

Optimisation économique de la répartition chaleur et électricité pour une centrale géothermique à cogénération.

Fabien MARTY^{1*}, Sylvain SERRA¹, Jean-Michel RENEAUME¹

¹Laboratoire de Thermique Energétique et Procédés (LaTEP – UPPA)
Rue Jules Ferry – BP 7511 – 64075 Pau Cedex

* (auteur correspondant : fabien.marty@univ-pau.fr)

Résumé - Ces travaux mettent en avant l'optimisation économique de la répartition entre la part de chaleur et d'électricité. Ils sont appliqués à une centrale géothermique à cogénération dont la température de la source est à 185 °C. La production électrique se fait par technologie ORC avec le R-245fa comme fluide organique. La méthodologie, permettant d'estimer le coût de l'ORC et du réseau de chaleur est présentée. Enfin, deux critères d'optimisation sont confrontés.

Nomenclature

A	surface d'échange thermique, m^2	W	puissance électrique, W
C_{TCI}	coût total d'investissement, €		
C_{TPC}	coût de fonctionnement annuel, €/an		
d	diamètre, m	<i>Symboles grecs</i>	
F	rapport de l'échangeur au contre-courant	ΔT_{ml}	différence de température moyenne logarithmique, K
k	conductivité thermique, $W/m/K$		
h	coefficient de convection, $W/m^2/K$	<i>Indices et exposants</i>	
MM	masse molaire, g/mol	c/f	chaud/froid
Q	puissance échangé, W	$chal$	chaleur
R	résistance d'encrassement, $m^2.K/W$	$elec$	électricité
P	pression, Pa	gen	générateur électrique
PBP	temps de retour sur investissement, an	i/o	interne/externe
$Profit$	bénéfices annuel, €/an	in/out	entrée/sortie
T	température, K	net	nette
U	coefficient d'échange global, $W/m^2/K$		
V	vente, €/an		

1. Introduction

Dirigé par la société Fonroche Géothermie, un consortium de dix partenaires participe au projet FONGEOSEC qui s'inscrit dans le cadre des Investissements d'Avenir de l'ADEME. Ce projet a pour but de concevoir et de réaliser un démonstrateur innovant d'une centrale géothermique haute enthalpie. L'énergie, récupérée en profondeur, servira à la cogénération d'électricité et de chaleur.

Dans ce domaine d'application, l'eau géothermale est disponible à une température avoisinant les 185 °C. La technologie ORC (de l'anglais Organic Rankine Cycle) est alors envisagée comme solution de production électrique. Depuis une dizaine d'années, de nombreuses études (dont [1]–[3]), portent sur le choix du fluide organique utilisé dans l'ORC. Ce fluide est dit humide, isentrope ou sec, selon la pente de la courbe de saturation vapeur sur le diagramme T - s . Afin de préserver la turbine, il est recommandé d'utiliser un fluide sec, le fluide humide risquant de se condenser lors de l'étape de détente. Pour s'orienter dans la recherche du fluide de travail, Quoilin et al. [4] proposent quelques pistes de réflexion :

- Évaluer, pour les fluides envisagés, les performances du cycle (efficacité et production électrique) dans les conditions opératoires (température de la source chaude et de refroidissement).
- Privilégier les fluides à faible viscosité pour limiter les pertes de charge, et avec une conductivité thermique élevée relatif à un coefficient d'échange plus élevé pour favoriser l'échange de chaleur.
- Vérifier que la pression d'évaporation du fluide ne soit pas trop élevée et que la pression basse du cycle soit supérieure à la pression atmosphérique.
- Regarder la dangerosité du fluide ainsi que son impact sur l'environnement.
- S'assurer que le fluide soit facilement disponible pour l'achat et peu coûteux.

Shengjun et al. [2] mettent en avant le fait que selon le critère choisi (efficacité du cycle, puissance générée, analyses économiques) les fluides retenus ne sont pas nécessairement les mêmes. Pour résumer, Wang et al. [5] proposent quelques fluides utilisables par tranche de températures.

