKEN tant des opportunités énormes d'activité économique que des contraintes imposantes (p.ex. législations, taxes) sur la réalisation de celles-ci.

Dès lors que les ressources disponibles pour fournir de la chaleur deviendront limitées (p.ex. carburants fossiles interdits ou taxés, limitation dans des ressources renouvelables telles que le bois, augmentation de la part de production électrique dans les centrales d'incinération au détriment de la production de chaleur) les services industriels devront se tourner vers une extraction de chaleur à basse température (« anergie ») depuis l'environnement (nappe, lacs, rivières, géothermie, rejets industriels à basse température) et l'utilisation de réseaux d'anergie pour la distribution (partielle[13] ou totale) de celle-ci.

Par conséquent, ils devront planifier l'extension et la densification de l'approvisionnement thermique sur leur territoire en valorisant tant que possible l'infrastructure existante tout en favorisant l'utilisation de réseaux CAD à haute température pour les besoins en chaleur réellement à haute température (p.ex. bâtiments historiques dont il est impossible de modifier la distribution de chaleur). Une réaffectation de l'infrastructure existante (p.ex. transformation de réseaux FAD et CAD en réseau d'anergie à eau ou au CO2) peut être utile.

Cette planification doit tenir compte de l'augmentation graduelle des besoins de froid pendant les décennies à venir et prévoir une transition de sources non-renouvelables vers les sources renouvelables disponibles d'abord localement (nappes phréatiques, rivières, géothermie, rejets thermiques) puis hors du territoire (carburants non-fossiles).

On optera pour des réseaux d'anergie dans le cas de bâtiments neufs (avec des besoins à basse température) et des quartiers avec des besoins combinés de chaud et de froid. Ensuite le choix entre réseaux d'anergie à eau ou au CO2 se fera vraisemblablement au cas par cas ; cependant de façon générale :

---

[12] Une étude est en cours afin d'étudier la possibilité de soustraire de la chaleur au Rhône avec des échangeurs à tubes eau-CO2 sans risque d'endommagement de ceux-ci.

[13] L'exploitation de l'anergie pourra se faire soit par des réseaux d'anergie et des pompes-à-chaleur décentralisées, soit par des pompes-à-chaleur centralisées approvisionnant des réseaux à moyenne (voire haute) température. Cependant seuls les réseaux d'anergie permettent d'offrir des services de chaud *et* froid avec la même infrastructure.

- Le réseau CO2 se prêtera comme artère principale d'un grand réseau thermique desservant des sous-réseaux secondaires soit à basse température (le CO2 offre l'anergie à un réseau d'anergie à eau) soit à haute température (le CO2 offre l'anergie à l'évaporateur d'une PAC de quartier).
- Dans le cas d'un territoire de desserte avec un grand dénivelé le réseau CO2 aura des besoins en pompage significativement plus bas pouvant même être nuls.
- Le réseau à eau est une source plus fiable de *froid direct* dans le cas où la différence de température entre la source de froid et la température de départ des systèmes de refroidissement est de moins de 4°C[14].

8.5 Avenir de la technologie en Suisse et contribution des réseaux CO2 à la stratégie nationale 2050

La façon la plus efficace d'atteindre les objectifs de la stratégie énergétique nationale quant aux besoins thermiques en Suisse est :

- de minimiser les besoins en chaud et en froid par la construction de bâtiments énergétiquement efficaces et la rénovation énergétiques de bâtiments existants ;
- d'abaisser les niveaux de températures requis pour le chauffage et l'ECS autant que possible ;
- d'approvisionner les lieux de grande densité de demande en chaud et en froid (i.e. les villes) par un ensemble de réseaux thermiques ;
- de décarboner l'approvisionnement en chaleur principalement via une électrification de sa production, grâce à l'utilisation de PAC, et une exploitation de rejets thermiques, de préférence à basse température ;
- de favoriser l'utilisation du bois en altitude où d'autres solutions renouvelables (p.ex. PAC air-eau, géothermie) sont soit chères soit inefficaces.

In fine, la rapidité de cette transition dépendra, dans les zones à petite densité de demande, de l'adoption par des privés de respectivement PAC en plaine et chaudières au bois en altitude et, dans les zones à haute densité de demande (i.e. les villes), de la capacité des collectivités et leurs services industriels à dérouler et densifier un ensemble cohérent et efficace de réseaux thermiques.

