

Intégration optimale des couplages chaleur-force dans les systèmes urbains

Application à un quartier de Martigny d'une méthode de conception des réseaux de chauffage urbain

Un projet, réalisé sous mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), section réseau [1], a donné lieu à une préétude permettant de définir les contours d'un projet principal visant le développement d'une méthodologie de conception des systèmes énergétiques de quartiers. Les objectifs de cette méthode visent à promouvoir la production décentralisée de chaleur et d'électricité au moyen d'unités de polygénération et la valorisation des ressources naturelles à l'aide de pompes à chaleur notamment.

Par rapport au plan directeur de recherche énergétique de la Confédération, les thèmes traités par ce projet s'intègrent parfaitement dans les axes de recherche de la CORE¹⁾: en effet, il s'agit ici d'optimiser les systèmes d'approvisionnement urbain en énergie en analysant l'intégration de cou-

Gaëtan Cherix, Céline Weber, François Maréchal, Massimiliano Capezali

plages chaleur-force, l'interopérabilité de réseaux et ce en fonction des demandes des bâtiments [2].

Les systèmes énergétiques intégrés à l'échelle urbaine permettent en effet de substituer une partie des énergies fossiles ou de réseau (mazout, électricité, gaz) par des valorisations de rejets locaux (chaleur industrielle etc.), des ressources renouvelables (chaleur de l'environnement etc.) ou par des productions locales à haute efficacité énergétique (co-/trigénération).

L'intégration d'un système énergétique urbain nécessite la mise en place de réseaux de distribution afin de combiner les demandes en énergies des consommateurs avec les technologies de conversion, d'optimiser leur fonctionnement et leur rendement économique et de tirer profit des ressources locales. Les technologies de production ou de conversion bénéficient dès lors d'un facteur d'échelle lié à la conjonction des demandes et permettent de diminuer les consommations d'énergie primaire et de minimiser les émissions de CO₂.

L'objectif de la phase initiale du projet est de réaliser un exemple d'application théorique de la méthode de conception des systèmes énergétiques urbains développée par le LENI²⁾ au cas de l'extension du réseau de chauffage urbain du quartier des Morasses (Martigny) en simulant différents scénarios d'approvisionnement.

La production électrique suisse (57,3 TWh, en 2005) est basée aujourd'hui sur le nucléaire (39% environ), l'hydraulique (56% environ), les autres formes de conversion thermique ne couvrant qu'un peu plus des 4%. Le renouvelable est encore négligeable et les petites unités de cogénération ne représentaient qu'une production de 575 GWh électrique en 2005 [3]. La structure du marché actuel est essentiellement top down, «production, transport, distribution», avec un grand nombre de société de production et de distribution.

L'ouverture du marché énergétique, l'augmentation de prix de l'électricité à la bourse et le déficit provisoire de plus en plus important de la production électrique nationale vont obliger les électriciens à imaginer de nouvelles solutions. Dans cette optique, le développement de systèmes de production endogènes (microhydraulique, biomasse, etc.) et de la cogénération est à considérer sérieusement.

L'utilisation de couplages trigénération/réseaux de distribution représente une alternative potentiellement intéressante sur les plans technique, économique et environnemental, ce qui redonne à la ville/agglomération un rôle important dans une

politique d'approvisionnement énergétique nationale.

Les systèmes énergétiques de quartier (approche multiréseaux), notamment en liaison avec des pompes à chaleur, permettent de diminuer les émissions de gaz à effet de serre grâce à l'utilisation de technologies de conversion d'énergie plus efficaces que les techniques actuellement utilisées individuellement dans chaque bâtiment. L'intégration d'équipements de polygénération qui délivrent simultanément plusieurs services énergétiques (chaleur, eau chaude, réfrigération, climatisation, électricité) du type couplage chaleur-force augmente encore leur efficacité. Ces unités de production sont connectées à des groupes d'utilisateurs ou quartiers par l'intermédiaire de réseaux. Si la distribution d'électricité par le réseau électrique est depuis longtemps une évidence pour tout un chacun, les réseaux de chaleur, voire même de climatisation, sont encore relativement peu courants (à noter quelques premiers exemples, même à des latitudes comme celles de la Finlande).

Au vu des considérations ci-dessus, le LENI développe un logiciel dans le but de déterminer des configurations et modes opératoires optimaux pour des systèmes énergétiques de quartier, afin de satisfaire les demandes de chaleur, eau chaude sanitaire, climatisation et électricité. Ce logiciel se base, entre autres, sur les travaux antérieurs du LENI entrepris en collaboration avec le MIT³⁾ et l'Université de Tokyo dans le cadre d'Alliance for Global Sustainability. Le logiciel a été plus récemment complété par une extension traitant de l'optimisation de réseaux de distribution.