En plus des études sur le critère de choix du fluide organique, certains auteurs ont travaillé sur l'optimisation du cycle. Deux approches sont alors confrontées. Une optimisation énergétique [6], [7] ou économique. Astolfi et al. [8] [9] ont comparé les résultats obtenus entre l'approche énergétique et économique. Ces études ont été réalisées pour une application géothermale dont la température de la source chaude est comprise entre 120 et 180 °C. Quoilin et al. [10] ont réalisé une telle comparaison pour un cycle de petite puissance (quelques kW_e). Et plus récemment, Le et al. [11] ont étudié l'influence du mélange de deux fluides sur l'optimum thermique et économique. Dans tous les cas, les articles comparant les deux approches d'optimisation, mettent en avant le fait que les optimums obtenus sont différents.

Dans le présent article, seule l'approche économique est traitée. La chaleur récupérée va servir à alimenter un réseau de chaleur en parallèle de l'ORC. Contrairement au cycle, le réseau n'est pas modélisé entièrement, mais il est pris en compte par une spécification de chaleur. Dans cette étude, l'outil utilisé pour représenter le cycle et réaliser l'optimisation économique est le logiciel ProSim Plus®.

La partie 2 de ce document va permettre de présenter plus en détail la modélisation de l'ORC et le modèle économique pour le cycle et le réseau. Une fois cette étape réalisée, nous formulerons le problème d'optimisation puis nous présenterons les résultats obtenus.

2. Modélisation

2.1. Modèle de l'ORC

La circulation du fluide dans l'ORC peut se décomposer en quatre étapes caractéristiques. En sortie d'évaporateur (pression haute), la température est la plus élevée. La chaleur, nécessaire à cette évaporation, est récupérée de la source géothermale. Ensuite, le passage au travers de la turbine permet de fournir le travail utile à la récupération d'électricité en abaissant la pression du fluide jusqu'à sa valeur basse. Il s'en suit la condensation totale (basse pression) avant le passage dans la pompe qui permet de transférer le fluide de la zone basse pression à la zone haute pression. Le fluide retourne alors dans l'évaporateur.

Dans notre étude, nous utiliserons comme fluide le réfrigérant R-245fa, fluide sec. Lors de la simulation, les données thermodynamiques sont calculées grâce aux équations d'état de Peng-Robinson. Le Tableau 1 présente les valeurs des paramètres utiles à la définition et à la simulation du cycle.

Dans le but d'éviter la présence de liquide dans la turbine et de vapeur dans la pompe, une surchauffe de la vapeur avant détente et un sous-refroidissement avant la compression sont pris en compte pour surdimensionner l'évaporateur et le condenseur.

Paramètres	Valeurs	
Débit de la source géothermale	350	m^3/h
Température de la source géothermale disponible	185	$^{\circ}C$
Température de réinjection dans la source géothermale	70	$^{\circ}C$
Pincement minimal de température à l'évaporateur	10	$^{\circ}C$
Pincement minimal de température au condenseur	5	$^{\circ}C$
Température d'entrée de l'eau de refroidissement	20	$^{\circ}C$
Température de sortie de l'eau de refroidissement	30	$^{\circ}C$
Rendement isentropique de la turbine	83	%
Rendement isentropique de la pompe	75	%
Rendement du générateur électrique	95,5	%
Surchauffe de la vapeur	5	$^{\circ}C$
Sous-refroidissement du liquide	2	$^{\circ}C$

Tableau 1 : Liste des paramètres utilisés pour le cycle

Pour calculer le coût de chaque élément du cycle, il faut calculer une grandeur le caractérisant. Pour la pompe et la turbine, cette grandeur est la puissance fournie ou délivrée et elle est directement calculée lors de la simulation. En revanche, la grandeur caractéristique pour les échangeurs est la surface d'échange qui est calculée par la méthode de la moyenne logarithmique (équations 1 à 3).

$$Q = F \cdot U \cdot A \cdot \Delta T_{ml} \quad (1)$$

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{c,in} - T_{f,out}) - (T_{c,out} - T_{f,in})}{\ln \left(\frac{T_{c,in} - T_{f,out}}{T_{c,out} - T_{f,in}} \right)} \quad (2)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{d_o}{h_i \cdot d_i} + \frac{d_o \cdot \ln(d_o/d_i)}{2 \cdot k} + \frac{1}{h_o} + \frac{R_i \cdot d_o}{d_i} + R_o \quad (3)$$

Les échangeurs choisis sont les échangeurs à tubes et calandres (le fluide organique circulant dans la calandre). La surface A est rapportée à la surface extérieure des tubes de l'échangeur. Les coefficients d'échange par conduction h_i et h_o , présents dans l'équation 3, sont déterminés par des valeurs courantes utilisées dans la littérature [12]. Ces valeurs, ainsi que celles des autres grandeurs présentes dans cette équation sont renseignées dans le Tableau 2.