8.5.1 Contribution des réseaux CO2 à la stratégie énergétique nationale

Les réseaux d'anergie joueront un rôle incontournable dans l'avenir des réseaux thermiques urbains car ils sont les seuls à pouvoir permettre :

- de ne pas avoir recours à un agent énergétique combustible (mazout, gaz, bois) mais à l'extraction de chaleur depuis l'environnement (aussi possible via les réseaux CAD alimentés par des PAC centralisées),
- d'électrifier le secteur thermique et opérer ainsi une transition vers la consommation d'un vecteur énergétique plus facile à produire de façon renouvelable ;
- aux services industriels d'offrir des services de chaud et de froid avec la même infrastructure dont les derniers vont s'accroître significativement au cours des prochaines décennies ;
- de profiter de la simultanéité de ces besoins (« effet anergie ») pour réduire la charge sur la source thermique ;

[14] Dans le cas d'un réseau CO2 l'acquisition d'une machine de froid augmentera certes le CAPEX mais son utilisation en principe limitée correspondra à un OPEX marginal et permettra de garantir un approvisionnement en tout temps.

- d'exploiter les rejets thermiques industriels à tous niveaux de température comme source de chaleur ;
- à certaines centrales d'incinération de fonctionner à pleine puissance électrique toute l'année tout en approvisionnant le réseau d'anergie avec de la chaleur à basse température.[15]

Selon les circonstances (voir tableau 5) les réseaux CO2 offrent une option parfois alternative parfois complémentaire aux réseaux d'anergie à base d'eau. En revanche, la simplicité et rapidité de déploiement de leurs conduites, qui plus est à relativement bas prix, font de cette technologie une option avantageuse pour une transition énergétique réussie dans le peu de temps qui nous sépare de 2050.

8.5.2 Barrières et limitations de l'adoption de la technologie

Le CO2 est déjà couramment utilisé comme réfrigérant (R744) pour l'approvisionnement en froid, typiquement dans les supermarchés à environ 20bar, et à plus de 100bar dans les pompes-à-chaleur à usage résidentiel ou industriel. Son utilisation, même à haute pression et dans des espaces publiques, est déjà soumis à des normes et à un savoir-faire de la branche bien connus.

Le réseau CO2 adopte des composantes technologiques déjà disponibles[16] et des pratiques de travail déjà éprouvées dans d'autres secteurs industriels, notamment dans l'industrie du froid mais aussi l'industrie pétrolière et gazière. Ceci offre l'avantage d'une technologie dont la chaîne d'approvisionnement est déjà existante, le savoir-faire majoritairement aussi.[17]

Cependant l'adoption rapide à large échelle de la technologie risque d'être limitée par les barrières suivantes :

1) Les temps techniques liés à la réalisation de ce type d'infrastructure sont très longs.

   Les différentes phases qui jalonnent le déploiement d'un réseau CO2 ou de n'importe quel autre réseau thermique, sont nombreuses et longues. Il est relativement courant que plus d'une décennie s'écoule entre les premières études prospectives et la mise en services initiale. Dans le cas des réseaux d'anergie au CO2, l'intérêt pour la rentabilité de ces derniers de réduire le nombre de sous-stations et dans une moindre mesure la longueur du tracé est plutôt un avantage.

2) La disponibilité de certains composants limite le couple distance-puissance réalisable par branche de réseau.

   Au moment où ces lignes sont écrites, la technologie de conduites flexibles utilisée est limitée à environ 120 à 150 mm de diamètre intérieur. Il en résulte qu'une puissance maximale par branche est réalisable. Dans le cas du réseau CO2 il convient toujours de comparer le couple distance-puissance comme indicateur. Avec les conduites disponibles aujourd'hui on estime qu'il est techniquement réalisable de faire des branches de réseau de 1km et 2 MW d'anergie sans avoir besoin de recourir à une mise en parallèle. A noter que dépendamment des contextes la mise en parallèle n'est pas nécessairement rédhibitoire. Par ailleurs, la puissance délivrée peut être significativement augmentée, à peu près d'un facteur 2 si la distance est réduite de moitié. Enfin on notera que d'autres technologies de conduites flexibles pour les pressions considérées avec des diamètres significativement plus grands existent déjà et des

[15] Afin d'approvisionner des réseaux thermiques en chaleur à haute température (80 – 120°C) les centrales d'incinération réduisent environ de moitié la puissance électrique qu'elles sont capables de produire avec leurs turbines à vapeur. Des réseaux thermiques fonctionnant en dessous de 50°C permettent d'exploiter la totalité de production électrique tout en valorisant la chaleur résiduelle.

