

Optimisations énergétique et exergetique d'un système de valorisation de chaleur fatale industrielle basse température sur réseau de chaleur

Energetic and exergetic optimizations of a low-temperature industrial waste heat valorisation system in district heating

Jaume FITÓ¹, Sacha HODENCQ², Julien RAMOUSSE^{1*}, Frédéric WURTZ², Benoit STUTZ¹, François DEBRAY³, Benjamin VINCENT³

¹ Laboratoire Optimisation de la Conception et Ingénierie de l'Environnement
51 avenue du lac Léman – 73376 Le Bourget-Du-Lac

² G2Elab, Université Grenoble Alpes
18 rue des Martyrs – 38042 Grenoble

³ Laboratoire National des Champs Magnétiques Intenses
25 rue des Martyrs – 38042 Grenoble

* (auteur correspondant : julien.ramousse@univ-smb.fr)

Résumé – Cette étude propose un système, composé d'une pompe à chaleur et d'une unité de stockage thermique, pour valoriser la chaleur fatale basse température du LNCMI de Grenoble sur le réseau de chaleur de la presqu'île. L'optimisation de la conception est réalisée pour plusieurs niveaux de températures des rejets (35 °C, 50 °C et 85 °C) et capacités de stockage (10 MWh, 20 MWh, 30 MWh ou 40 MWh). L'optimisation énergétique permet de couvrir 49,2 % des besoins du réseau, tandis que l'optimisation exergetique diffère et réduit les pertes exergetiques globales de 42,3 %.

Mots-clés : Valorisation de chaleur fatale ; Exergie ; Réseau de chaleur ; Simulation annuelle ; *MILP*.

Abstract – This study proposes a system made up of a heat pump and a thermal storage unit for valorisation of the low temperature waste heat from the LNCMI of Grenoble in the nearby district heating network. The optimal design is determined for different temperature levels of the waste heat (35 °C, 50 °C and 85 °C) and different storage capacities (10 MWh, 20 MWh, 30 MWh, 40 MWh). The energetically optimal design reaches 49,2 % coverage of the network's needs, while the exergetic optimisation suggests a different design which reduces global exergy losses by 42,3 %.

Keywords: Waste heat valorisation; Exergy; District heating; Yearly simulation; *MILP*.

Nomenclature

COP Coefficient Of Performance

Ex exergie, kWh

Q chaleur, kWh

T température, K

t temps, h

W puissance électrique, kW

Symboles grecs

η rendement exergetique, kWh/kWh

ξ facteur chaleur/électricité

Indices et exposants

APP appoint de chaleur

C cycle de Carnot

D détruit/e

DISS dissipation

e entrée

fat fatale

fin final

GLOB global

ini initial

p, P pertes locales, pertes totales

PAC pompe à chaleur

RES réseau de chaleur

s sortie

SST sous-station

STO stockage thermique

VAL système de valorisation

1. Introduction

Le principe de récupérer de la chaleur fatale industrielle pour l'injecter sur des réseaux de chaleur est une perspective de plus en plus étudiée dans la littérature [1]. Cette introduction de nouvelles sources de chaleur, ainsi que les éventuelles différences entre ses niveaux de température, rendent l'analyse exergetique intéressante. L'exergie évalue la qualité des flux d'énergie et donne des pistes pour une transformation optimale de l'énergie [2], que l'analyse énergétique ne permet pas [3]. En conséquence, l'exergie est de plus en plus utilisée pour l'analyse [4] et le développement durable [5,6] des réseaux, et la planification urbaine [7].

Dans cette étude, nous présentons une étude de cas sur la récupération de chaleur fatale industrielle basse température pour injection sur un réseau de chaleur voisin. Cette étude s'appuie sur un profil variable de rejets de chaleur et un autre profil variable de consommation de chaleur sur le réseau (au pas horaire). Le projet doit relever deux enjeux majeurs : 1) Le manque d'adéquation entre les profils de rejets et de consommation de chaleur ; 2) La différence de températures entre la chaleur fatale et le réseau de chaleur.