Le facteur F , présent dans l'équation 1, correspond à l'écart entre un échange à contre-courant pur et un échangeur multi-passes. Ici l'évaporateur (respectivement le condenseur) est divisé en 3 parties : la chauffe du liquide organique haute pression, son évaporation et la surchauffe de la vapeur (respectivement, le refroidissement de la vapeur basse pression, sa condensation et le sous-refroidissement du liquide). Dans le cas des échanges avec changement d'état du fluide organique, le facteur F est égal à 1 (température constante pour le fluide organique)[12]. Il est pris égal à 0,9 pour les autres cas.

Les grandeurs permettant de déterminer le coût de chaque module sont maintenant calculées. Il est alors possible de définir le modèle économique permettant de déterminer les coûts d'investissement et de fonctionnement de la centrale géothermique.

Paramètres	Valeurs	
Diamètre des tubes		<i>mm</i>
Diamètre externe	20	
épaisseur	2	
Coefficient d'échange convectif		<i>W/m²/K</i>
Eau liquide	8000	
R-245fa liquide	1500	
R-245fa vapeur	1500	
R-245fa évaporation	30000	
R-245fa condensation	60000	
Coefficient d'échange thermique de l'acier inoxydable (paroi)	16,3	<i>W/m/K</i>
Résistance d'encrassement		<i>m².K/W</i>
Eau et R-245fa liquide	1,761.10 ⁻⁴	
R-245fa vapeur	3,522.10 ⁻⁴	
Globale lors du changement de phase	6,7.10 ⁻⁴	

Tableau 2 : Données des échangeurs à tubes et calandres

2.2. Modèle économique

Turton et al. [13] proposent de calculer le coût total d'investissement en fonction du coût des équipements. Ceci prend en compte d'autres coûts, comme le coût du terrain, les frais pour sa préparation, des frais imprévus et le coût de démarrage.

Ces coûts sont exprimés en fonction de la somme du coût des équipements et du réseau. Dans ce papier, ils correspondent au total à 60% de celle-ci. Le coût total d'investissement comprend aussi le coût total pour la mise en service des puits géothermiques (équation 4).

$$C_{TCI} = 1,6. \left(C_{res} + \sum C_{BM} \right) + C_{puits} \quad (4)$$

Avec C_{puits} pris égal à 10 M€. Le coût des équipements C_{BM} est calculé selon l'équation 5 [13].

$$C_{BM} = C_p^0 \cdot F_{BM} \quad (5)$$

Où C_p^0 est le coût d'achat de l'équipement dans les conditions de base : matériaux le plus courant et à pression atmosphérique. Le coût d'achat d'un équipement est calculé par l'équation 6.

$$\log C_p^0 = K_1 + K_2 \cdot \log A + K_3 \cdot (\log A)^2 \quad (6)$$

Où A correspond à la grandeur caractéristique de l'équipement et K_1 , K_2 et K_3 des constantes données dans le Tableau 3.

Pour la pompe et les échangeurs, le facteur F_{BM} est calculé de la façon suivante (équations 7 et 8).

$$F_{BM} = B_1 + B_2 \cdot F_M \cdot F_P \quad (7)$$

$$\log F_p = C_1 + C_2 \cdot \log P + C_3 \cdot (\log P)^2 \quad (8)$$

Les valeurs des constantes F_M , B_1 , B_2 , C_1 , C_2 et C_3 sont données dans le Tableau 3. Dans l'équation 8, la pression P est exprimée en bar relatif (unité : *barg*).

Pour le générateur électrique, le coût d'achat est calculé par l'équation 9 comme présenté par Le et al. [11].

$$C_p^0 = 60(W_{gen})^{0,95} \quad (9)$$

Avec W_{gen} , la puissance électrique en *kW* délivré par le générateur.

Les données présentent dans le livre de Turton et al. [13] sont exprimées pour un CEPCI (de l'anglais Chemical Engineering Plant Cost Index) de 397 et un coût en *USD*. Dans cet article les valeurs sont alors ramenées pour une valeur du CEPCI de 570 pour l'année 2015 et un coût en € selon le taux de change du 8 janvier 2016 (1 *USD* = 0,919 €).