Deux études de cas principales sont actuellement entreprises. L'une concerne certains quartiers du canton de Genève dans le cadre d'une collaboration du LENI avec les SIG et le Scane⁴⁾; l'autre concerne le réseau des Morasses à Martigny (figure 2), dans le cadre d'une collaboration du LENI avec le CREM⁵⁾ et suite à un mandat de préétude de la section réseau de l'OFEN. Les résultats qui suivent concernent cette deuxième étude de cas.

Les treize bâtiments de ce quartier sont actuellement alimentés en chaleur via un

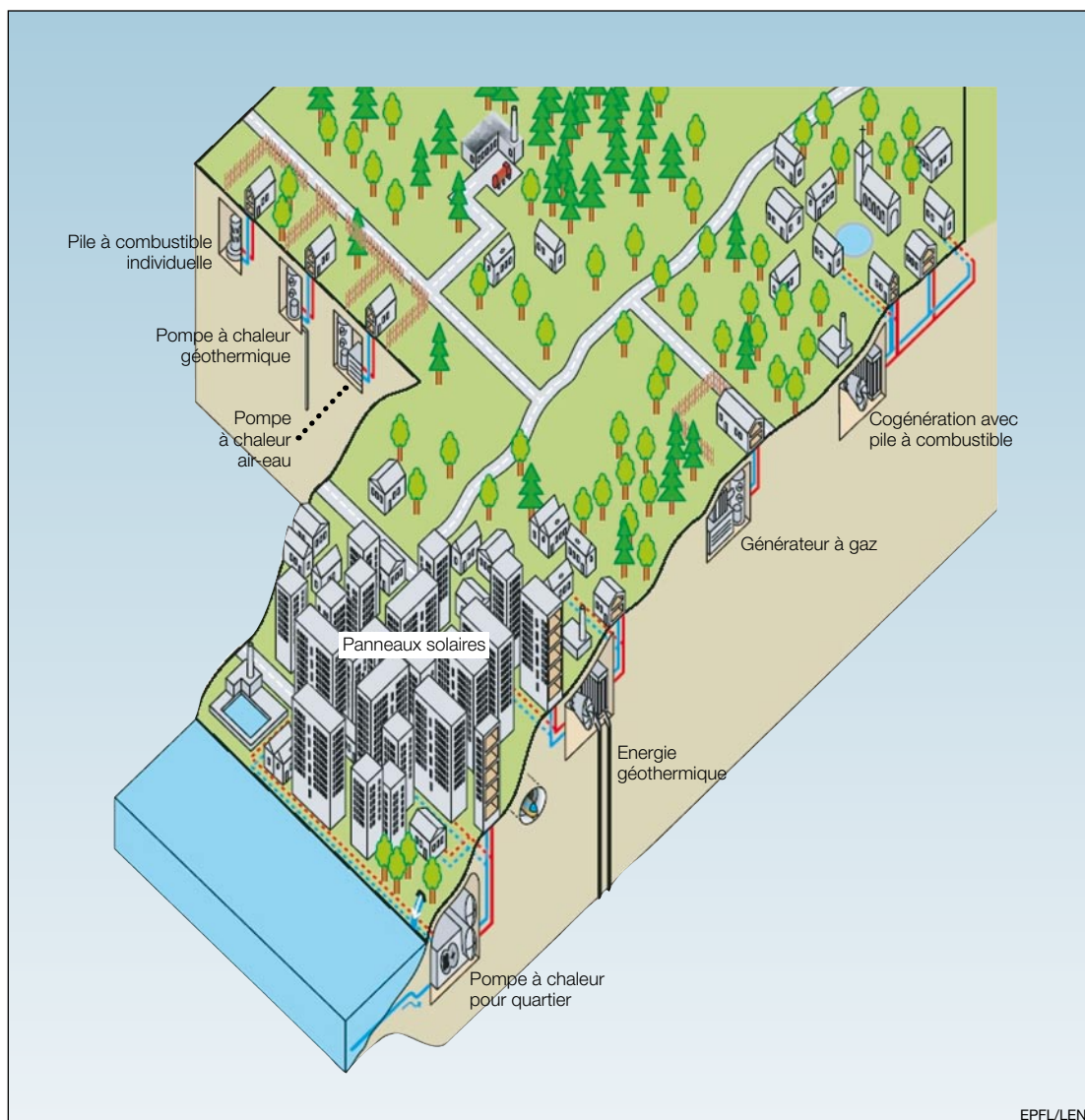


Figure 1 Représentation schématique de systèmes énergétiques urbains

réseau de chauffage à distance. Ce sous-réseau, dont la consommation de chaleur annuelle est d'environ 4 GWh, est alimenté par le réseau primaire de chauffage à distance (CAD) de la ville via un échangeur de chaleur. La chaleur distribuée est utilisée

pour répondre à des besoins de chauffage des locaux (bâtiments) et de production d'eau chaude sanitaire.