Pour répondre à ces verrous, le système proposé consiste en une pompe à chaleur accompagnée par une unité de stockage thermique. Les optimisations énergétique et exergetique de la conception de ce système sont réalisées pour différents niveaux de température de la chaleur fatale (à savoir 35 °C, 50 °C et 85 °C) et différentes capacités de stockage (10 MWh, 20 MWh, 30 MWh ou 40 MWh). Les performances annuelles sont évaluées et comparées pour différentes configurations, basées sur une gestion optimale des flux d'énergies, déterminée à l'aide de l'outil d'optimisation « open source » OMEGAlpes (Optimization ModEls Generation for Energy Systems).

2. Méthodologie

2.1. Description du système

La Figure 1 présente le schéma de principe des systèmes actuel (lignes en continu) et prospectif (lignes en pointillé). De plus, les composants sont classés qualitativement sur l'axe des ordonnées en fonction du facteur exergetique de l'énergie mise en jeu, afin d'illustrer les dégradations d'énergie dans le système. Des figures similaires [7] existent dans la littérature où les sources de chaleur sont classées en fonction de leurs niveaux de température.

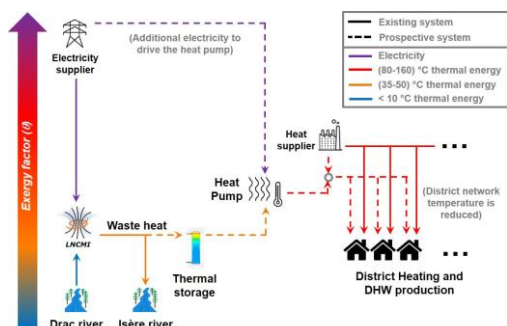


Figure 1 : « Exergo-schéma » de principe.

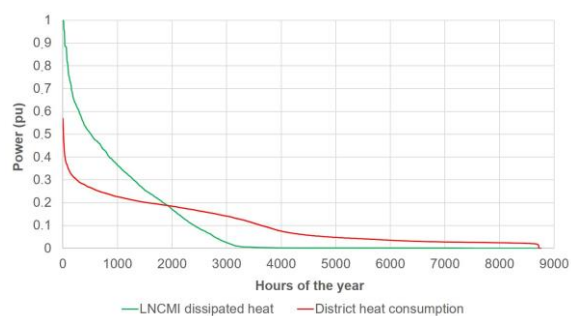


Figure 2 : Monotones de puissance.

Le Laboratoire National des Champs Magnétiques Intenses (LNCMI, CNRS) est caractérisé par une consommation énergétique en 2018 de 15 GWh avec une puissance maximale de 24 MW. Ses aimants électro-intensifs produisent des champs magnétiques de haute intensité, qui permettent de réaliser des essais d'une haute valeur scientifique. Ces champs magnétiques ne sont pas utilisés pour produire du travail mécanique. En conséquence,

toute l'électricité consommée est dissipée par effet Joule sous la forme de chaleur. Cette chaleur est actuellement évacuée par un circuit hydraulique depuis la rivière Drac jusqu'à la rivière Isère. La température de la chaleur évacuée varie entre 10 °C et 40 °C et dépend de la puissance électrique consommée par l'aimant, de la température du Drac et du mode de refroidissement. Ce rejet de chaleur pourrait être valorisé sur le réseau de chaleur de la Presqu'île grenobloise pour satisfaire les besoins résidentiels de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Actuellement la température d'attaque est de 120 °C, néanmoins ses opérateurs cherchent à la réduire à 85 °C d'ici 2022 sur la zone géographique étudiée.

La Figure 2 montre les monotones de puissance de la consommation électrique du LNCMI et des besoins résidentiels de chaleur à fournir par le réseau. Les profils annuels (au pas horaires) ne sont pas présentés ici pour des raisons de confidentialité. Il faut noter ici que les ordres de grandeur de la chaleur fatale disponible et les besoins du réseau sont similaires. Ainsi, si toute la chaleur fatale était récupérée, elle pourrait satisfaire une grande partie des besoins du réseau. Ce projet de valorisation de la chaleur fatale du LNCMI doit lever les deux verrous majeurs suivants : 1) Le manque d'adéquation temporelle [8] entre les rejets de chaleur et l'appel du réseau ; 2) La température actuelle des rejets est bien inférieure à la température d'attaque sur le réseau.