[16] Par exemple les conduites proviennent de l'industrie gazière alors que les conduites en acier, réservoirs, échangeurs, pompes, PAC et machines de froid proviennent de l'industrie du froid industriel et commercial.

[17] Certains aspects particuliers à la technologie requièrent encore l'acquisition de savoir-faire spécialisé.

conduites de mêmes technologies qu'utilisée à Sion pour des diamètres environ 30% supérieurs sont en développement. Cependant les conduites de diamètre supérieur présentent aussi des difficultés de poses et manutention supplémentaires qui laissent penser qu'à terme, en milieu urbain, des conduites d'un diamètre supérieur à 200 mm ne seront probablement pas utilisées.

3) La gestion des risques limite la taille des conduites et donc la puissance.

   En milieu urbain dense, la densité de population implique de facto de réduire les risques à des valeurs significativement plus faibles que pour d'autres environnements. Pour le réseau CO2, en particulier pour la partie constituée par le réseau de conduite ceci a un impact sur la nature et l'entendue des mesures de sécurité à mettre en place. Il est clair qu'au-delà d'un certain diamètre l'avantage compétitif de la taille des conduites va être entièrement consommé par l'augmentation de l'ampleur des mesures de sécurité. Il n'est pas possible de donner une valeur générale de seuil, ceci dépend largement du contexte et ne peut être déterminé qu'au travers d'une analyse de risque.

4) Normes s'appliquant à cette technologie, notamment en Suisse :

   Au moment de la rédaction de ces lignes le cadre légal et normatif applicable au réseau CO2 existe et n'est pas restrictif. Cela-dit il n'est pas aussi exhaustif que pour d'autres type d'infrastructures de conduites déjà bien établies. Il y a donc une marge de normalisation possible qui pourrait bénéficier à l'accélération du déploiement de ce type de réseau en facilitant leur planification et exécution. Il convient aussi de garder à l'esprit que pour pouvoir établir des normes techniques sensées, la « bonne pratique » doit pouvoir avoir l'occasion de s'établir. Des contacts avec les organismes en charge de l'établissement de ce genre de normes techniques devraient être initiés dans un proche avenir.

5) Technologie encore peu connue :

   Ce projet, notamment la démonstration technique du concept et la possibilité de la visiter, a permis de communiquer largement sur la technologie tant auprès du grand public que parmi les futurs clients potentiels de celle-ci. Son adoption par tous les acteurs du secteur demandera une meilleure compréhension des limites de la technologie, des coûts effectifs de celle-ci et des normes qui lui seront associées. Cependant, l'intérêt généré fait que des projets d'études, à différents niveaux de détails sont déjà en cours pour le compte de certains « early adopters » et ces projets apporteront au fil du temps des réponses à ces questions et une confiance en la technologie par les autres acteurs du secteur.

6) Personnel et entreprises qualifiées :

   La technologie du réseau CO2 nécessitera une connaissance de la technologie et de ses avantages auprès des bureaux d'ingénieurs et services industriels et par conséquent une formation quant à celle-ci.[18] Elle nécessitera aussi la disponibilité de spécialistes techniques (p.ex. soudeurs, installateurs, frigoristes, automaticiens) capables de réaliser et d'opérer les futurs réseaux et en suffisamment grand nombre afin de pouvoir répondre à la demande. Le secteur de l'énergie est déjà en manque de personnel qualifié tant en termes d'ingénieurs que de techniciens spécialisés. Ceci représente un goulot d'étranglement important quant à une adoption rapide et à large échelle de la technologie.

[18] Sous la forme de formation continue ou la formation de futurs ingénieurs sur des installations comme celle en fonction à la HES-SO VS.

9 Communication et diffusion

L'existence, la démonstration et la performance du réseau CO2 de démonstration ont été communiquées à un très large et divers publique à travers différents événements et médias mais surtout par des visites guidées des installations.

