

Cas d'étude : Eco-quartier Villeneuve à Chambéry

Nom du projet :	Eco-quartier Villeneuve
Adresse du projet :	ZAC du Coteau F-Cognin
Nom et type de propriétaire :	SCDC, Gestionnaire de réseau 193 Rue du pré Demaison 73093 Chambéry CEDEX 9
Contact :	Claude Mortier, Directeur général claude.mortier@cofely-gdfsuez.com Jean-Louis Lecocq, Directeur d'Exploitation jean-louis.lecocq@cofely-gdfsuez.com

A/ Contexte de l'étude

A.1/ Motivations

Chambéry est une ville de 60 000 habitants située en Savoie (France) avec une agglomération de 210 000 habitants. Ville très active dans la promotion des énergies renouvelables, elle a reçue en 2008 le 1er prix des villes solaires dans la catégorie plus de 50 000 habitants.

Un nouveau quartier d'habitation de 1200 logements est créé à Cognin en périphérie de la ville de Chambéry, avec une première tranche de 500 logements construite sur la période 2014-2018. Suite à une étude concernant l'approvisionnement énergétique du quartier, il a été décidé d'étendre le réseau de chaleur existant afin d'alimenter ce nouvel Ecoquartier appelé Villeneuve.

Le cahier des charges de la ZAC prévoit la mise en place de 1.5 m² de capteurs solaires thermiques par logement permettant d'assurer en moyenne 50% des besoins d'ECS. Afin d'apporter une solution globale de production d'énergie au promoteur immobilier et d'atteindre un taux de couverture solaire supérieur grâce à du stockage mutualisé, l'opérateur du réseau de chaleur a choisi d'étudier une solution solaire décentralisée connectée au réseau de chaleur basse température. La solution solaire connectée au réseau de chaleur doit permettre de contribuer aux engagements globaux de l'opérateur qui souhaite diminuer le contenu carbone du réseau de chaleur.

A.2/ Description du réseau de chaleur existant

Le réseau de chaleur de la Ville de Chambéry a été créé en 1949. Il est aujourd'hui le 5ème par sa longueur, et le 15ème réseau français par sa production d'énergie. Le réseau de chaleur possède un mix énergétique diversifié avec la valorisation des déchets, une énergie thermique cogénérée, la biomasse et le gaz naturel.

Le réseau fonctionne en haute pression, distribuant l'énergie sur 55 km à partir d'eau surchauffée (140°/180°). Il fournit de l'énergie à 25.000 équivalent logements, pour alimenter notamment les établissements de santé, les établissements d'enseignement, l'habitat social, les copropriétés, les bâtiments communaux, les industries...

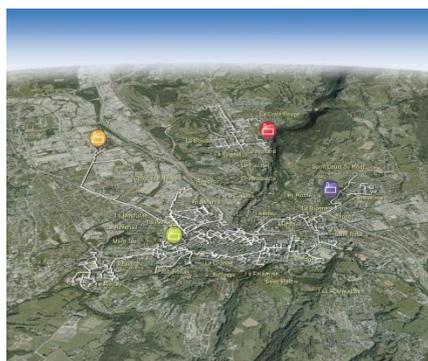


Figure 1 : Centrale de production de Croix Rouge (à gauche) et tracé du réseau de chaleur de Chambéry (à droite)

Le réseau en chiffres :

- 3 centrales de production de chaleur
- 1 cogénération (production mixte de chaleur et d'électricité)
- 55 km de canalisations enterrées
- 550 points de livraison
- Plus de 25 000 équivalent logements

Les centrales de production :

Centrale de Bissy

- Enlèvement UVE par un vaporisateur de 16 MW
- 2 chaudières gaz vapeur de 40 MW
- 2 turbines à gaz 8,5 MWth
- 1 chaudière gaz vapeur 4 MW

Centrale Croix-Rouge

- 1 chaudière biomasse 7 MW
- 2 chaudières gaz eau surchauffée 11 MW et 13 MW
- 1 chaudière gaz eau chaude 3 MW

Centrale Bassens

- 1 chaudière gaz eau surchauffée 23 MW
- 1 chaudière gaz eau chaude 4 MW

En 2013, le mix énergétique du réseau est composé de biomasse (12%), UVE (28%), cogénération (23%), gaz (37%). Le contenu CO₂ du réseau diminue et sa valeur en 2011 est de 172 gCO₂/kWh.