Le système de valorisation de chaleur fatale proposé est composé d'une unité de stockage thermique sensible pour compenser l'inadéquation temporelle entre ressource et besoins, et d'une pompe à chaleur pour relever le niveau de température de la chaleur récupérée. La performance du système a été analysée pour les trois scénarios suivants : 1) Les rejets de chaleur étant à 35 °C (cas actuel) ; 2) Les rejets de chaleur étant à 50 °C (cas possible avec la technologie de refroidissement actuel pour les aimants) ; 3) Les rejets de chaleur étant à 85 °C (refroidissement des aimants par ébullition nucléée – technologie prospective [9]). Pour chaque scénario, plusieurs cas ont été évalués en fonction de la capacité du stockage, à savoir : 0 MWh (c.-à-d. valorisation de chaleur mais sans unité de stockage), 10 MWh, 20 MWh, 30 MWh ou 40 MWh. Pour chaque scénario, le cas de référence consiste en une absence de valorisation de chaleur.

2.2. Procédure d'optimisation et outil

L'outil d'aide à la décision OMEGAlpes [10] a été utilisé pour optimiser la gestion des flux d'énergies du système de valorisation de chaleur. OMEGAlpes est un outil d'optimisation linéaire, basé sur l'approche « *mixed integer linear programming* » [11], conçu pour générer des modèles de systèmes énergétiques multi-acteur facilement. L'outil a pour but d'assister à la modélisation de systèmes énergétiques pour des études préliminaires pour les phases de conception et d'opération. OMEGAlpes a été développé au sein du laboratoire G2Elab en qualité d' « open source » et codé sur Python. L'outil permet un environnement à haut niveau d'abstraction : le système multi-énergie est modélisé comme plusieurs unités de production, de consommation, de stockage et de conversion interconnectées à travers de nœuds énergétiques. Le processus d'optimisation nécessite la définition des contraintes, des objectifs et du pas de temps.

2.3. Analyse énergétique

En raison des profils transitoires de consommation et de rejet de chaleur fatale, le bilan global est calculé sur l'année avec un pas de temps de 1 heure. Les hypothèses simplificatrices suivantes ont été prises en compte :

- Les pertes de charge, de température et de chaleur dans les tuyauteries sont négligées.
- Les pertes de chaleur au sein du stockage thermique sont prises en compte.

- Les états de charge initial et final du stockage thermique sont les identiques.

Les rejets de chaleur du LNCMI (eq. 1) sont estimés à partir de l'électricité consommée avec un coefficient de récupération ξ fixé à 0,85. Ces rejets sont soit directement dissipés, soit transférés à la pompe à chaleur (ou au réseau si $T_{fat} = 85^\circ\text{C}$), soit stockés (eq. 2).

$$\dot{Q}_{fat}(t) = \xi \cdot \dot{W}_{LNCMI}^{el}(t) \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{fat}(t) = \dot{Q}_{DISS}(t) + \dot{Q}'_{PAC}(t) + \dot{Q}_{STO}^e(t) \quad (2)$$

La puissance thermique qui rentre ou sort de l'unité de stockage est limitée par la puissance maximale de charge/décharge, fixée à 6,7 MW par une étude technique précédente. La chaleur contenue dans l'unité au pas de temps suivant est calculée au moyen du bilan énergétique sur le pas de temps actuel (eq. 3), en tenant compte des entrées, sorties et pertes de chaleur (représentant 1 % de la chaleur totale stockée). La capacité maximale de l'unité de stockage est fixée pour chacun des scénarios étudiés. Les états de charge initial et final de l'unité sont les mêmes (eq. 4), comme mentionné dans les hypothèses.