9.1 Couverture médiatique et presse spécialisée

Le succès de la conférence de presse du 29.08.2022 dédiée au lancement du réseau CO2 de démonstration, notamment grâce à la présence des représentants du conseil d'état Valaisan et de l'OFEN, a permis au projet d'avoir une couverture médiatique importante dans la presse écrite locale (Nouvelliste, Walliser Bote), régionale (La Tribune de Genève, 24 heures, Le Temps), les médias en ligne (p.ex. 20 Minutes) et finalement les médias nationaux grâce à un petit reportage de la RTS diffusée le lendemain lors du journal de 12:45 et de 19:30. La reprise de ce reportage par TV5 Monde et par Arte, lui a donné une diffusion internationale. Par la suite une équipe de journalistes d'Arte est venue sur site pour faire un reportage dédié à la thématique du réseau CO2 diffusé pendant le journal de 19:45 du 19.11.2022.

Un article de 5 pages dédiée au démonstrateur est paru dans la publication du 2/2023 du journal Bulletin Electrosuisse ainsi que sur leur site web.

9.2 Evénements

Le 13.10.2022 la HES-SO VS a hébergé une réunion de l'ASCAD (Association Suisse de Chauffage A Distance) pendant laquelle l'existence mais aussi la performance en temps réel du démonstrateur a pu être communiquée à un public averti et intéressé par la technologie.

Une inauguration officielle du réseau CO2 s'est tenue le 06.12.2022. Elle a réuni environ 90 personnes dont des investisseurs intéressés par la technologie, des clients potentiels (services industriels, bureaux d'ingénieurs, entreprises énergétiques, propriétaires et/ou développeurs immobiliers), chercheurs et autres. Plus de 70 personnes ont fait la visite des trois locaux du réseau déjà mis en service et desservant les bâtiments en chaleur.

Le 7.09.23 OIKEN a organisé une visite combinée de leur « Musée CAD » et du démonstrateur de réseau CO_2 à une soixantaine de membres de la Chambre Immobilière du Valais, qui ont profité d'une visite guidée des installations du réseau CO_2. Ces personnes sont de propriétaires et/ou gestionnaires de parc immobiliers importants et de potentiels futurs clients de la technologie.

Le 16.11.2023 l'Agence de l'Energie pour l'Economie (AEnEC) tenait son 22ème forum romand sur le Campus EnergyPolis pendant laquelle une soixantaine de personnes ont pu visiter les locaux du démonstrateur.

9.3 Visites

De façon générale la visite d'un ou plusieurs locaux du démonstrateur combinée avec une présentation de la technologie du réseau CO_2 a été faite à plus de 600 personnes dont des collaborateurs des partenaires du projet, des étudiants de la HES-SO VS, de futurs étudiants (p.ex. apprentis), des partenaires du projet européen FlexiGrid, des délégations étrangères en visite (notamment du Maroc, du Canada, de France), des partenaires industriels (p.ex. Novelis, Services Industriels de Lausanne, Services Industriels de Genève, Services Industriels de Lugano, Romande Energie). A ceci s'ajoute des visites faites par ExerGo et par Zero-C à des clients actuels et futurs et des investisseurs potentiels.

9.4 Publications scientifiques

Maintenant que les résultats de la performance du démonstrateur sont finalisés, une publication d'article dans une revue scientifique (p.ex. Applied Energy) est prévue pour le début de l'année 2024.

Les publications suivantes sont également prévues pour l'année prochaine :

- Heidari et al., Deep Reinforcement Learning for supervisory control of a novel and complex heating system : Theoretical and experimental study of two state-of-the-art algorithms", IPESE-EPFL, 2024, In submission.

- Valle A., Lazzaretto A., Girardin L., Maréchal F., Optimal routing and design of CO2 based district anergy networks (with application to the Ronquoz district in Sion), Master project, University of Padova and IPESE-EPFL, 2022,

- Graf R., Girardin L., Maréchal F., Optimal multi-energy system design for the EnergyPolis Campus, Application to Ronqoz Master project, IPESE-EPFL, 2020.

10 Conclusion

Ce projet a réussi à démontrer la faisabilité de l'utilisation du CO_2 comme fluide caloporteur dans un réseau d'anergie, i.e. un réseau thermique à basse température permettant d'assurer l'approvisionnement en chaud et en froid d'un ensemble de bâtiments. Au cours de ce projet nous avons mesuré la performance énergétique d'une installation de démonstration de « réseau CO_2 » et estimé son potentiel de performance économique dans des scénarios d'implémentation futurs.

Ce qu'est un réseau d'anergie et comment fonctionne un réseau CO_2 ?