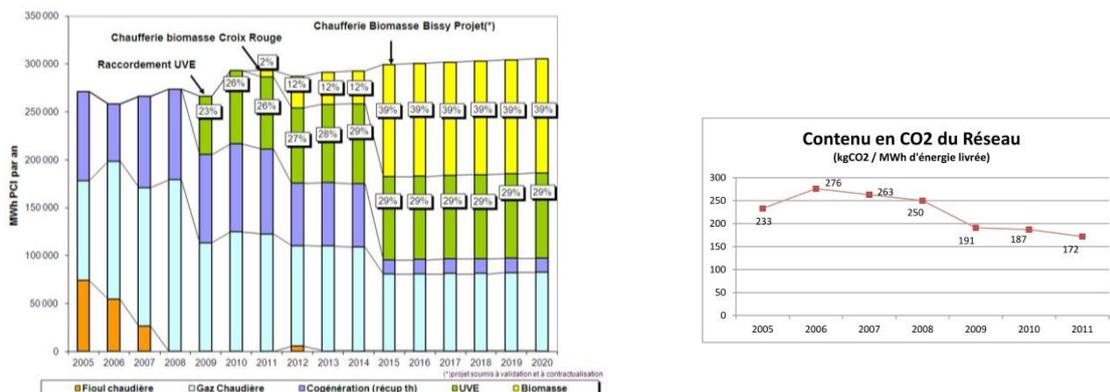


Figure 2 : Répartition des énergies dans le mix énergétique actuel et futur (à gauche) et évolution du contenu CO₂ du réseau (à droite)

Exploitation du réseau :

La ville de Chambéry a confié à la Société Chambérienne de Distribution de Chaleur (SCDC), filiale de Cofely, le service public de production et de distribution de chaleur par un contrat de concession depuis 1987 (délégation de service public).

Projet d'extension du réseau :

L'écoquartier Villeneuve sera alimenté par un sous-réseau basse température (70°C/50°C) connecté sur le retour du réseau existant haute pression (180°C/110°C).

A.3/ Données d'environnement

L'extension du réseau de chaleur est située sur la commune de Cognin (France) en extrémité du réseau de chaleur existant.



Figure 3 : Implantation de l'Ecoquartier Villeneuve

L'ensoleillement moyen annuel est de 1400 kWh/m² sur une surface inclinée à 30° et la température extérieure moyenne est de 11.8°C. Le nombre de degrés-jours unifié base 18 DJU₁₈ est de 2500.

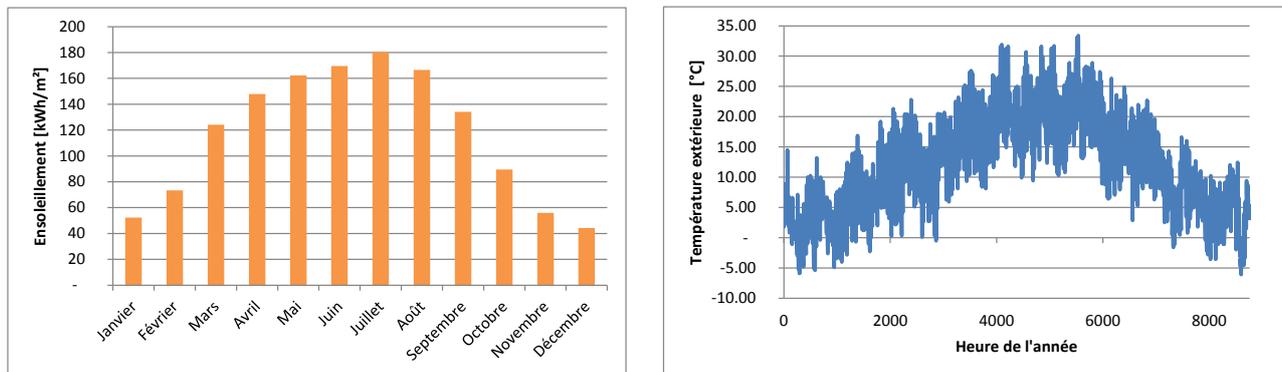


Figure 4 : Ensoleillement mensuel sur un plan incliné à 30° et température extérieure pour le climat de Chambéry

A.4/ Opportunités et barrières

Les principales opportunités ayant permis d'initier et développer le projet sont :

- la création d'un nouveau quartier avec des bâtiments basse consommation
- la volonté de la ville, de l'agglomération et de l'opérateur du réseau de chaleur de développer les EnR&R, et diminuer le contenu CO₂ du réseau
- le choix de mise en œuvre d'un réseau de chaleur basse température pour alimenter l'écoquartier
- l'obligation pour les bâtiments de l'écoquartier d'assurer 50% de la production d'eau chaude sanitaire par l'énergie solaire