$$U_{STO}(t + \Delta t) = U_{STO}(t) + [\dot{Q}_{STO}^e(t) - \dot{Q}_{STO}^s(t) - \dot{Q}_{STO}^p(t)] \cdot \Delta t \quad (3)$$

$$U_{STO}(t_{fin}) = U_{STO}(t_{ini}) \quad (4)$$

La chaleur injectée dans la pompe à chaleur provient soit de l'unité de stockage, soit des rejets du LNCMI si ceux-ci sont simultanées avec les besoins résidentiels (eq. 5). Le bilan énergétique est appliqué sur la pompe à chaleur (eq. 6) en prenant en compte son COP (eq. 7) pour assurer une température en sortie de 85°C . Dans les conditions nominales (température en entrée de la PAC $T_{PAC}^e = 35^\circ\text{C}$), les performances d'une machine réelle sont utilisées : $COP = 3$ et une puissance maximale $\dot{W}_{max} = 1260 \text{ kW}_{el}$. Ces paramètres ont été extrapolés en supposant que le rendement selon la seconde loi de la thermodynamique (eq. 8) de la pompe à chaleur est constant. Pour la même température en sortie ($T_{PAC}^s = 85^\circ\text{C}$) et le même flux de chaleur en sortie, pour une température en entrée $T_{PAC}^e = 50^\circ\text{C}$ on obtient : $COP = 4,29$ et la $\dot{W}_{max} = 881 \text{ kW}_{el}$.

$$\dot{Q}_{PAC}^e(t) = \dot{Q}'_{PAC}(t) + \dot{Q}_{STO}^s(t) \quad (5)$$

$$\dot{Q}_{PAC}^e(t) + \dot{W}_{PAC}^{el}(t) = \dot{Q}_{PAC}^s(t) \quad (6)$$

$$COP_{PAC} = \frac{\dot{Q}_{PAC}^s(t)}{\dot{W}_{PAC}^{el}(t)} \quad (7)$$

$$\frac{COP_{PAC}(T_{PAC}^e=50^\circ\text{C})}{COP_C(T_{PAC}^e=50^\circ\text{C})} = \frac{COP_{PAC}(T_{PAC}^e=35^\circ\text{C})}{COP_C(T_{PAC}^e=35^\circ\text{C})} \quad (8)$$

Pour satisfaire les besoins résidentiels, la chaleur fournie par la pompe à chaleur est complétée par un appoint provenant du réseau à haute température (eq. 9). Celui-ci est en capacité de satisfaire la totalité des besoins de chaleur du réseau à tout instant, si nécessaire. La puissance thermique fournie par le système de valorisation est calculée différemment en fonction de la température des rejets de chaleur (eqs. 10 ou 11). L'indicateur utilisé pour l'optimisation énergétique est le Taux De Couverture (TDC , eq. 12). Cet indicateur rend compte de la part des besoins résidentiels couvert par le système.

$$\dot{Q}_{VAL}^s(t) + \dot{Q}_{APP}(t) = \dot{Q}_{RES}^e(t) \quad (9)$$

$$\dot{Q}_{VAL}^s(t) = \dot{Q}_{VAL}^e(t) - \dot{Q}_{STO}^p(t) \quad [si T_{fat} = 85^\circ\text{C}] \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{VAL}^s(t) = \dot{Q}_{PAC}^s(t) \quad [si T_{fat} = 35^\circ\text{C ou } 50^\circ\text{C}] \quad (11)$$

$$\text{Taux De Couverture (TDC)} = \frac{\sum_{t=t_{ini}}^{t=t_{fin}} \dot{Q}_{VAL}^s(t) \cdot \Delta t}{\sum_{t=t_{ini}}^{t=t_{fin}} \dot{Q}_{RES}^e(t) \cdot \Delta t} \cdot 100 \quad (12)$$

2.4. Analyse exergetique

Pour l'analyse exergetique le modèle énergétique a été complété par les hypothèses simplificatrices et les équations suivantes :

- Les exergies potentielle et cinétique sont négligées.
- Le procédé de production de chaleur du réseau haute température a un rendement exergetique constant (η_{APP}^{ex}).
- L'exergie détruite par les activités du LNCMI (mise en œuvre de champs magnétiques intenses à des fins de recherche scientifique) n'est pas prise en compte, puisque l'utilité finale n'est pas quantifiable pour une analyse exergetique. La chaleur rejetée est assimilée à un sous-produit de leurs activités.

Pour cette étude, la température de l'état mort T_0 est fixée par la température la plus faible de l'Isère au cours de l'année, soit $T_0 = 8 \text{ }^\circ\text{C}$. Cette valeur est gardée constante pour toute l'étude, pour conserver la propriété fondamentale de fonction d'état de l'exergie [12].