Le réseau CO_2 est composé d'une « ligne chaude » contenant du CO_2 à l'état de gaz saturé et une ligne froide » contenant du CO_2 à l'état de liquide saturé, toutes les deux à (presque) la même température et à la pression de saturation correspondant à cette température. L'approvisionnement en froid se fait par évaporation du CO_2 liquide, sur un échangeur à chaleur, par le circuit de refroidissement d'un bâtiment. L'approvisionnement en chaud se fait par condensation du CO_2 gazeux, soit sur un échangeur à chaleur desservant une pompe-à-chaleur (PAC) eau-eau soit directement sur l'évaporateur de celle-ci. Le surplus de CO_2 liquide ou gazeux sera respectivement évaporé ou condensé à la centrale du réseau grâce à respectivement l'apport de chaleur par une source thermique ou le rejet de chaleur dans celle-ci. L'avantage principale de l'utilisation du CO_2 par rapport à l'utilisation actuelle de l'eau dans les réseaux d'anergie est la plus grande densité énergétique offerte par sa transition de phase et la réduction en taille de conduites (et par conséquent des fouilles), en énergie de pompage et en coûts d'investissement et d'opération qui en résultent.

Conception du réseau de démonstration

L'installation de démonstration conçue, construite et opérée dans le cadre de ce projet correspond à une puissance maximale d'approvisionnement en froid de 450kW et en chaud de 340kW, raccordée à trois bâtiments du Campus EnergyPolis à Sion. Les besoins supplémentaires ont été assurés par les réseaux de chaleur à distance (CAD) et de froid à distance (FAD) auxquels les bâtiments étaient déjà raccordés. Il s'agit d'un réseau CO_2 « à liquide pompé ». En mode de refroidissement le liquide condensé à la centrale est renvoyé vers les sous-stations par une pompe unique située en centrale. En mode de chauffage chaque sous-station est équipée de sa propre pompe permettant de renvoyer le liquide condensé dans les sous-stations à la centrale afin d'être à nouveau évaporé.

Chaque bâtiment comporte une sous-station équipée 1) d'un échangeur de chaleur pour l'apport de froid direct sur le collecteur desservant les consommateurs du bâtiment et 2) d'une PAC pour l'apport de chaleur soit sur le collecteur soit directement sur les groupes (chauffage par dalle active, monoblocs de ventilation) de celui-ci. Les conduites sont enterrées dans le sol et alimentent chaque bâtiment séparément. La centrale se situe au sous-sol d'un des bâtiments et puise sa chaleur ou son froid depuis le réseau FAD qui alimente celui-ci avec l'eau d'une source de nappe phréatique proche. La centrale est aussi équipée d'une machine de froid permettant au réseau CO_2 d'assurer un approvisionnement en froid quelle que soit la température de la nappe.

Les risques que représentent les réseaux CO_2 sont liés à la présence en quantité importante de CO_2 (environ 1,5 tonnes sur l'ensemble du réseau de démonstration) et son utilisation à haute pression (environ 50 bars). L'installation de démonstration mitige ces risques en utilisant des conduites à double enveloppe (chaque enveloppe pouvant supporter 100 bars de pression) permettant ainsi de contenir

toute fuite de CO_2 et d'amortir les effets d'une rupture de la conduite intérieure. Toute salle traversée par les conduites contenant du CO_2 est équipée d'appareils de détection en cas de fuites et d'une alarme. Tout local contenant des installations (échangeurs, réservoirs, pompes, vannes) est aussi équipé d'une ventilation d'urgence permettant l'évacuation sécurisée du CO_2 vers l'extérieur du bâtiment en cas de fuite dans le local.

Performance énergétique du réseau CO_2 de démonstration

La performance énergétique des installations de démonstration a été évaluée de décembre 2022 à août 2023. Pendant cette période celles-ci ont réussi à assurer l'approvisionnement des bâtiments raccordés avec 490MWh de chaleur et 340MWh de froid. Ceci correspond à la couverture de 53,4% des besoins en chaleur des bâtiments et 57,5% de leurs besoins en froid, malgré leurs puissances réduites, le fait qu'elles sont raccordées à un nombre limité de consommateurs de chaud dans deux des trois bâtiments et qu'il y a eu des périodes d'arrêt des installations pour cause de maintenance. Le raccordement des bâtiments aux réseaux CAD et FAD a servi de « back-up » en cas d'arrêt du réseau CO_2 ou d'appoint dans le cas où sa puissance ne suffisait pas à couvrir l'entièreté des besoins des bâtiments. Nous estimons cependant que la performance d'un réseau CO_2 dimensionné pour couvrir l'entièreté des besoins (i.e. sans appoint ni « back-up ») serait similaire à celle décrite ci-dessous.

