Centrales électriques du futur

Autor(en): **Cherix, Gaëtan / Storelli, Stéphane / Weissbrodt, David**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **99 (2008)**

Heft 20

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855897

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Centrales électriques du futur

Quelles possibilités pour les rejets thermiques?

La production d'électricité sera dans le futur assurée en bonne partie par des centrales thermiques alimentées d'une part en énergie fossile et d'autre part en énergies renouvelables. En effet, quelle que soit l'ampleur du phénomène de substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables, la valorisation de la chaleur issue de la géothermie profonde, de la biomasse (bois), du biogaz, du gaz de digestion (STEP), des UIOM (déchets) pour la production d'électricité nécessite le déploiement de réseaux de chauffage à distance (CAD) sur les territoires à fortes densités de demande thermique.

Gaëtan Cherix, Stéphane Storelli (CREM), David Weissbrodt (EPFL), Andrea Papina (CTV SA), Georges Ohana (Services Industriels de Lausanne)

Pour chaque unité électrique produite dans une centrale thermique, il est important d'être à même de valoriser les 1 à 10 unités de chaleur induite et considérées aujourd'hui encore trop souvent comme des rejets inutilisables.

Si l'on entend encore pouvoir produire demain avec la plus grande efficacité dans notre pays, il semble impératif d'organiser la demande de chaleur sur notre territoire selon les critères de la production combinée de chaleur et d'électricité, et cela en respectant deux règles essentielles:

- La demande de chaleur doit être centralisée (au minimum au niveau d'un quartier urbain, au mieux au niveau d'une agglomération) afin de pouvoir intégrer les modes de production et de gestion les plus performants;
- La demande de chaleur doit être limitée en température (à la température la plus basse possible) afin de ne pas prétériter le rendement électrique de l'unité de production.

Il apparaît dès lors évident que la planification de réseaux de chaleur à l'échelle de nos agglomérations urbaines et l'abaissement systématique des niveaux de températures des systèmes de conditionnement des locaux et des procédés industriels retiennent notre attention durant ces deux prochaines décennies.

Cadre de l'étude

La société Centrale Thermique de Vouvry (CTV) SA, appartenant en majorité à EOS SA, projette pour 2012 la mise en service d'une nouvelle centrale électrique à cycle combiné de 400 MW_{el}, alimentée au gaz naturel (CCGT), sur le site de Chavalon en Suisse romande. La production d'électricité par CCGT entraîne l'émission de rejets thermiques qui, en cas de production optimisée d'électricité, sont au niveau de 25 °C, donc inutilisables. Ces rejets peuvent quand même aussi être maintenus à une température plus élevée si des utilisateurs intéressés sont présents. Une analyse du potentiel de valorisation de ces rejets thermiques en Suisse romande a donc été réalisée dans une étude confiée au CREM (Centre de Recherches Energétiques et Municipales).

Selon l'ordonnance sur la compensation des émissions de CO_2 des centrales à cycles combinés alimentées au gaz (21 décembre 2007), l'exploitation d'une CCGT est soumise à l'obligation de compenser 100% de ses émissions de CO_2, dont une part à définir (50–70%) sur le territoire national. La valorisation des rejets thermiques de la CCGT par la substitution de chaudières à combustibles fossiles, utilisées pour le chauffage de bâtiments ou au sein de procédés industriels, constituerait une option synergétique intéressante et pourrait ainsi constituer une opportunité de compensation.

Enfin, suivant l'objectif de valorisation de chaleur, la présente étude devait permettre de déterminer la localisation optimale de la future centrale en Suisse romande.

Analyse de la demande thermique en Suisse romande

Valoriser des rejets thermiques implique d'identifier puis de connecter des consommateurs de chaleur dont la puissance, l'énergie, les températures et le profil de

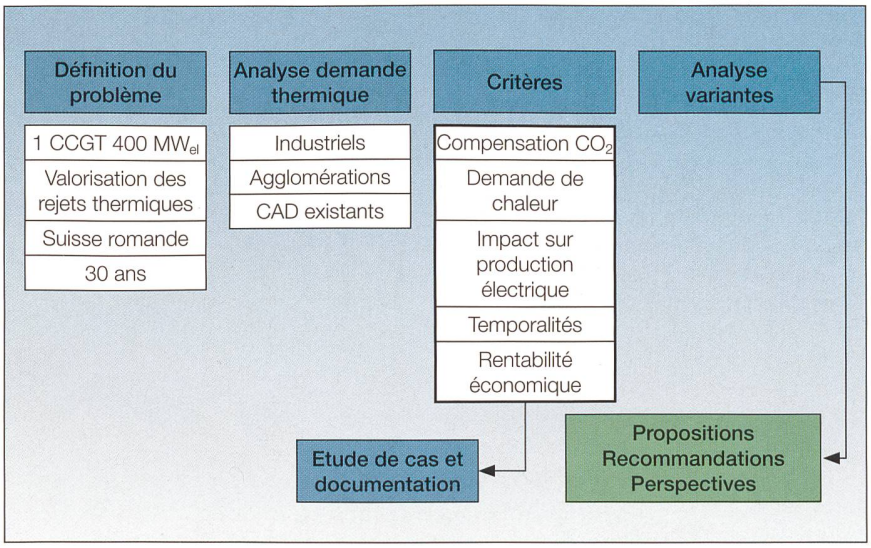


Fig. 1 Méthode d'analyse.