Toute la chaleur rejetée à l'Isère est assimilée à de l'exergie détruite, puisque sa température est ramenée à celle de la rivière (eq. 13). L'unité de stockage thermique n'a pas d'exergie détruite liée à la diminution de température de la chaleur stockée, ni liée à la perte de stratification des températures, car ces deux effets ont été négligés. Néanmoins, elle a des pertes d'exergie liées aux pertes de chaleur (eq. 14).

$$\dot{E}x_{DISS}^D(t) = \dot{Q}_{DISS}(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{fat}}\right) \quad (13)$$

$$\dot{E}x_{STO}^D(t) = \dot{Q}_{STO}^D(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{STO}}\right) \quad (14)$$

L'exergie détruite au sein de la pompe à chaleur est calculée au moyen du bilan énergétique (eq. 15), en complément du bilan énergétique précédemment présenté. L'exergie détruite par le procédé de production de chaleur du réseau haute température à T_{APP} est calculée à partir du bilan exergetique appliqué au procédé, où l'exergie en entrée est exprimée en fonction de l'exergie en sortie et du rendement exergetique (eq. 16). La valeur choisie pour ce rendement exergetique a été fixée $\eta_{APP}^{ex} = 0,40$, en cohérence avec les valeurs typiques pour les chaudières à gaz [13] ou les chaudières à vapeur [14].

$$\dot{E}x_{PAC}^D(t) = \dot{Q}_{PAC}^e(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{\dot{Q}_{PAC}^e}}\right) + W_{PAC}^{el}(t) - \dot{Q}_{PAC}^s(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{\dot{Q}_{PAC}^s}}\right) \quad (15)$$

$$\dot{E}x_{APP}^D(t) = \dot{Q}_{APP}(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{APP}}\right) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{APP}^{ex}} - 1\right) \quad (16)$$

L'exergie détruite au sein du réseau de chaleur est calculée à partir du bilan exergetique tout en prenant en compte les apports de chaleur par la pompe à chaleur et par le réseau haute température, et la chaleur fournie aux sous-stations (eq. 17). Puisque $T_{PAC}^s = T_{RES}^s$ en tout moment et dans tous les scénarios, la seule destruction d'exergie correspond à la réduction de température du flux de chaleur issu du réseau haute température \dot{Q}_{APP} de $T_{APP} = 120 \text{ }^\circ\text{C}$ jusqu'à $T_{RES}^s = 85 \text{ }^\circ\text{C}$. En conséquence, l'équation 17 se réduit à l'équation 18.

$$\dot{E}x_{RES}^D(t) = \dot{Q}_{PAC}^s(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{PAC}^s}\right) + \dot{Q}_{APP}(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{APP}}\right) - \dot{Q}_{RES}^s(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{RES}^s}\right) \quad (17)$$

$$\dot{E}x_{RES}^D(t) = \dot{Q}_{APP}(t) \cdot \left(\frac{T_0}{T_{RES}^s} - \frac{T_0}{T_{APP}}\right) \quad (18)$$

L'exergie détruite au sein des sous-stations résulte de la réduction en température de la chaleur issue du réseau ($85 \text{ }^\circ\text{C}$) fournie aux utilisateurs ($T_{SST} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$) (eq. 19). L'indicateur

retenu pour l'optimisation exergetique est le rendement exergetique global « Système de valorisation + Réseau de chaleur » (eq. 20), déterminé par le rapport entre les pertes exergetiques globales (eq. 21) et l'exergie fournie globalement au système (eq. 22), issues de la simulation annuelle (c.-à-d. de $t_{ini} = 0$ h jusqu'à $t_{fin} = 8760$ h).