Collecte et traitement des données

Dans un tel projet, une des étapes primordiales est la collecte et le traitement des données permettant de définir les services énergétiques à délivrer dans la zone géographique (quartier) concernée. En effet, le choix des équipements, leur dimensionnement et leur localisation dépendent intrinsèquement des profils de demande des consommateurs.

Le quartier-pilote des Morasses a été sélectionné, car il est en partie équipé de télémesures, dont les résultats facilitent et valident les modélisations de profils de charges thermiques calculées pour les immeubles. De plus, ce quartier est situé en bout du réseau CAD de la ville et engendre

de ce fait des pertes de distribution. Enfin, la patinoire de la ville et la piscine non couverte se trouvent à une distance très proche de la sous-station de chauffage (échange entre CAD primaire et secondaire et départ du sous-réseau de distribution de chaleur). Une connexion possible de ces deux bâtiments au sous-réseau des Morasses a été évaluée, car la demande de chaleur complète bien la consommation des immeubles.

Les sources de données disponibles pour modéliser les profils de consommation des immeubles étaient, d'une part, les signatures énergétiques quotidiennes des bâtiments [4], les télémesures de consommation de deux bâtiments, du complexe sportif et de la fourniture de chaleur par la station des Morasses [5] et, d'autre part, les résultats d'une campagne de mesures sur le terrain [6].

Pour dimensionner un système de conversion, les demandes seront caracté-



Figure 2 Quartier des Morasses et schématique du sous-réseau

sées par un certain nombre de jours types, pour lesquels un profil journalier sera défini. Une des difficultés est tout d'abord de déterminer un nombre de jours représentatifs suffisamment petit pour permettre la résolution du problème dans un temps raisonnable, tout en restant représentatif tant au niveau du calcul des performances que du calcul de la taille des équipements. Pour le quartier des Morasses, cinq jours types de consommation ont été divisés en quatre périodes journalières, soit une discrétisation en 20 points de consommation par année. Trois des jours types choisis sont caractérisés par une température extérieure moyenne qui implique des besoins de chauffage (-8, 2 et 12 °C respectivement), alors que les deux autres définissent les consommations d'eau chaude sanitaire estivales, avec ou sans demande de chaleur de la piscine non couverte. Etant données les mesures à disposition [5], les profils de charge thermique du quartier ont été réalisés en moyennant les mesures de plusieurs journées types, dont les températures extérieures étaient identiques. Seule la journée la plus froide a fait exception, vu les rares occurrences d'une température journalière moyenne de -8 °C à Martigny. Ce dernier profil de charge reste cependant nécessaire, car il représente une condition extrême à satisfaire par le système.

Vu les régimes de fonctionnement significativement différents le long d'une journée (figure 3), chaque jour type sélectionné a été divisé en quatre périodes, de manière à représenter au mieux le profil de charge thermique horaire mesuré pour le quartier.

L'outil de conception des systèmes énergétiques

Le but du logiciel développé au LENI est de déterminer des configurations et modes opératoires optimaux pour les systèmes énergétiques de quartier qui délivreront les services énergétiques au quartier: demandes de chaleur, d'eau chaude sanitaire, de climatisation et d'électricité. Un système

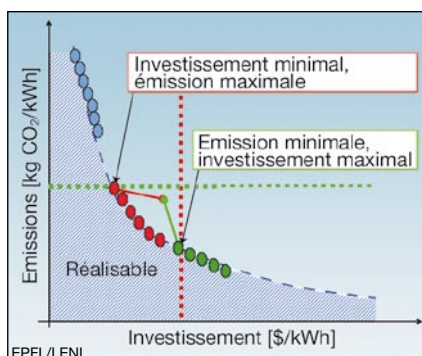


Figure 4 Exemple de représentation des résultats (Pareto)

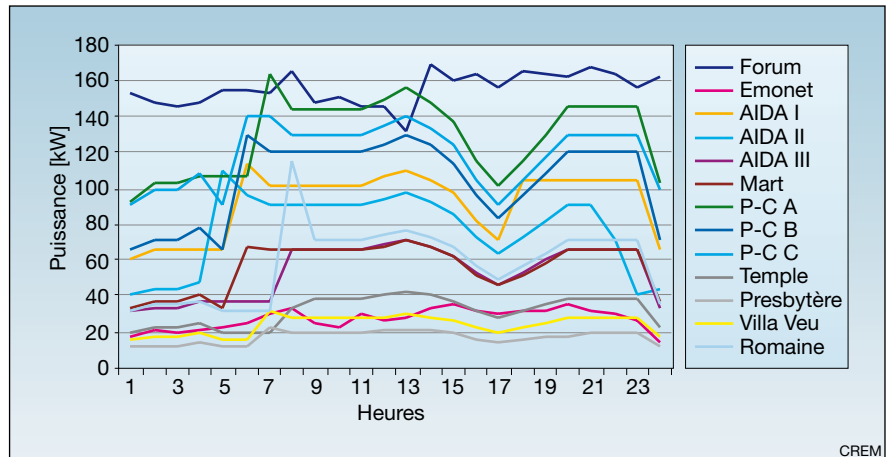


Figure 3 Exemple de charge horaire thermique pour les bâtiments du quartier
Profils de charges thermiques pour -8 °C.