L'effet anergie, soit l'utilisation de la chaleur rejetée par les consommateurs de froid comme source de chaleur pour les consommateurs de chaud, a été observée et monitorée. Il a lieu au sein même des sous-stations mais aussi entre celles-ci et, contrairement aux réseaux d'anergie à eau, se fait vraisemblablement sans que les fluides passent par la centrale. Il ne représente cependant qu'une petite part (environ 10%) du total des énergies approvisionnées pendant la période de suivi.

Le COP globalisé du démonstrateur, c'est-à-dire la somme des kWh de chaud et de froid approvisionnés divisée par la consommation électrique totale des installations, vaut 11,2. Cette valeur élevée s'explique par une grande part d'approvisionnement en froid et souligne l'importance de celle-ci dans la performance énergétique mais aussi économique (voir ci-dessous) des réseaux d'anergie en général et des réseaux CO_2 en particulier.

Le COP du démonstrateur en mode de chauffage, soit les kWh de chaud approvisionnés divisé par la consommation électrique totale des installations, vaut 4,04. Il est légèrement péjoré, entre autres, par le fonctionnement à la centrale d'une boucle d'eau intermédiaire. Celle-ci permet de séparer le réseau CO_2 du FAD et ainsi d'éviter tout risque de pollution ce dernier, mais ne sera pas nécessairement implémentés à l'avenir dans des réseaux CO_2 commerciaux.

Le COP du démonstrateur en mode de refroidissement, soit les kWh de froid approvisionnés divisés par la consommation électrique totale des installations, vaut 23. Partant d'une valeur initiale de 80 (kWh de froid divisés par la consommation électrique uniquement de la pompe à CO_2 en centrale), il est massivement péjoré par les besoins en pompage de la boucle d'eau intermédiaire, l'utilisation d'une machine de froid en centrale et, dans une moindre mesure, la consommation en stand-by des PAC.

Cette machine de froid sert à assurer l'approvisionnement en froid par le réseau CO_2 en toutes circonstances. En effet le cumul d'échangeurs (un échangeur eau-eau sur la boucle intermédiaire suivi d'un condenseur en centrale et d'un évaporateur en sous-station) a pour conséquence que le réseau CO_2 de démonstration assure une température de départ des groupes de refroidissement environ 6°C plus élevée que celle de la source thermique. La température de la nappe fluctuant entre 10°C et 12°C et les groupes de distribution de froid dans les bâtiments étant conçus pour une température de départ

de 13°C à leur puissance maximale, le réseau CO_2 n'est pas capable d'assurer un approvisionnement en froid direct en toutes circonstances. Le démonstrateur est équipé d'une machine de froid en centrale afin d'étudier la performance de réseaux CO_2 qui en seraient dotés. Certes l'ajout d'une machine de froid péjorera les performances énergétique et économique des réseaux CO_2 qui en seraient équipés par rapport à un réseau d'anergie à eau encore capable d'assurer un refroidissement direct en fonction de la température de sa source (avec deux échangeurs eau-eau ce réseau assure une température de départ des groupes de refroidissement typiquement 2°C plus élevée que celle de la source thermique). Cependant dans le cas de bâtiments avec des besoins à basse température (i.e. les bâtiments actuellement équipés de machines de froid pour assurer des besoins typiques de l'ordre de 6-7°C) le réseau CO_2 offre une solution efficace pour l'approvisionnement en froid par un réseau. Le réseau CO_2 remplacerait ainsi les machines de froid eau-air décentralisées, propres à chaque bâtiment et dont l'utilisation devient limitée due à la protection contre le bruit et au « heat island effect », par une machine de froid unique située à la centrale du réseau CO_2 et évacuant sa chaleur dans la source (eau, lac, nappe) disponible.