Cependant de nombreux freins ont également dû être appréhendés, et notamment :

- la pression foncière et l'absence de disponibilité de terrain pour implanter un champ centralisé de capteur solaire. De ce fait, une solution solaire décentralisée intégrée sur les bâtiments a été retenue.
- l'aspect technologie innovante d'intégration du solaire sur le réseau, et surtout le manque de retour d'expérience en France
- les investissements initiaux importants inhérents aux solutions solaires qui ont en contrepartie un coût d'exploitation très faible
- le manque d'un cadre fixe pour le subventionnement d'installations solaires connectées au réseau de chaleur. Un fond spécifique géré par l'ADEME a été mis en œuvre en 2013 pour l'accompagnement financier de projet démonstrateur de nouvelles technologies émergentes : fond chaleur NTE
- le manque de connaissance et de motivation d'un part des urbanistes, architectes et promoteurs quant à l'intégration de surfaces solaires importantes sur les bâtiments et l'intégration d'un stockage de gros volume au sein de l'écoquartier

B/ Méthodologie et outils utilisés pour l'étude

B.1/ Courbe de charge du réseau de chaleur

L'étude effectuée a été focalisée sur la 1^{ère} tranche du projet qui comporte 480 logements, répartis sur environ 12 bâtiments dont les objectifs de consommations annuelles sont de :

- chauffage : 25 kWh/m²
- eau chaude sanitaire : 20 kWh/m²

L'installation solaire prévue est de type décentralisée avec les capteurs solaires intégrés au niveau des bâtiments et connectés en différents points du réseau de chaleur. Plusieurs architectures d'intégration du solaire au niveau des bâtiments incluant de l'autoconsommation ont été étudiés.

Tenant compte de ces contraintes, la courbe de charge du réseau a été définie à partir d'un assemblage des besoins de plusieurs bâtiments et des pertes du réseau de chaleur :

- besoins de chauffage des bâtiments : modélisation du bâti et simulation dynamique réalisée à l'aide de l'outil TRNSYS
- besoins d'eau chaude sanitaire : profil de puisage d'eau chaude sanitaire issu de travaux de la tâche 26 de l'AIE, et modélisation du système de production d'ECS incluant le bouclage d'eau chaude sanitaire
- hydraulique du réseau : modélisation des canalisations représentant le réseau de chaleur

Les besoins globaux du réseau de chaleur sont de 2168 MWh/an.

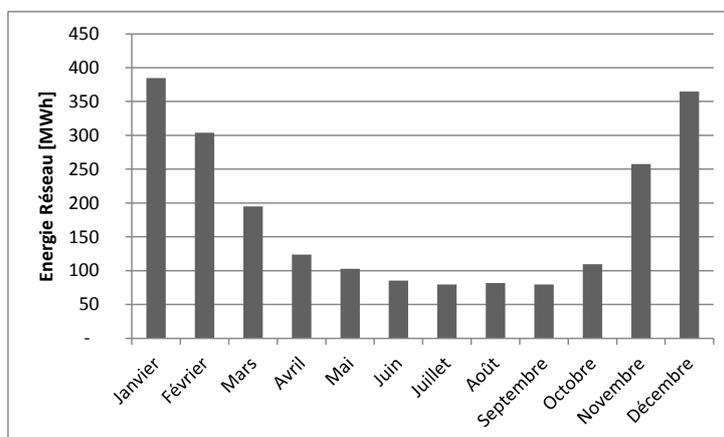


Figure 5 : Répartition mensuel des besoins d'énergie du réseau de de chaleur

La monotone du réseau est détaillée sur la figure ci-après.