énergétique de quartier est composé d'une ou de plusieurs technologies de conversion d'énergie (turbine à gaz, pompe à chaleur etc.), de réseaux de distribution (eau chaude pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, eau froide pour la climatisation, câbles pour l'électricité), et d'un certain nombre de consommateurs raccordés à ces réseaux. Par sa modularité, le logiciel permet l'intégration de modèles de technologies du futur telles que les centrales hybrides de quartier comprenant des piles à combustible et une turbine à gaz avec des perspectives d'efficacité électrique de l'ordre de 65%, voire plus.

La détermination d'un système énergétique de quartier est un problème mathématique complexe, notamment pour les raisons suivantes:

- Le choix du nombre, du type et de la taille des technologies est combinatoire et conduit à un très grand nombre d'options, qui seront représentées dans le modèle mathématique par des variables entières.
- A cela s'ajoute le choix de l'emplacement de ces technologies dans le quartier, surtout lorsqu'il s'agit d'un nouveau quartier, ce qui augmente encore le nombre d'options. Dans le cas d'une rénovation d'un quartier existant, comme c'est le cas dans la présente préétude, le nombre d'options liées à l'emplacement des technologies est réduit à la définition de paramètres fixés à l'avance.
- Les équations décrivant les technologies (rendements, débits massiques, émissions, etc.) ne sont pas linéaires.
- Le diamètre des conduites ne peut pas être considéré comme un paramètre continu, mais, au contraire, discret.

Le problème ainsi posé est un problème non linéaire en nombres entiers⁶⁾, qui est résolu par une méthode d'optimisation

thermoéconomique multiobjectifs. Le résultat d'une telle méthode est présenté sous la forme d'un graphique, appelé courbe de Pareto, dans lequel chaque système énergétique calculé est représenté par un point définissant les émissions et les coûts annuels du système.

Résultats

Dans le cas du quartier-pilote des Morasses, le réseau de distribution de chaleur existe déjà (approche dite «retrofit»). Le but de cette préétude a été de définir des technologies et des modes opératoires pour satisfaire au mieux les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire (besoins de froid et d'électricité non modélisés). Les technologies à choix étaient: soit une pompe à chaleur, ou un couplage chaleur-force (turbine ou moteur à gaz), ou encore une combinaison de la pompe à chaleur avec la turbine ou le moteur. Le niveau de température du réseau de distribution a également été optimisé. Dans le modèle, lorsque le niveau de température choisi est trop bas pour satisfaire toutes les demandes (notamment les demandes d'eau chaude sanitaire), des pompes à chaleur sont installées dans les bâtiments afin de localement hausser le niveau de température jusqu'au niveau requis. Ceci a l'avantage de maintenir un niveau de température du réseau relativement bas afin de non seulement rendre l'utilisation d'une pompe à chaleur à la centrale possible, mais encore de limiter les pertes de chaleur dans le réseau, tout en bénéficiant des avantages liés à l'utilisation même des réseaux.

Les résultats sont présentés dans le tableau à la page suivante.

Au vu des puissances requises pour la zone considérée, le choix des technologies s'est porté sur un moteur à gaz et une pompe à chaleur. Les hypothèses suivant-

			Scénario 3a (PAC/cogénération centrale) électricité vendue à 13 cts.	Scénario 3b (PAC/cogénération centrale) électricité vendue à 9 cts.	Scénario 1a (conduites pas exis- tantes, PAC air/eau)	Scénario 1b (chaudières à ma- zout individuelles)
Taille moteur à gaz	[kW _e]		1000	1000	0	0
Tailles PAC	[kW _{th}]	5–90	1000	1000	0	0
Emissions	[t/an]	Mix euro- péen	3274	2142	3662	4461
Coûts d'investis- sment	[CHF]	GE	781 770	781 770	0	0
		PAC	1 000 000	1 000 000	0	0
Coûts annuels	[CHF/an]	GE	77 629	77 629	0	0
		PAC	99 300	99 300	0	0
		Boilers/PAC individuels	0	0	79 295	54 237
		Conduites	0	0	0	0
		Gaz	524 276	322 961	0	392 229
		Electricité	76 444	76 444	230 864	0
Vente d'électri- cité annuel	[CHF/an]	Electricité	628 542	255 733	0	0
Coûts totaux an- nuels du système	[CHF/an]		149 107	320 601	310 159	446 466
	[10 ⁶ CHF/an]		0,1	0,3	0,3	0,4

Tableau GE: générateur, PAC: pompe à chaleur

tes ont été faites pour les calculs: les températures sont de 90 °C pour l'aller et 60 °C pour le retour et sont maintenues à ce niveau toute l'année. La pompe à chaleur centrale (c'est-à-dire celle qui est reliée au réseau) est une pompe à chaleur eau/eau, utilisant le Rhône comme source froide (dont la température a été estimée à 10 °C). Les pompes à chaleur locales (c'est-à-dire celles qui sont implémentées directement dans les maisons) sont des pompes à chaleur air/eau. Pour l'opération du système dans les différents jours types, le moteur à gaz peut être utilisé jusqu'à 25% de sa charge nominale avec toutefois des chutes

de rendement électrique à basse charge partielle.