L'avantage attendu d'un réseau d'anergie à base de CO_2 par rapport à celui utilisant de l'eau comme fluide caloporteur est sa plus grande densité énergétique et les gains en section de conduite et énergie de pompage qui devraient en résulter. Ce projet a pu estimer ces gains en comparant le réseau CO_2 de démonstration avec celui d'un réseau d'anergie à eau « théorique » de puissance et longueur similaires. Il en résulte que le démonstrateur offre une section de conduite 4,3 fois inférieure et une énergie de pompage 2,3 fois inférieure à son équivalent à eau. Il faut cependant noter que choix des conduites et des pompes utilisées pour le démonstrateur a été contraint par leurs disponibilités sur le marché et n'est optimisé. Aussi le design du « T » sur le réseau, qui contribue majoritairement à sa perte de charge, a été contraint par les dimensions de la chambre qui l'abrite. Ces valeurs donc sont à prendre comme des limites inférieures de performance. Nous estimons qu'un réseau CO_2 commercial aurait une section de conduite 9 fois plus petite.

Finalement ce projet a permis de mettre en lumière la quantité limitée d'énergie stockable dans le réseau CO_2. Dans le cas d'un réseau d'anergie à eau l'augmentation de sa température permet d'y stocker une part considérable de chaleur (respectivement sa diminution permet d'y stocker du froid) et ainsi découpler la couverture des besoins thermiques en sous-stations de la gestion des flux thermiques en centrale. Le réseau CO_2 est très réactif et offre très peu de tampon thermique ce qui contraint son opération à une gestion en temps. L'ajout de stockages thermiques en sous-stations (p.ex. des accumulateurs) ou la possibilité de gérer la distribution de chaud et de froid du côté secondaire (comme c'est le cas avec l'infrastructure de démonstration) permet une gestion plus souple et optimisée d'un réseau CO_2.

Performance économique du démonstrateur

Les coûts totaux associés à la démonstration de la technologie se somment à environ 4 millions de CHF, dont environ la moitié pour la réalisation du démonstrateur et l'autre pour sa conception, son réglage et l'optimisation de celui-ci. L'opération du réseau CO_2 pendant un an (2022/2023) a permis de fournir 375MWh de froid et 530MWh de chaleur à un prix légèrement inférieur à la fourniture « standard » via les réseaux CAD et FAD.

En outre une étude d'approvisionnement des trois bâtiments pour la totalité de leur besoins effectifs en chaleur (puissance maximale de 1MW) et en froid (puissance maximale de 800kW) via un réseau CO_2 dont la centrale se situerait au puits de la nappe permet d'estimer le coût du kWh chaud et froid combinés à 18cts/kWh, correspondant au prix des kWh fournis par les réseaux CAD et FAD en 2023,

dans le cas d'un taux d'actualisation de 8%. Cette performance permet déjà d'inférer la compétitivité économique de cette technologie par rapport aux solutions de référence actuelles (CAD & FAD) dans les circonstances propres au site (source thermique, situation géographique et conditions météorologiques, taille du réseau et nombre de sous-stations). Si c'est le cas pour le site de démonstration, qu'en est-il d'autres emplacements et typologies de réseaux CO_2 ?

Potentiel de réplication en Suisse (lieux, sources et typologies de réseaux)

Le calcul utilisé pour estimer la performance économique de l'installation de démonstration a été répliquée pour d'autres lieux et sources. Il en résulte qu'un facteur essentiel de la rentabilité de réseaux CO_2 est la fourniture de services de refroidissement en aussi grande quantité que possible en raison de leurs faibles coûts d'investissement et d'opération. Ainsi le déploiement de réseaux CO_2 similaires à celui de Sion est le plus pertinent dans les zones qui présentent les températures atmosphériques les plus élevées en moyenne annuelle, soit le plateau Suisse jusqu'à une altitude d'environ 800 m, la vallée du Rhône et le Sud des Alpes.

Quant aux sources thermiques possibles, les rivières sont trop chaudes en été pour permettre le refroidissement direct et requièrent par conséquent l'utilisation d'une machine de froid en centrale affectant ainsi la rentabilité économique du réseau (il faut noter que des réseaux d'anergie à eau souffriraient du même problème). L'eaux de lacs prises en profondeur sont d'excellentes sources de refroidissement direct en revanche elles péjorent les COP de PAC en mode de chauffage. Finalement les nappes phréatiques permettant typiquement d'assurer en refroidissement direct, pour autant que les consommateurs puissent se satisfaire des températures de départ d'au minimum 17-18°C (sans quoi l'utilisation sporadique d'une machine de froid sera nécessaire) et garantissent un COP des PAC élevés.