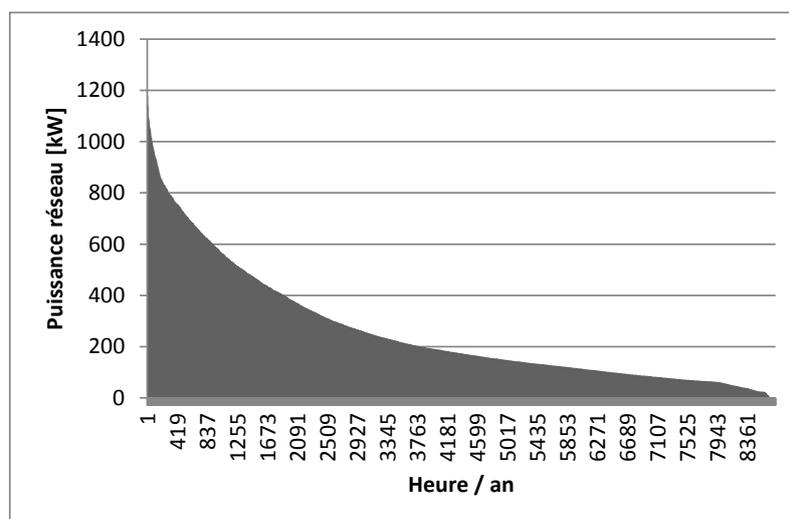


Figure 6 : Monotone du réseau de chaleur

B.2/ Dimensionnement et performance du réseau de chaleur solaire

L'installation solaire étudiée pour le réseau de chaleur de l'écoquartier Villeneuve est de type décentralisée avec une réinjection d'énergie solaire en tout point du réseau, ainsi qu'une volonté d'atteindre un taux de couverture solaire élevé des besoins du réseau. Ces points techniques spécifiques ainsi que la notion de démonstrateur pilote ont orienté le choix de l'outil vers le logiciel de simulation dynamique TRNSYS.

L'ensemble du réseau, des bâtiments et des systèmes solaires ont été modélisés en détails et simulés.

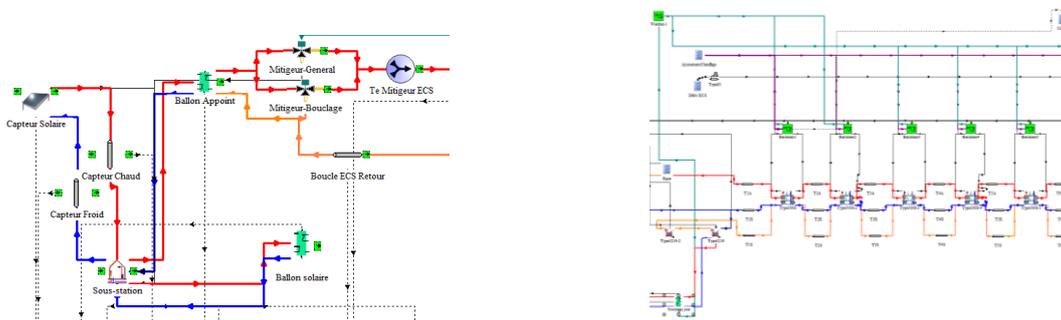


Figure 7 : Modélisation des sous-stations (gauche) et du réseau complet (droite) sous TRNSYS

Les données météorologiques utilisées dans les simulations sont issues de la base de données Meteonorm.

Plusieurs indicateurs énergétiques sont utilisés afin de définir les performances du système.

La productivité solaire réseau Q_{sol,m^2} :

Elle représente l'énergie solaire injectée au niveau du réseau de chaleur ramenée à la surface de capteurs solaires.

$$Q_{sol,m^2} = \frac{Q_{sol,an}}{A_{solaire} * 1000} \text{ [kWh/m}^2\text{]}$$

- Avec :
- $Q_{sol,an}$: production solaire annuelle [MWh]
 - $A_{solaire}$: surface de capteurs solaires [m²]

Le taux d'économie d'énergie f_{sav} :

Il représente l'économie d'énergie par rapport une solution de référence sans solaire.

$$f_{sav} = \frac{Q_{aux,solaire}}{Q_{aux,ref}}$$

- Avec :
- $Q_{aux,solaire}$: Consommation d'appoint avec le système solaire [MWh]
 - $Q_{aux,ref}$: Consommation d'appoint de la solution de référence sans solaire [MWh]

La solution de référence est un réseau de chaleur sans installation solaire. La consommation annuelle des 12 sous-stations est de 1944 MWh, et la consommation annuelle du réseau de chaleur en incluant les pertes réseau est de 2168 MWh.

B.3/ Economie

Le calcul du coût de l'énergie solaire est basé sur la méthode du LCOE (Levelized Cost of Energy).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{sol,an,t}}{(1+r)^t}}$$

- Avec :
- I_t : CAPEX – coût d'investissement de l'année t
 - M_t : OPEX – coût de fonctionnement et maintenance de l'année t
 - F_t : Coût de l'énergie des auxiliaires de l'année t
 - n : durée de vie du système
 - r : taux d'actualisation

Les hypothèses pour le calcul des coûts sont les suivantes :

- installation solaire (capteur solaire, tuyauterie, régulation et installation) : 365 €/m²
- Sous-station solaire réinjection réseau : 12500€/sous-station
- Surcote réseau 3^{ème} tube : 5000€/sous-station
- Stockage : 250 €/m³
- Ingénierie : 7.5% de l'investissement
- Maintenance, entretien et fonctionnement : 1% de l'investissement initial
- Consommation d'électricité : 1.5% de la production solaire
- Taux d'actualisation : 4%
- Augmentation annuelle du prix de l'électricité : 3%
- Taux d'inflation pour les coûts de maintenance et fonctionnement : 2%

L'installation est financée avec 10% de fond propre et un emprunt de 20 ans avec un taux d'intérêt de 3%.