Pour le calcul des émissions, le mix européen pour les imports et exports d'électricité a été utilisé. Les émissions sont calculées à services énergétiques délivrés (chaleur et électricité) identiques.

Deux scénarios de prix de l'électricité à la vente ont été considérés. Cela permet de montrer que suivant le prix de l'électricité (marché), le système sera opéré de manière différente.

Les coûts totaux concernent les énergies, la maintenance (8% de l'investissement) et les investissements annualisés

avec un taux d'intérêt de 6%. Pour les investissements, les valeurs suivantes ont été utilisées:

- Moteur à gaz (1000 kW_e): CHF 781 770.- avec une durée de vie de 25 ans.
- Pompe à chaleur centrale (1000 kW_{th}): CHF 1 000 000.- avec une durée de vie de 25 ans
- Système décentralisé: la fonction de calcul de l'investissement pour les pompes à chaleur locales et les chaudières à mazout (dans les bâtiments) est $C_{inv} = C_{fixe} + C_{prop} \cdot Taille_{equip}$, avec C_{inv} : coûts d'investissement de l'équipement, C_{fixe} : coûts fixes [CHF], $C_{fixe} = 18280$ pour une pompe à chaleur et $C_{fixe} = 28081$ pour une chaudière à mazout, C_{prop} : coûts par kW installé [CHF/kW_{inst}], $C_{prop} = 370$ pour une pompe à chaleur et $C_{prop} = 85$ pour une chaudière à mazout, $Taille_{equip}$: taille de l'équipement
- La durée de vie pour les pompes à chaleur et les chaudières à mazout locales: 20 ans.
- Les coûts opératoires sont de 13 respectivement 9 cts/kWh pour l'électricité (achat resp. vente), 4 cts/kWh pour le gaz naturel et 6,45 cts/kWh pour le mazout.

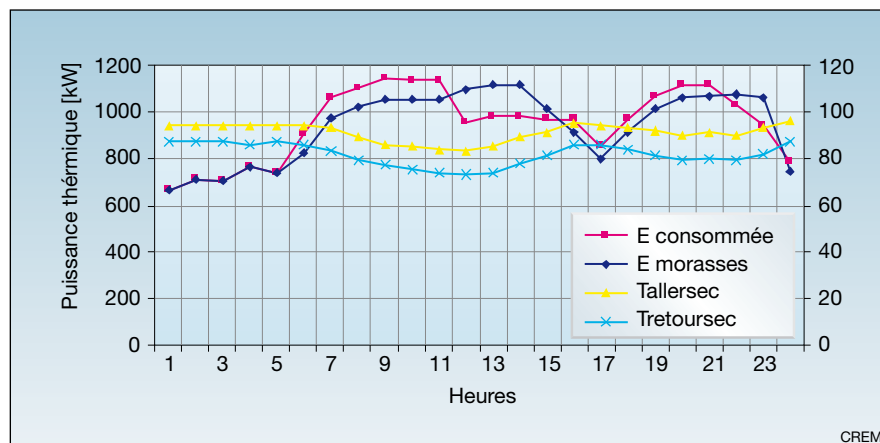


Figure 5 Consommation de l'énergie stockée dans le réseau de chauffage lors de très fortes demandes de chaleur

Discussion des résultats

Les résultats montrent que les solutions centralisées sont les plus attractives. La solution avec les chaudières est la moins bonne des solutions, tant du point de vue des émissions que des coûts. La rentabilité du système centralisé est cependant influencée par le prix de l'électricité. Il convient de remarquer que lorsque le prix de l'électricité est faible, les solutions de cogénération ne parviennent pas à compenser l'annualisation de l'investissement, ce qui rend les solutions locales plus attractives. Dans ce cas, la solution utilisant les pompes à chaleur locales est attractive, car elle permet de tirer profit du niveau de température réel des systèmes de chauffage des bâtiments et de production d'eau chaude.