$$\dot{E}x_{SST}^D(t) = \dot{Q}_{RES}(t) \cdot \left(\frac{T_0}{T_{SST}^s} - \frac{T_0}{T_{RES}^s} \right) \quad (19)$$

$$\eta_{GLOB}^{ex} = 1 - \frac{\dot{E}x_{GLOB}^P}{\dot{E}x_{GLOB}^e} \quad (20)$$

$$\dot{E}x_{GLOB}^P = \sum_{t=t_{ini}+\Delta t}^{t=t_{fin}} [\dot{E}x_{DISS}^D(t) + \dot{E}x_{STO}^P(t) + \dot{E}x_{PAC}^D(t) + \dot{E}x_{APP}^D(t) + \dot{E}x_{RES}^D(t) + \dot{E}x_{SST}^D(t)] \cdot \Delta t \quad (21)$$

$$\dot{E}x_{GLOB}^e = \sum_{t=t_{ini}+\Delta t}^{t=t_{fin}} [\dot{E}x_{fat}(t) + \dot{W}_{PAC}^{el}(t) + \dot{Q}_{APP}(t) \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{APP}} \right) \cdot \left(\frac{1}{\eta_{APP}^{ex}} \right)] \cdot \Delta t \quad (22)$$

3. Résultats et discussion

Les figures 3 et 4 montrent l'évolution des indicateurs énergétique et exergetique, respectivement, en fonction de la capacité de l'unité de stockage thermique, pour différents niveaux de température des rejets de chaleur. Le cas de référence (c.-à-d. aucune valorisation de chaleur) est également affiché.

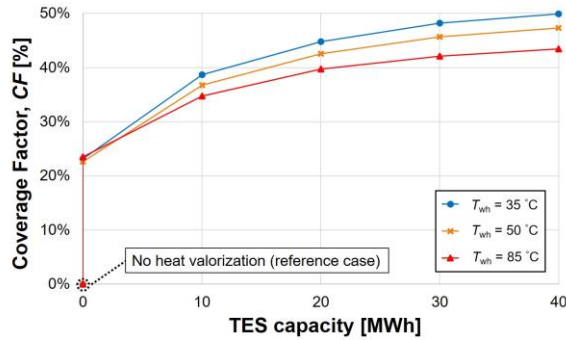


Figure 3 : TDC vs Capacité de stockage.

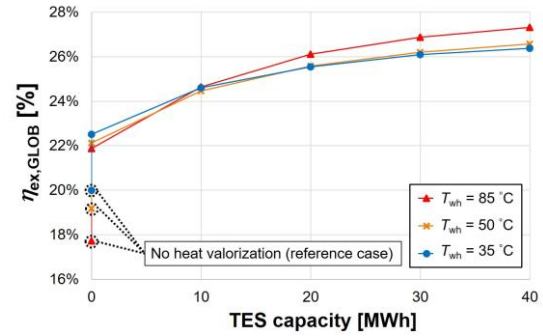


Figure 4 : η_{GLOB} vs Capacité de stockage.

L'optimisation selon le critère du Taux De Couverture (TDC) préconise de rejeter la chaleur fatale à 35 °C avec un stockage de 40 MWh, permettant de couvrir 49,2 % des besoins. Ce résultat s'explique par l'augmentation du COP de la pompe à chaleur avec sa température d'entrée (température de sortie fixée à 85 °C) : plus le COP est élevé, plus faible est le rapport entre les flux de chaleur sortant et entrant de la pompe à chaleur, impliquant alors une baisse du flux de chaleur délivré au réseau (à flux de chaleur fatale valorisable constant). Le cas à 85 °C est le moins prometteur vis-à-vis du TDC car il n'y a pas de pompe à chaleur : la chaleur injectée sur le réseau correspond à la chaleur fatale valorisable.

L'optimisation exergetique confirme l'intérêt de mettre en place le stockage le plus large possible (40 MWh). En revanche, cette optimisation diffère de l'optimisation énergétique visant à maximiser le TDC vis-à-vis de la température des rejets de chaleur. Cet indicateur exergetique recommande de rejeter à 85 °C en raison de l'absence de pompe à chaleur. En effet, la conversion d'électricité en chaleur au sein de ce composant implique des pertes exergetiques conséquentes. En conséquence, l'optimisation exergetique évite la mise en place de ce composant, ce qui donne lieu à un rendement exergetique de 27,2 %, soit une réduction de 42,3 % des pertes exergetiques par rapport au cas de référence.