Equipement	K_1	K_2	K_3	C_1	C_2	C_3	B_1	B_2	F_M	F_{BM}
Echangeurs	4,3247	-0,303	0,1634	0,03881	-0,11272	0,08183	1,63	1,66	1,0	
Pompe	3,3892	0,0536	0,1538	-0,3935	0,3957	-0,00226	1,89	1,35	1,6	
Turbine	2,2476	1,4965	-0,1618							6,1
Moteur	1,956	1,7142	-0,2282							1,5
Générateur										1,5

Tableau 3 : Constantes pour le coût des équipements [13]

Pour le réseau de distribution de chaleur, l'approche concernant son coût (équation 10) est différente de celle précédemment décrite. Ici, le réseau est considéré dans sa globalité et son coût dépend de la puissance à fournir au réseau (Q_{res}), de la densité thermique du réseau (d_{th}) et d'un coût du mètre linéaire de réseau (C_{ml}).

$$C_{res} = \frac{Q_{res} \cdot C_{ml}}{d_{th}} \cdot H_{fonc}^{res} \quad (10)$$

En se basant sur des valeurs moyennes données par le Cerema [14], le rapport C_{ml}/d_{th} est pris égal à 73 €/MWh. H_{fonc}^{res} est le nombre d'heure de fonctionnement du réseau sur une année, correspondant ici à 40% de 365 *jours* soit 3504 *h* (le réseau ne servant qu'au chauffage). Le coût de l'échangeur, permettant de récupérer la chaleur géothermale vers le réseau de distribution, est déterminé de la même manière que pour les échangeurs présents dans l'ORC.

De même que pour le coût d'investissement, le coût de fonctionnement de l'installation pour une année est fonction du coût d'achat des équipements, du coût du réseau et des puits (équation 11).

$$C_{TPC} = 0,15 \cdot \left(C_{res} + C_{puits} + \sum C_{BM} \right) \quad (11)$$

Une fois les dépenses calculées, il faut maintenant déterminer les sources de revenus et définir le problème d'optimisation.

3. Formulation du problème d'optimisation

3.1. Revenus et fonction objectif

Les revenus de l'installation de cogénération, sont la vente de l'énergie électrique et de la chaleur produite pendant une année. Ces ventes sont représentées par les équations 12 et 13.

$$V_{elec} = W_{net} \cdot H_{fonc}^{ORC} \cdot C_{elec} \quad (12)$$

$$V_{chal} = Q_{res} \cdot H_{fonc}^{res} \cdot C_{chal} \quad (13)$$

Où, W_{net} représente la quantité d'électricité produite nette (la quantité produite par le générateur de la turbine à laquelle est soustraite la quantité nécessaire au moteur de la pompe). C_{elec} est le prix de vente de l'électricité à EDF, défini par l'arrêté du 23 juillet 2010 [15]. Soit un tarif fixe de 20 c€/kWh auquel peut s'ajouter une prime à l'efficacité de 0 à 8 c€/kWh en fonction de la valorisation de la chaleur vers le réseau. La durée de fonctionnement du cycle, H_{fonc}^{ORC} , est considérée de 7884 h (90% de 365 jours).

C_{chal} est pris comme étant le prix de vente moyen de la chaleur pour un réseau de chaleur alimenté par une source d'énergie renouvelable en 2012 (enquête amorce [16]). Soit un tarif de 60,5 €/MWh.

L'analyse économique du système peut se faire au moyen de deux grandeurs. Tous d'abord, les bénéfices générés (équation 14) que l'on souhaite maximiser.

$$Profit = (1 - tx_{imp}) \cdot (V_{elec} + V_{chal} - C_{TPC}) \quad (14)$$

Où tx_{imp} correspond au taux d'imposition des sociétés en France et est pris égal à 33,33%.

Le temps de retour sur investissement, calculé par l'équation 15, est lui, un critère à minimiser.

$$PBP = \frac{C_{TCI}}{Profit} \quad (15)$$

3.2. Variables d'optimisation

Les variables d'optimisation sont le taux de partage de la source chaude entre le cycle et le réseau, les pressions de fonctionnement du cycle, le débit de fluide organique et le débit de l'eau de refroidissement.