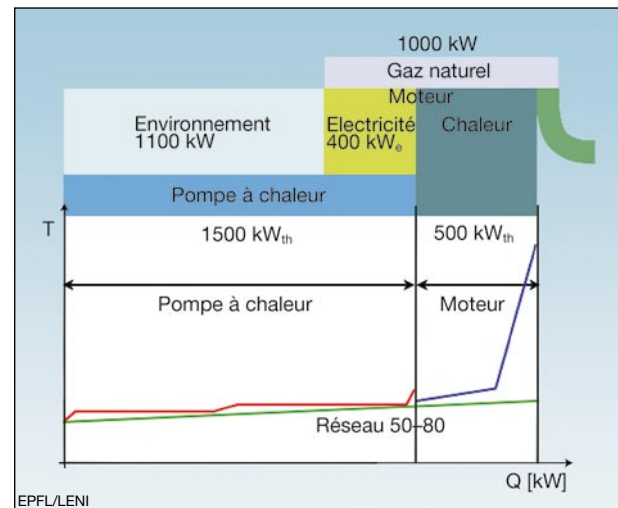
Les solutions centralisées qui utilisent la pompe à chaleur et le moteur de cogénération sont les solutions les plus attractives, tant du point de vue des émissions que de celui du coût. Il convient de remarquer que les hypothèses de calculs utilisées défavorisent la pompe à chaleur centralisée, car on a imposé des conditions de température constantes pour le réseau; toutefois, il conviendrait d'adapter ces conditions pour toujours fonctionner dans les conditions de températures les plus basses, ce qui maximiserait le COP⁷⁾ de la pompe à chaleur.

Pour les solutions centralisées, la production de la cogénération est arrêtée pendant l'été en raison de la faible demande de chaleur. Durant cette période, la pompe à chaleur est entraînée par de l'électricité importée dans le quartier.

La pompe à chaleur permet de puiser de la chaleur dans l'environnement. Lorsque la pompe à chaleur est intégrée à un système de cogénération au sein d'un système de chauffage urbain (figure 6), chaque unité de combustible utilisée dans le couplage chaleur-force permet de délivrer jusqu'à deux unités ou plus de chaleur. En effet, l'électricité produite est utilisée pour entraîner la pompe à chaleur, le réseau étant tout d'abord chauffé par la pompe à chaleur, puis par le système de cogénération.

Le réseau de chaleur à distance se justifie pour trois raisons principales. Premièrement, le rendement électrique et le prix spécifique des unités de cogénération dépendent de la taille de l'installation. Plus la puissance est importante, meilleur est le rendement et plus faible est le coût spécifique. La connexion de plusieurs bâtiments par le réseau de CAD permet ainsi d'atteindre une taille critique suffisante pour utiliser des technologies performantes à des prix attractifs. Deuxièmement, le fluide caloporteur utilisé dans le réseau sert de tampon énergétique (figure 5), ce qui permet d'écarter les puissances de pointe et d'augmen-

Figure 6 Cogénération et pompe à chaleur centralisée sur un chauffage urbain



ter le nombre total d'heures de fonctionnement de l'installation. Cet effet tampon permettra également de gérer le fonctionnement des unités de cogénération en créant un déphasage entre la demande de chaleur et la production électrique; cela permet soit de satisfaire des demandes électriques locales, lorsque le prix d'achat de l'électricité est élevé, ou même d'exporter aux prix du marché (Spot). Dans la combinaison avec les pompes à chaleur, cet effet sera amplifié, car on peut également utiliser les pompes à chaleur lorsque le prix de l'électricité est bas, sans nécessairement utiliser la cogénération. La faisabilité de la gestion optimale de système de cogénération a été démontrée au LENI [7].

Enfin dans le cas des pompes à chaleur, l'utilisation d'un réseau permet d'investir dans un système combiné avec une unité de cogénération et d'accéder à des ressources locales (par exemple l'eau du Rhône ou de la station d'épuration des eaux usées, STEP), ce qui donne lieu à une ultérieure augmentation du rendement de la conversion d'énergie.

Perspectives

L'intégration de la conversion d'énergie par utilisation des réseaux de chaleur permet de concevoir des solutions qui produisent les services énergétiques du quartier de manière moins coûteuse, tout en réduisant jusqu'à un facteur 2 les émissions de CO₂ à quantité d'énergie délivrée égale.

Afin d'évaluer et de mettre en œuvre de telles solutions, il est tout d'abord nécessaire de définir les services énergétiques à délivrer, en caractérisant non seulement les quantités de chaleur, mais également les niveaux de températures requis. Lorsqu'on évaluera des solutions d'amélioration de l'enveloppe des bâtiments, il sera utile d'étudier la possibilité de baisser les niveaux de températures, que ce soit à

l'échelle de la distribution d'énergie dans le bâtiment ou à celle du chauffage urbain. Si la réduction du niveau de température se traduit, dans le cas d'une chaudière, uniquement par une réduction des pertes de distribution de chaleur, l'effet sera plus marqué lorsqu'on utilisera une pompe à chaleur puisque la diminution des températures correspondra à une augmentation du COP de celle-ci.

L'utilisation de pompes à chaleur dans un chauffage urbain permet de plus d'accéder à des ressources locales en pompant de l'énergie dans l'environnement. Il sera donc important de caractériser ces ressources en considérant particulièrement la chaleur résiduelle d'entreprises, de STEP ou de conditionnement d'air ainsi que la disponibilité de ressources telles que les rivières ou les lacs. Les réseaux de chauffage urbains permettent également de concevoir des systèmes intégrés très performants qui présentent de bonnes caractéristiques de flexibilité.