D'autres indicateurs économiques propres à l'opérateur du réseau de chaleur ont été calculés par ses soins afin de déterminer la rentabilité de l'installation solaire.

C/ Résultats de l'étude

C.1/ Conception, dimensionnement et performance du système solaire connecté au réseau de chaleur

Raccordement au réseau de chaleur existant :

L'écoquartier Villeneuve sera alimenté à partir d'un sous-réseau basse température (70/50°C) connecté par l'intermédiaire d'un échangeur sur le retour du réseau haute température existant.

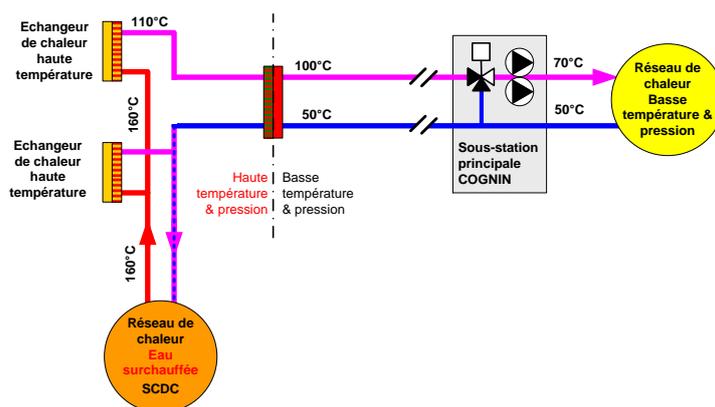


Figure 8 : Principe de connexion du sous-réseau de l'écoquartier Villeneuve sur le réseau principal

La création d'un sous-réseau basse température permet d'optimiser les performances du réseau alimentant les bâtiments basse consommation en diminuant les pertes thermiques du réseau et en favorisant l'intégration d'énergie solaire. Le raccordement sur le retour du réseau de chaleur haute température dont la température est de 110°C permet d'un part d'utiliser le réseau tel qu'existant sans nécessiter de débit supplémentaire ni de travaux sur les canalisations dus au sur-débit, et d'autre part de diminuer la température de retour du réseau principale et donc de réduire les pertes du réseau.

Intégration du solaire sur le réseau de chaleur : système décentralisé

La pression foncière et l'absence de disponibilité de terrain pour implanter un champ centralisé de capteurs solaires d'une part, et la volonté d'atteindre un taux de couverture solaire important (40%) d'autre part, ont abouti au choix d'une **solution solaire décentralisée intégrée sur les bâtiments avec un stockage moyen-terme centralisé.**