3.3. Contraintes

Le problème général doit aussi répondre à certaines contraintes que l'on se fixe. Il est précisé dans le Tableau 1, qu'à l'évaporateur, le pincement doit-être supérieur à 10°C. Il doit-être supérieur à 5°C au condenseur. On souhaite éviter que la température d'évaporation du fluide soit trop proche de sa température critique, ainsi cette température sera au plus égale à 145°C. On sait également que notre réseau ne pourra pas délivrer plus de 60 GWh correspondant à un taux de partage de 40,6% (Un taux de partage de 0% correspondant à un envoi uniquement vers l'ORC). Il est tout de même décidé d'imposer un taux de partage maximal légèrement plus élevé, soit 42%. Pour finir, la valeur minimale du taux de partage est de 0,01%.

4. Résultats

L'objectif de l'optimisation de notre centrale à cogénération, est de déterminer si il est économiquement rentable de produire de la chaleur et dans quelle proportion.

	Taux de partage (%)	Profit (M€/an)	PBP (an)	Investissement total (M€)	Production Electrique (GWh)	Production de chaleur (GWh)
Optimum	0,01	4,15	4,74	19,66	43,12	0,01

Tableau 4 : résultats de l'optimisation

Que ce soit en termes de bénéfice ou de retour sur investissement, les résultats (Tableau 4) montrent qu'il est plus avantageux de produire uniquement de l'électricité. Pour s'en convaincre, le profil de l'évolution des critères d'optimisation est tracé en fonction du taux de

partage (Figure 1). Le profil du bénéfice passe par un minimum et une cassure de la pente pour le temps de retour sur investissement est notable. Cela est dû à la prise en compte de la prime à l'efficacité pour la vente de l'électricité.

Nous avons aussi montré l'influence du tarif de vente de la chaleur sur les bénéfices (Figure 2). Cette étude a été réalisée pour 4 cas représentant des réseaux de chaleur de tailles différentes, soit une chaleur à fournir au réseau de 30, 40, 50 et 60 GWh (respectivement cas 1, 2, 3 et 4).

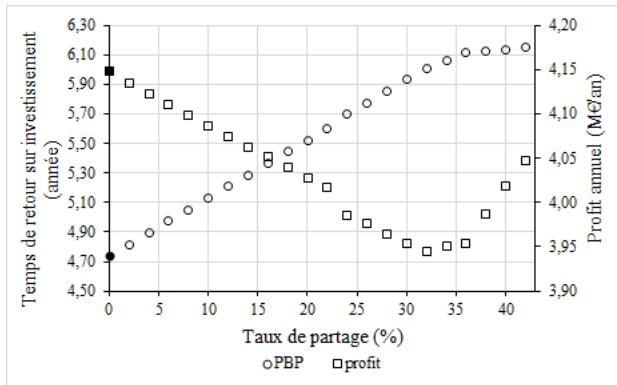


Figure 1 : évolution des bénéfices et PBP en fonction du taux de partage fixé de la source chaude

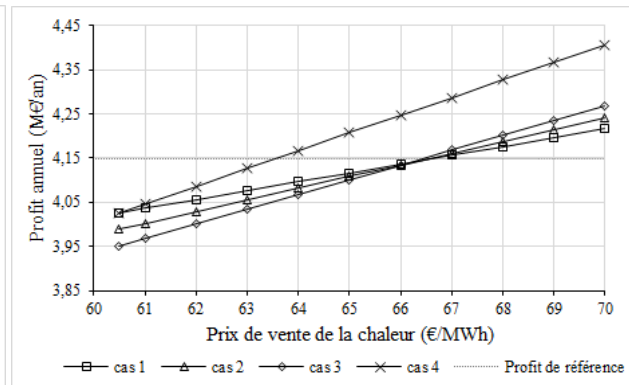


Figure 2 : évolution des bénéfices en fonction du prix de vente de la chaleur

L'analyse nous permet alors de déterminer le prix de vente de la chaleur qui permettrait d'atteindre les bénéfices générés par la production d'électricité seule soit 4,15 M€ (Tableau 5).