Dans le contexte suisse, l'utilisation de systèmes de cogénération conduit à une augmentation des émissions qui sera plus que compensée, si on utilise l'électricité produite pour entraîner des pompes à chaleur. Dans ce cas, l'économie d'énergie et d'émissions est de l'ordre de 40 à 50%. Pour ces solutions, il n'est pas nécessaire d'installer la pompe à chaleur au même endroit que l'unité de cogénération. Le réseau électrique jouera alors le rôle de «distribution» de la chaleur. Ceci pourra, par exemple, être obtenu par la certification de l'électricité produite par les unités de cogénération et consommée par les pompes à chaleur. La liaison pompe à chaleur-unité de cogénération se justifie particulièrement en raison de la simultanéité des demandes. Il convient de souligner qu'un cycle combiné à gaz pourra profiter du même mécanisme, afin de compenser ses émissions de CO₂.

Les systèmes de cogénération et de pompes à chaleur combinés à des outils de gestion optimale prédictive et à l'utilisation de tampons d'inertie thermique, tels que la structure des bâtiments, le réseau ou des réservoirs, permettent d'envisager de profiter des opportunités offertes par le marché de l'électricité. Ces solutions peuvent ensuite donner lieu à la mise en place de concepts de «*virtual power plants*», et ce sans compter la diminution des pertes dues à la proximité de la production et de la consommation d'électricité. De plus, l'utilisation de ces systèmes de contrôle avancé permet de maximiser les heures de fonctionnement des unités de conversion d'énergie et, donc, de minimiser les investissements requis.

De nos jours, les besoins de refroidissement dans les quartiers offrent des opportunités supplémentaires d'efficacité énergétique, lorsque ce besoin apparaît en même temps que le besoin de chauffage (i.e. frigo d'un magasin et chauffage des bâtiments) et que les bâtiments sont alimentés par un système de chauffage urbain.

Outre l'accès à la chaleur de l'environnement ou résiduelle par les pompes à chaleur, les réseaux de chaleur ouvrent des perspectives pour l'intégration de solutions de cogénération par la biomasse ou par biogaz ainsi que des opportunités pour le solaire thermique. Il convient également de remarquer que l'efficacité des systèmes de cogénération est justifiée par l'utilisation de la chaleur. Le fonctionnement en été sera donc sporadique et ne sera pas en compétition avec la production d'électricité photovoltaïque.

Une remarque s'impose également au sujet du niveau de température dans le réseau de chauffage urbain. Dans la perspective de l'intégration de systèmes de polygénération, qui produisent à la fois des besoins de chaleur et de refroidissement, il peut être utile d'utiliser de l'eau préchauffée ou prérefroidie comme fluide caloporteur et d'intégrer des systèmes de pompes à chaleur dans les bâtiments. Ce système présente l'avantage de ne pas être bloqué par le niveau de température le plus élevé du

quartier ainsi que de profiter, dans chaque bâtiment, des meilleurs COP correspondants aux niveaux de température de distribution de la chaleur les plus bas. Ces solutions seront à étudier particulièrement dans des quartiers ayant accès à des ressources locales (par exemple un lac) ou à de l'énergie résiduelle industrielle.

En raison de leur grande durée de vie, il convient enfin de souligner l'importance des investissements d'infrastructure, que ce soit au niveau des bâtiments (chauffage basse température, qualité de l'enveloppe, ventilation contrôlée, protections solaires) ou au niveau des réseaux. Il est donc important de disposer d'outils de planification permettant d'identifier de manière stratégique les infrastructures à développer et de les inscrire dans les plans de développement urbain. Pour ce faire, il sera utile de disposer d'outils d'information géographique, synthétisant les informations pertinentes pour une intégration optimale des systèmes urbains.

Pour terminer, les études concernant l'optimisation des systèmes énergétiques intégrés urbains permettent d'imaginer de nouveaux scénarios de production de chaleur, de froid et d'électricité avec des améliorations possibles telles que des émissions de CO₂ moins importantes ainsi que des rendements énergétiques et exergétiques meilleurs. La majorité de ces scénarios nécessite la mise en place de réseaux de distribution d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, etc.), l'analyse de l'interopérabilité de ces réseaux, en tenant compte des infrastructures existantes, ainsi que la définition de nouvelles pratiques en matières de conception, de financement et de gestion des systèmes de conversion d'énergie. L'extension à la prise en compte de stockages locaux d'électricité est également envisagée.

Références

- [1] G. Cherix, C. Weber: Conception de systèmes urbains pour la cogénération. Office fédéral de l'énergie, n° 101927, décembre 2006.
- [2] Commission fédérale pour la recherche énergétique (CORE): Plan directeur de la recherche énergétique de la Confédération 2008–2011, tirage préliminaire, Office fédéral de l'énergie, mars 2007.