La même méthode de calcul a été appliqué à un réseau de 2.7MW de chauffage et 1.8MW de refroidissement situé à Pully dont les configurations de réseau (longueur, nombre de sous-stations) ont été variées. Ceci a permis de conclure que les coûts d'investissement associés au réseau lui-même (conduites et travaux de fouille) sont environ la moitié de ceux de réseaux d'anergie utilisant l'eau comme fluide caloporteur. A ceci s'ajoute les opérationnels de pompage qui sont au moins deux fois plus petits que ceux résultant du pompage de l'eau. Ainsi les réseaux CO_2 peuvent s'étendre à des coûts moindres que d'autres réseaux et sont moins dépendants de la densité énergétique du territoire qu'ils alimentent. En contrepartie le coût d'investissement associés aux réservoirs à CO_2 et installations de sécurité rendent les sous-stations d'un réseau CO_2 environ 20-25% plus chères que celles d'un réseau d'anergie à eau. Ceci plaide pour des réseaux CO_2 avec un nombre réduit de sous-stations et de puissances suffisamment élevées (au minimum 100-200 kW) desservant soit de grands bâtiments, soit des sous-réseaux de quartier (réseaux CAD/FAD ou réseau d'anergie à eau) ou éventuellement des bâtiments ayant mutualisé leurs chaufferies. A nouveau la fourniture de services de chauffage et de refroidissement joue un rôle essentiel dans leur rentabilité.

Avenir de la technologie

Alors que le réseaux CO_2 offrent des avantages indéniables en termes de performance énergétique et économique par rapport à l'état de l'art il reste certaines barrières à leur adoption rapide à large échelle. A l'heure actuelle la disponibilité de certains composants (p.ex. conduites de grande taille) limite la distance et/ou puissance réalisable par branche de réseau. Du reste des réseaux CO_2 de très grande taille sont difficilement envisageables en pleine ville étant donné le coût associé à la gestion des risques qu'ils entraineraient. Les normes s'appliquant à cette technologie, notamment en Suisse, restent encore à clarifier, typiquement pour des installations au-delà de 2MW. La technologie reste encore peu connue

et son adoption à large échelle dépendra du succès des premières installations exploitées commercialement. Finalement la conception et réalisation d'un réseau CO_2 requiert les compétences d'entreprises spécialisées et d'un personnel qualifié qui est aujourd'hui limité en nombre.

Finalement une stratégie énergétique nationale 2050 réussie devra se baser sur la valorisation des rejets thermiques industriels et l'exploitation de l'environnement (air, sol, eau) pour l'alimentation des agglomérations suisses en chaleur et froid. Alors que les réseaux CAD existants trouveront une raison d'être dans l'approvisionnement de bâtiments requérant encore de la haute température en 2050, la grande majorité des bâtiments devra être raccordée à des réseaux d'anergie à eau ou au CO_2. Selon les circonstances les réseaux CO_2 offriront une option parfois alternative parfois complémentaire aux réseaux d'anergie à base d'eau. En revanche la simplicité et rapidité de déploiement de leurs conduites, qui plus est à relativement bas prix, feront de cette technologie une option avantageuse pour une transition énergétique réussie dans le peu de temps qui nous sépare de 2050.

11 Références

[1] C. F. Colebrook, « Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pip laws », *J. Inst. Civ. Eng.*, vol. 11, nº 4, p. 133-156, févr. 1939, doi: 10.1680/ijoti.1939.13150.
[2] S. Churchill, « Friction-factor equation spans all fluid-flow regimes », *Chem. Eng.*, p. 91-92, 1977.
[3] S. Naylor, M. Gillott, et T. Lau, « A review of occupant-centric building control strategies to reduce building energy use », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 96, p. 1-10, nov. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.07.019.
[4] T. Haarnoja, P. Abbeel, et S. Levine, « Soft actor-critic: Off-policy maximum entropy deep reinforcement learning with a stochastic actor », présenté à International conference on machine learning, 2018, p. 1861-1870.
[5] T. Haarnoja *et al.*, « Soft Actor-Critic Algorithms and Applications », 2018.
[6] M. Biemann, F. Scheller, X. Liu, et L. Huang, « Experimental evaluation of model-free reinforcement learning algorithms for continuous HVAC control », *Appl. Energy*, vol. 298, p. 117164, sept. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117164.

12 Annexes

- A1 : Schéma d'exécution des liaisons entre le démonstrateur et le bâtiment 19
- A2 : Schéma d'exécution des liaisons entre le démonstrateur et le bâtiment 21
- A3 : Schéma d'exécution des liaisons entre le démonstrateur et le bâtiment 23
- A4 : Planning d'exécution