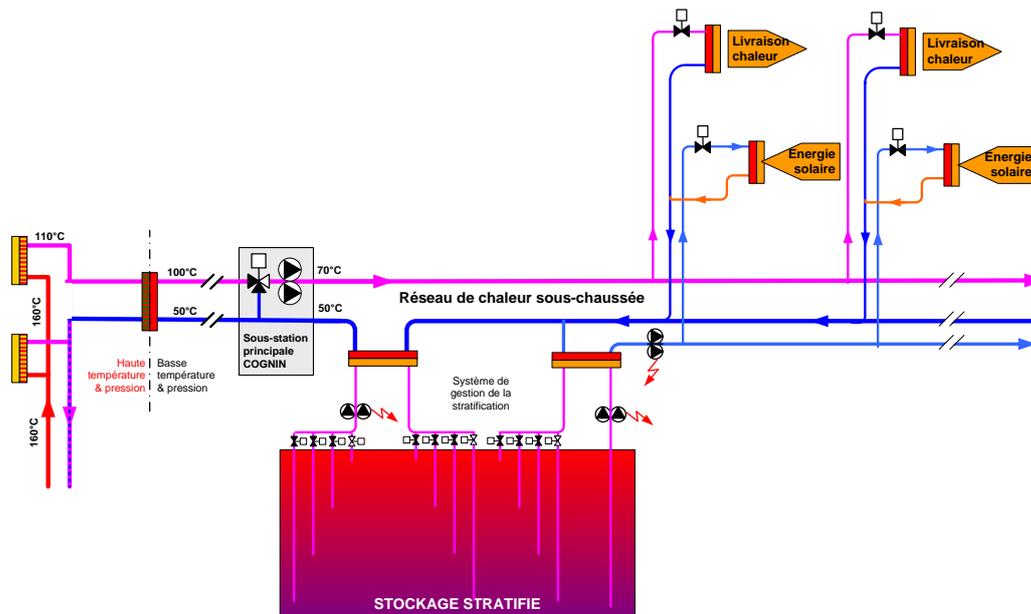


Figure 9 : Exemple de schéma de principe du réseau de chaleur solaire 3 tubes de l'écoquartier Villeneuve

Les capteurs solaires haute performance sont installés en toiture des bâtiments connectés au réseau de chaleur en fonction de l'orientation et de la disponibilité de surface en toiture.

Le principe de fonctionnement est le suivant :

- *Récupération de l'énergie solaire et charge du stockage*

L'énergie solaire récupérée au niveau des bâtiments est réinjectée sur le retour du réseau de chaleur. L'alimentation du circuit solaire est assurée à partir d'un 3^{ème} tube en provenance du stockage stratifié.

- *Valorisation de l'énergie solaire et décharge du stockage*

L'énergie solaire chargée dans le stockage permet de préchauffer le retour du réseau de chaleur. Si la température de consigne n'est pas atteinte, l'échangeur HP/BP apporte le complément d'énergie.

Une variante de réseau de chaleur 3 tubes est présentée sur la Figure 10.

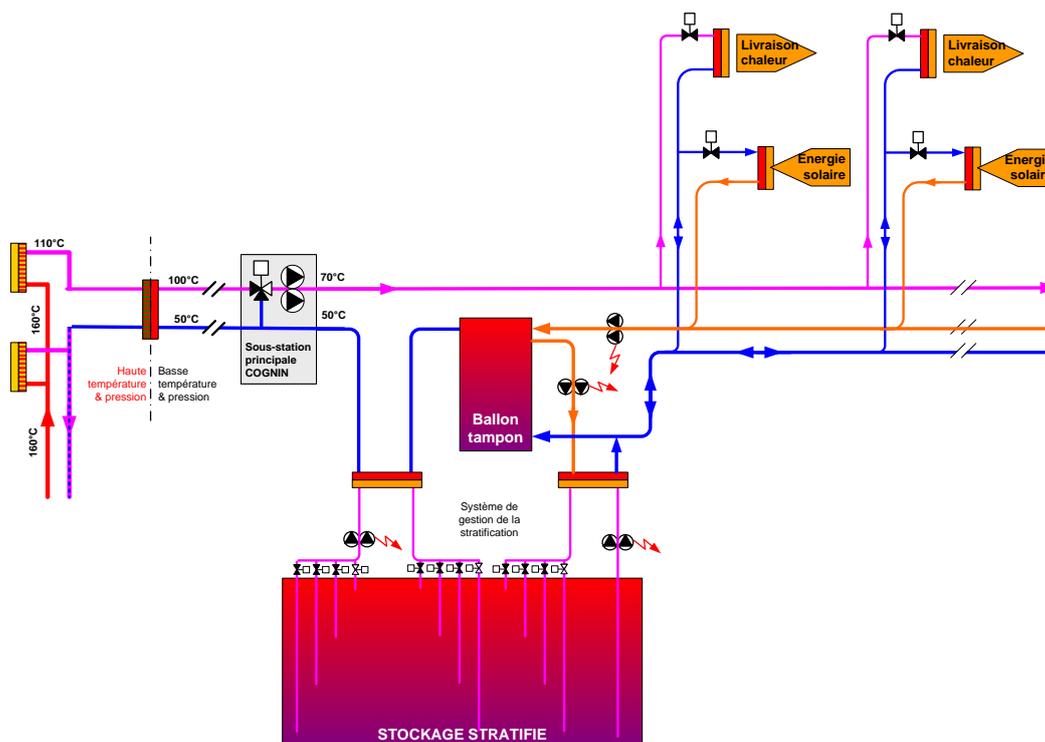


Figure 10 : Variante de schéma de principe du réseau de chaleur solaire 3 tubes de l'écoquartier Villeneuve

Dans cette configuration, les échangeurs solaires situés au niveau des bâtiments sont alimentés à partir du retour du réseau de chaleur et l'énergie récupérée est réinjectée sur un 3^{ème} tube récoltant l'ensemble de l'énergie solaire des différents bâtiments et centralisé dans un ballon tampon. Le ballon tampon permet de préchauffer le retour du réseau de chaleur, et le surplus d'énergie de ce ballon est transféré dans le stockage moyen-terme. Le principe de valorisation de l'énergie solaire est identique au schéma de la Figure 9.