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Chaleur (GWh)	30	40	50	60
Taux de partage (%)	20,30	27,07	33,83	40,60
Prix de vente (€/MWh)	66,56	66,48	66,39	63,51

Tableau 5 : détermination du prix de vente de la chaleur pour atteindre 4,15 M€ de bénéfice

5. Conclusion

Le logiciel Prosim Plus[®] nous a permis de déterminer quelle est la répartition optimale de la chaleur d'une centrale géothermique à cogénération. Cette répartition se faisant entre la production d'électricité, via un ORC, et la distribution de chaleur. Le logiciel permet de déterminer les grandeurs permettant de déduire le coût pour la turbine, la pompe (les puissances) et pour les échangeurs (la surface d'échange). L'ORC est ainsi dimensionné. Le coût du réseau de distribution est, quant à lui, proportionnel à la chaleur utilisée (et donc vendue). Le choix de deux critères d'optimisations (les bénéfices et le temps de retour sur investissement) a permis de montrer que dans notre cas, les résultats obtenus sont identiques et favorisent la production d'électricité. Bien entendu, ces résultats sont notamment fortement dépendants du choix du prix de vente de la chaleur par l'exploitant (le prix de vente de l'électricité étant fixé par arrêté). Le prix de vente à partir duquel il devient avantageux de produire la chaleur a été déterminé pour 4 cas de tailles de réseaux différentes.

Références

- [1] H. Chen, D. Y. Goswami, and E. K. Stefanakos, "A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3059–3067, Dec.

- 2010.
- [2] Z. Shengjun, W. Huaixin, and G. Tao, "Performance comparison and parametric optimization of subcritical Organic Rankine Cycle (ORC) and transcritical power cycle system for low-temperature geothermal power generation," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 8, pp. 2740–2754, Aug. 2011.
 - [3] B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, and J. Fischer, "Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles," *Energy*, vol. 32, no. 7, pp. 1210–1221, Jul. 2007.
 - [4] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef, and V. Lemort, "Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 168–186, Jun. 2013.
 - [5] D. Wang, X. Ling, H. Peng, L. Liu, and L. Tao, "Efficiency and optimal performance evaluation of organic Rankine cycle for low grade waste heat power generation," *Energy*, vol. 50, pp. 343–352, Feb. 2013.
 - [6] J. P. Roy, M. K. Mishra, and A. Misra, "Parametric optimization and performance analysis of a waste heat recovery system using Organic Rankine Cycle," *Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 5049–5062, Dec. 2010.
 - [7] J. Wang, Y. Dai, and L. Gao, "Exergy analyses and parametric optimizations for different cogeneration power plants in cement industry," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 941–948, Jun. 2009.
 - [8] M. Astolfi, M. C. Romano, P. Bombarda, and E. Macchi, "Binary ORC (organic Rankine cycles) power plants for the exploitation of medium–low temperature geothermal sources – Part A: Thermodynamic optimization," *Energy*, vol. 66, pp. 423–434, Mar. 2014.
 - [9] M. Astolfi, M. C. Romano, P. Bombarda, and E. Macchi, "Binary ORC (Organic Rankine Cycles) power plants for the exploitation of medium–low temperature geothermal sources – Part B: Techno-economic optimization," *Energy*, vol. 66, pp. 435–446, Mar. 2014.
 - [10] S. Quoilin, S. Declaye, B. F. Tchanche, and V. Lemort, "Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 31, no. 14–15, pp. 2885–2893, Oct. 2011.
 - [11] V. L. Le, A. Kheiri, M. Feidt, and S. Pelloux-Prayer, "Thermodynamic and economic optimizations of a waste heat to power plant driven by a subcritical ORC (Organic Rankine Cycle) using pure or zeotropic working fluid," *Energy*, vol. 78, pp. 622–638, Dec. 2014.
 - [12] M. Benajah and N. Chaouni, *ECHANGEURS DE CHALEUR : Technologie, calcul et design*, Editions T. 2014.
 - [13] W. B. W. Richard Turton, Richard C. Baile, *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*. 2009.
 - [14] "Réseaux de chaleur et territoires." [Online]. Available: <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/>. [Accessed: 18-Jan-2016].
 - [15] "Obligation d'achat des énergies renouvelables." [Online]. Available: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l-1,12195.html>. [Accessed: 18-Jan-2016].
 - [16] "Prix de vente de la chaleur en 2012." [Online]. Available: <http://www.amorce.asso.fr/fr/espace-adherents/publications/rdc/prix-de-la-chaleur/rce-19-comparatif-des-modes-de-chauffage-et-prix-de-vente-de-la-chaleur-en-2012/>. [Accessed: 18-Jan-2016].

Remerciements

Les auteurs remercient L'ADEME à travers l'Appel à Manifestation d'Intérêts (AMI). Ils remercient également la société Enertime pour leur expertise sur les cycles organiques de Rankine. Les auteurs tiennent aussi à remercier les membres de la société FONROCHE Géothermie, coordinatrice du projet FONGEOSEC.