- [3] U. Kaufmann, S. Gutzwiller: Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Ausgabe 2005 – BBL/Vertrieb Publikationen; Bestellnr.: 805.281.7d.
- [4] S. Storelli, M. Michellod, Ph. Farquet: Sous-réseau des Morasses: mesures et interprétation. Rapport CREM, juillet 1991.
- [5] Sinergy Infrastructure SA: Sinweb, les télémesures de Sinergy par le Web. www.sinweb.ch, 2006.
- [6] G. Cherix: Pompes à chaleur pour le réseau de chauffage à distance de Martigny. Master Thesis, Mechanical engineering, LENI-EPFL, 2005.
- [7] Andres Collazos: Optimisation-based control system for the optimal management of micro-cogeneration systems. Master Thesis, Mechanical engineering, LENI-EPFL, 2007.

Informations sur les auteurs

Gaëtan Cherix est chef de projet responsable du secteur recherche et développement du Centre de compétence en urbistie (CREM) à Martigny. Il a obtenu son diplôme d'ingénieur en génie mécanique à l'EPFL début 2005. Il s'est spécialisé dès le deuxième cycle de sa formation dans le management des énergies en zones urbaines, de l'analyse des bâtiments (actif dans la certification énergétique: SIA 2031, DISPLAY) à la gestion/pla-

Centre de compétence en urbistie (CREM),
1920 Martigny, gaetan.cherix@crem.ch

Après avoir obtenu son diplôme d'ingénieure à l'Ecole polytechnique fédérale de Zurich (1998), **Céline Weber** a travaillé trois ans dans l'industrie chimique (Ciba). Elle a ensuite profité d'une opportunité pour aller travailler presque deux ans comme chercheuse invitée à l'Université de Tokyo chez le Prof. Komiya (actuel président de l'Université de Tokyo) dans le domaine de l'utilisation rationnelle de l'énergie dans les bâtiments. A son retour, elle a intégré le laboratoire du Prof. Favrat à l'EPFL pour poursuivre ce travail, l'étendant à l'utilisation rationnelle de l'énergie dans les quartiers et les villes, et termine actuellement sa thèse.

Ecole polytechnique fédérale de Lausanne,
1015 Lausanne, celine.weber@epfl.ch

François Maréchal est Maître d'enseignement et de recherche au Laboratoire d'énergétique industrielle (LENI) de l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne. Ingénieur chimiste diplômé de l'Université de Liège en 1986, il obtient son doctorat en sciences appliquées en 1995 pour une thèse intitulée «Analyse et synthèse énergétiques des procédés industriels». Il travaille depuis 2001 à l'EPFL où il dirige le groupe d'analyse et de synthèse des systèmes énergétiques industriels assistées par ordinateur du Laboratoire d'énergétique industrielle.

Ecole polytechnique fédérale de Lausanne,
1015 Lausanne, francois.marechal@epfl.ch

Massimiliano Capezzali a obtenu un doctorat en physique théorique auprès de l'Université de Neuchâtel en 1998. Après un post-doc à la Queen's University (Kingston, Ontario, Canada), il a travaillé pour le Département fédéral de justice et police dans le domaine des projets informatiques. Il s'est ensuite spécialisé dans la biomécanique en rejoignant l'EPFL en 2001. Après avoir travaillé auprès de la direction de la Faculté sciences et techniques de l'ingénieur de l'EPFL entre 2004 et 2006, il est présentement l'adjoint du directeur de l'Energie Center de l'EPFL.

Ecole polytechnique fédérale de Lausanne,
1015 Ecublens (VD), massimiliano.capezzali@epfl.ch

¹) CORE: Commission fédérale pour la recherche énergétique

²) LENI: Laboratoire d'énergétique industrielle à l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL)

³) MIT: Massachusetts Institute of Technology

⁴) SIG: Services Industriels de Genève; Scane: Service cantonal de l'énergie, Genève

⁵) CREM: Centre de compétence en urbistie

⁶) Mixed Integer Non Linear Problem (MINLP)

⁷) COP: coefficient of performance/coefficient de performance

Zusammenfassung

Optimale Integration der Wärme-Kraft-Kopplung in städtischen Netzen

Anwendung eines städtischen Fernwärmekonzeptes in einem Quartier von Martigny. Im Rahmen eines im Auftrage des Bundesamtes für Energie (BFE), Abteilung Netze [1], ausgeführten Projekts wurde eine Vorstudie über die Entwicklung eines Konzeptes zur Erstellung von Energiesystemen auf Quartierebene erarbeitet. Diese Methode hat zum Ziel, die dezentrale Erzeugung von Wärme und Strom mittels Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zu fördern sowie natürliche Ressourcen insbesondere mittels Wärmepumpen vermehrt einzusetzen.