Les résultats de ces optimisations vis-à-vis de la capacité de l'unité de stockage sont à modérer : l'asymptote illustrée par les deux indicateurs en fonction de la capacité de stockage laisse supposer qu'un optimum se dessinera avant les 40 MWh suggérés, si un critère économique est intégré à l'étude, en complément de potentielles contraintes techniques non

considérées [15]. Le Tableau 1 présente les résultats obtenus pour les indicateurs étudiés (Taux De Couverture et exergie globale détruite), pour le cas globale (GLOB), la dissipation de chaleur (DISS), le stockage (STO) la pompe à chaleur (PAC), l'appoint de chaleur (APP), le réseau (RES) et les sous-stations (SST). Les étoiles signalent les scénarios de référence, c.-à-d. sans valorisation de chaleur.

T_{fat} °C	Q_{STO} MWh	TDC %	$\eta_{\text{ex,GLOB}}$ %	E_{XD} , GWh/an						
				GLOB	DISS	STO	PAC	APP	RES	SST
35*	0	0,0	20,0	14,7	1,6	-	-	10,0	1,6	1,4
35	0	23	22,5	12,6	1,3	-	1,0	7,7	1,3	1,4
35	10	39	24,7	11,2	1,1	0,001	1,6	6,1	1,0	1,4
35	20	45	25,5	10,7	1,0	0,003	1,9	5,5	0,9	1,4
35	30	48	26,0	10,4	0,9	0,004	2,0	5,3	0,9	1,4
35	40	49	26,3	10,3	0,9	0,006	2,0	5,1	0,8	1,4
50*	0	0	19,2	15,4	2,4	-	0,0	10,0	1,6	1,4
50	0	23	22,1	12,9	1,9	-	0,6	7,8	1,3	1,4
50	10	37	24,5	11,3	1,5	0,011	1,0	6,3	1,0	1,4
50	20	43	25,6	10,7	1,4	0,025	1,2	5,8	0,9	1,4
50	30	45	26,1	10,4	1,3	0,040	1,2	5,5	0,9	1,4
50	40	47	26,5	10,2	1,3	0,055	1,3	5,4	0,9	1,4
85*	0	0	17,7	17,0	4,0	-	-	10,0	1,6	1,4
85	0	24	21,9	13,1	2,8	-	-	7,7	1,2	1,4
85	10	35	24,8	11,1	2,2	0,001	-	6,5	1,1	1,4
85	20	40	26,2	10,3	1,9	0,003	-	6,0	1,0	1,4
85	30	42	26,8	10,0	1,8	0,004	-	5,8	0,9	1,4
85	40	43	27,2	9,8	1,8	0,006	-	5,7	0,9	1,4

Tableau 1 : Résultats principaux des analyses énergétique et exergetique.

4. Conclusions et perspectives

Cette étude a permis de confronter les optimisations énergétique et exergetique de la conception d'un système de valorisation de chaleur fatale industrielle basse température sur réseau de chaleur. L'étude a été réalisée à l'aide de l'outil OMEGAAlpes sur la simulation annuelle du système pour plusieurs niveaux de température des rejets de chaleur (35 °C, 50 °C et 85 °C) et différentes capacités de l'unité de stockage thermique (de 10 MWh à 40 MWh).

Les critères énergétique et exergetique sont unanimes vis-à-vis de l'intérêt de valoriser la chaleur fatale, et ce pour le plus grand stockage possible (40 MWh). En revanche, ils divergent vis-à-vis de la température optimale des rejets de chaleur. En effet, le critère énergétique du taux de couverture des besoins résidentiels est plus important pour $T = 35$ °C grâce à l'utilisation de la pompe à chaleur, tandis que le rendement exergetique global est maximisé pour une température des rejets thermiques à $T = 85$ °C, grâce à l'absence de pompe à chaleur. Un taux de couverture pouvant atteindre 49,2 % et une réduction des pertes exergetiques de 42,3 % par rapport au cas de référence sont évalués, en fonction de la conception retenue, justifiant pleinement la mise en œuvre d'un tel système de valorisation de la chaleur fatale du LNCMI.

Ces premières conclusions d'ordre technique sont susceptibles d'évoluer lors des optimisations technico-économique et exergo-économique prévues par la suite. Par exemple, les deux critères utilisés suggèrent de mettre en place une unité de stockage la plus grande possible, alors que le critère économique nous orientera très probablement vers un compromis différent. En outre, l'importance relative des coûts exergetiques de chacun des flux devrait suggérer d'autres conceptions optimales.