Performance du réseau de chaleur solaire :

L'installation retenue est composée de 2160 m² de capteurs solaires plans haute performance ($\eta_0=0.817$, $a_1=2.205 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$, $a_2=0.0135 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^2$) et un stockage centralisé de 3000 m³. La consommation annuelle d'énergie du réseau de chaleur haute température est de 1290 MWh, et le taux d'économie d'énergie de cette solution est : $f_{sAV} = 40,5\%$.

Le système solaire assure une autonomie complète du sous-réseau de juin à octobre.

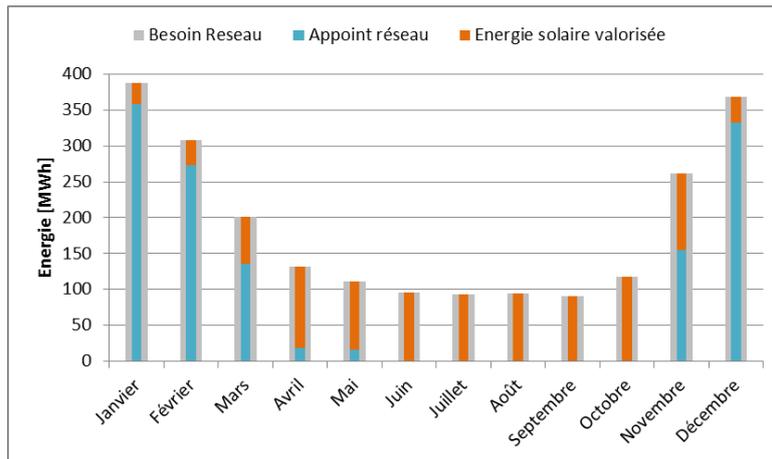


Figure 11 : Répartition mensuelle des énergies alimentant le réseau

Le diagramme suivant représente l'ensemble des énergies annuelles mises en jeu.

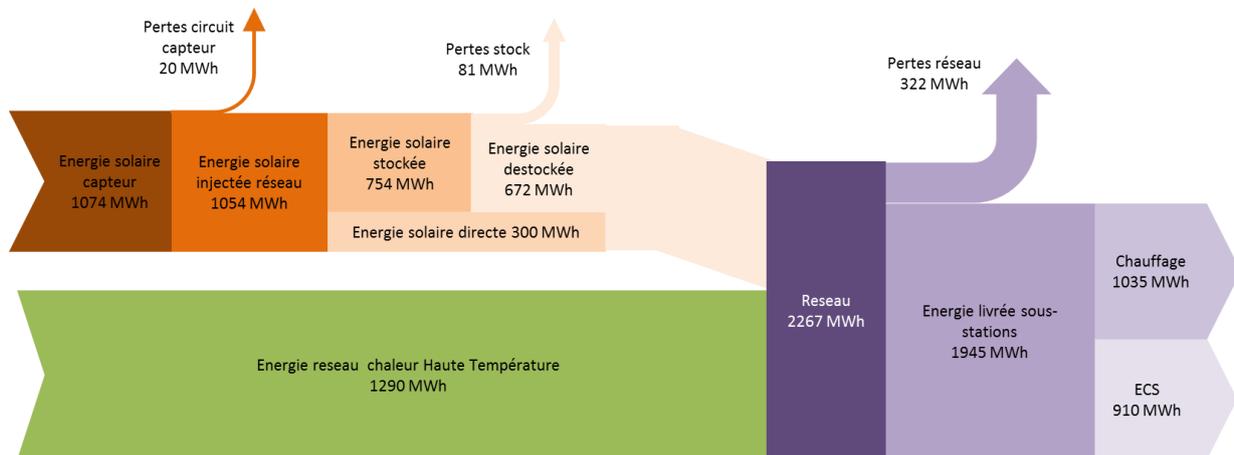


Figure 12 : Diagramme des flux d'énergie annuels du réseau de chaleur solaire

C.2/ Gestion de l'énergie à l'échelle du réseau de chaleur

Le réseau de chaleur haute température doit assurer la fourniture d'énergie d'appoint du sous-réseau alimentant l'écoquartier Villeneuve. Etant connecté sur le retour, aucune modification de la stratégie de gestion de l'énergie du réseau de chaleur principal n'est à prévoir. Cependant, des améliorations visant à valoriser au maximum le stockage installé sont envisagées.