Références

- [1] Rezaie B, Rosen MA. District heating and cooling : Review of technology and potential enhancements. *Appl Energy* 2012;93:2–10. doi:10.1016/j.apenergy.2011.04.020.
- [2] Terehovics E, Veidenbergs I, Blumberga D. Exergy Analysis for District Heating Network. *Energy Procedia* 2017;113:189–93. doi:10.1016/j.egypro.2017.04.053.
- [3] Sangi R, Müller D. A novel hybrid agent-based model predictive control for advanced building energy systems. *Energy Convers Manag* 2018;178:415–27.
- [4] Gong M, Werner S. Exergy analysis of network temperature levels in Swedish and Danish district heating systems. *Renew Energy* 2015;84:106–13. doi:10.1016/j.renene.2015.06.001.
- [5] Kilkiş Ş. Energy system analysis of a pilot net-zero exergy district. *Energy Convers Manag* 2014;87:1077–92. doi:10.1016/j.enconman.2014.05.014.
- [6] Kilkiş Ş. A net-zero building application and its role in exergy-aware local energy strategies for sustainability. *Energy Convers Manag* 2012;63:208–17. doi:10.1016/j.enconman.2012.02.029.
- [7] Leduc WRWA, Van Kann FMG. Spatial planning based on urban energy harvesting toward productive urban regions. *J Clean Prod* 2013;39:180–90. doi:10.1016/j.jclepro.2012.09.014.
- [8] Cao S, Hasan A, Sirén K. On-site energy matching indices for buildings with energy conversion, storage and hybrid grid connections. *Energy Build* 2013;64:423–38. doi:10.1016/j.enbuild.2013.05.030.
- [9] Hodencq S, Debray F, Trophime C, Vincent B, Stutz B, Delinchant B, et al. Thermohydraulics of High Field Magnets : from microns to urban community scale. 24ème Congrès Français de Mécanique, Brest (France): 2019.
- [10] Pajot C. OMEGAAlpes : Outil d'aide à la décision pour une planification énergétique multi-fluides optimale à l'échelle des quartiers. Thèse de Doctorat. Université de Grenoble, 2019.
- [11] Allegrini J, Orehounig K, Mavromatidis G, Ruesch F, Dorer V, Evins R. A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;52:1391–404. doi:10.1016/j.rser.2015.07.123.
- [12] Pons M. On the reference state for exergy when ambient temperature fluctuates. *Int J Thermodyn* 2009;12:113–21.
- [13] Terhan M, Comakli K. Energy and exergy analyses of natural gas-fired boilers in a district heating system. *Appl Therm Eng* 2017;121:380–7. doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.04.091.
- [14] Vučković GD, Stojiljković MM, Vukić M V. First and second level of exergy destruction splitting in advanced exergy analysis for an existing boiler. *Energy Convers Manag* 2015;104:8–16. doi:10.1016/j.enconman.2015.06.001.
- [15] Hoffmann JF, Fasquelle T, Goetz V, Py X. Experimental and numerical investigation of a thermocline thermal energy storage tank. *Appl Therm Eng* 2017;114:896–904. doi:10.1016/j.applthermaleng.2016.12.053.

Remerciements

Les auteurs souhaitent exprimer leur gratitude pour le support économique à : La Région Auvergne-Rhône-Alpes dans le cadre du projet OREBE (Optimisation holistique des Réseaux d'Énergie et des Bâtiments producteurs d'énergie dans les Eco-quartiers) ; l'ADEME dans le cadre du projet RETHINE (Réseaux Electriques et Thermiques InterconNEctés) ; et l'ANR (Agence Nationale de la Recherche) dans le cadre du programme « Investissements d'avenir » (ANR-15-IDEX-02).

Les auteurs souhaitent également remercier les autres membres de l'équipe de développement d'OMEGAAlpes, avec notamment Camille Pajot (G2Elab, Grenoble), Benoit Delinchant (G2Elab, Grenoble) et Lou Morriet (G2Elab et PACTE, Grenoble).