Le taux de couverture des besoins de novembre à mars est faible, et il est intéressant d'observer la charge et décharge du stock solaire. En effet, à partir du mois de novembre l'état de charge du stock est inférieur à 10% et n'apporte plus d'énergie. Le volume du stockage peut donc être valorisé :

- en stockant de l'énergie décarbonnée du réseau de chaleur haute température en période de surplus de production biomasse ou UIOM ;
- En stockant de l'énergie permettant de subvenir aux pics de consommation journaliers et limiter le recours aux générateurs de pointes.

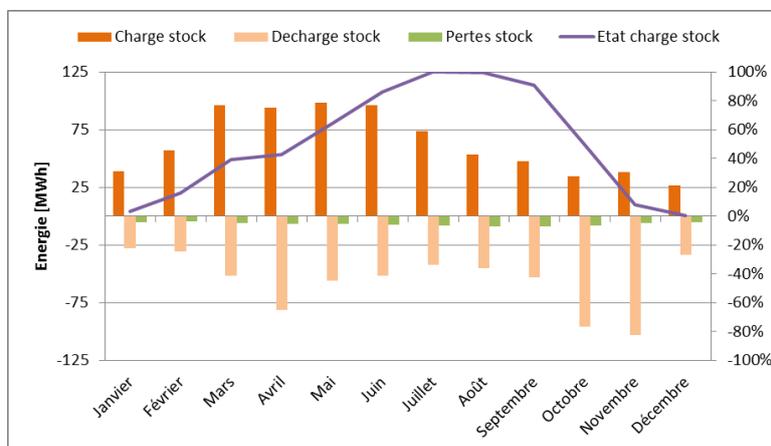


Figure 13 : Charge et décharge du stockage solaire

C.3/ Bilan économique du réseau de chaleur solaire

L'investissement nécessaire pour la réalisation du système solaire décentralisé connecté au réseau de chaleur est :

Installation solaire	788 400 €
Sous-station solaire	150 000 €
Surcote réseau 3ème tube et gestion	102 000 €
Stockage	750 000 €
Ingénierie	134 280 €
Investissement total	1 924 680 €
Subvention (local, régional, national)	1 325 000 €

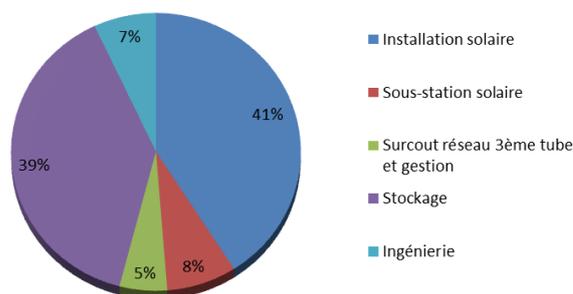


Figure 14 : Répartition des investissements par poste

En tenant compte des hypothèses détaillées dans le §B.3, le LCOE de l'énergie solaire est:

- $LCOE_{\text{hors subvention}} = 142 \text{ €/MWh}$
- $LCOE_{\text{avec subvention}} = 59 \text{ €/MWh}$

Il est à noter que ce coût de la chaleur correspond à une installation pilote permettant d'atteindre un taux de couverture solaire de 40%.

C.4/ Aperçu des modèles d'affaires possibles

Le modèle d'affaires actuel du réseau de chaleur principal est une délégation de service public (DSP). L'extension du réseau de chaleur alimentant l'écoquartier Villeneuve est intégrée dans cette DSP : l'opérateur du réseau de chaleur réalise les investissements, exploite l'installation et se rémunère sur la vente de la chaleur. Le prix de la chaleur du réseau de l'écoquartier Villeneuve sera identique à celui des autres usagers du réseau.

Auteurs

Cette étude a été réalisée par le CEA INES, le bureau d'études ITF et l'opérateur du réseau de chaleur SCDC.

Cette fiche d'information a été préparée par CEA INES. Date : 20/12/2013

Cedric Paulus, CEA INES - Institut National de l'Energie Solaire
50, Avenue du Lac Léman, 73377 Le Bourget du lac, France
cedric.paulus@cea.fr, website : <http://www.ines-solaire.org> - <http://www.liten.fr>

Soutenu par :



Intelligent Energy Europe Programme
of the European Union

Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité de son auteur et ne représente pas nécessairement l'opinion de l'Union européenne. Ni l'EACI ni la Commission européenne ne sont responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.