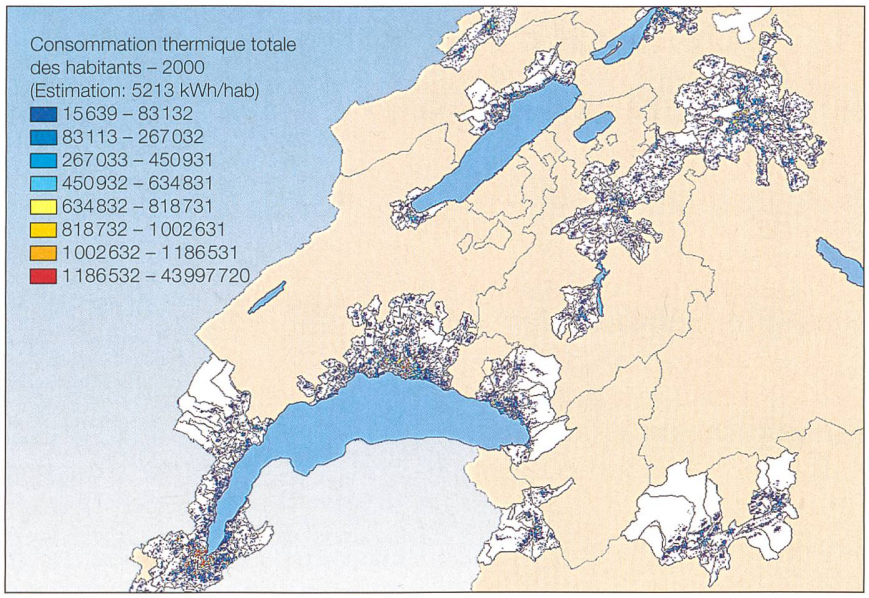


Fig. 2 Densités de consommation thermique par hectare de territoire.

consommation coïncident avec la valorisation potentielle des rejets thermiques produits. Dans le cadre de cet article, une méthode pragmatique d'analyse des consommateurs de chaleur à l'échelle d'une région est proposée. L'objectif de celle-ci consiste à identifier des zones cibles, en Suisse romande, propices à l'implantation de réseaux de chauffage à distance et permettant notamment d'utiliser les rejets thermiques d'une CCGT, voire de collecter la chaleur d'autres producteurs régionaux de rejets thermiques.

Cette méthode est caractérisée par une succession logique d'étapes analytiques (fig. 1), soit:

- la définition du cadre d'analyse et des critères d'évaluation: émissions, voire compensation de CO_2, demande de chaleur, impact sur les rendements, temporalités, rentabilité économique;
- l'analyse des importants consommateurs thermiques ponctuels: industries, réseaux CAD existants, projets en cours;
- l'analyse géoréférencée des densités de consommation thermique hectométriques des agglomérations;
- l'analyse de variantes d'implantation et l'étude de faisabilité technique, comprenant l'étude documentée de projets comparables réalisés avec succès, l'état de la technique, ainsi que les éléments d'analyse énergétique et d'analyse des impacts sur l'environnement;
- l'évaluation économique, comprenant l'analyse des coûts de production, de transport et de distribution de chaleur, ainsi que les coûts de raccordement des consommateurs.

Ce travail a abouti à une proposition stratégique optimale d'implantation de CCGT et de déploiement de réseau CAD pour la valorisation de chaleur. Les paragraphes suivants décrivent de manière systématique l'application de la méthode et les résultats obtenus.

Dans le cadre de l'analyse de la demande thermique, il a tout d'abord été montré que les niveaux de température des rejets thermiques d'une CCGT optimisée pour la production d'électricité (25 °C) sont trop inférieurs aux conditions opératoires des procédés de production industrielle, type chimie, raffinage, etc., qui utilisent en général de la vapeur d'eau à haute température (de 120 °C à plus de 300 °C). Une valorisation de chaleur basse température peut néanmoins être envisagée dans le conditionnement de locaux de ces entreprises, voire en réalisant parallèlement à la construction de la CCGT des installations industrielles adaptées (procédés de séchage basse température, production de pellets de bois, serres agricoles, cultures piscicoles extensives, etc.).

Une stratégie de production de chaleur et de coproduction d'électricité est aussi envisageable (cf. projet de CCGT «Monthel SA» sur le site chimique de Monthey), mais elle implique une diminution importante des rendements électriques et un pilotage du système basé sur la demande thermique.

Ainsi, les résultats de l'analyse des demandes thermiques ponctuelles mettent en évidence la rareté des consommateurs directs ou des communes pouvant absorber la production de chaleur à l'échelle d'une CCGT de 400 MW.

Chauffage à distance: opportunités et limites

Des réseaux de chauffage à distance et des installations de couplage chaleur-force se développent en Europe depuis plus d'un siècle. Ils représentent un pilier de l'approvisionnement énergétique, et leur implantation dépend fortement des conditions climatiques, politiques et locales. Or ceux-ci s'imposent désormais comme une alternative sérieuse au chauffage individuel dans

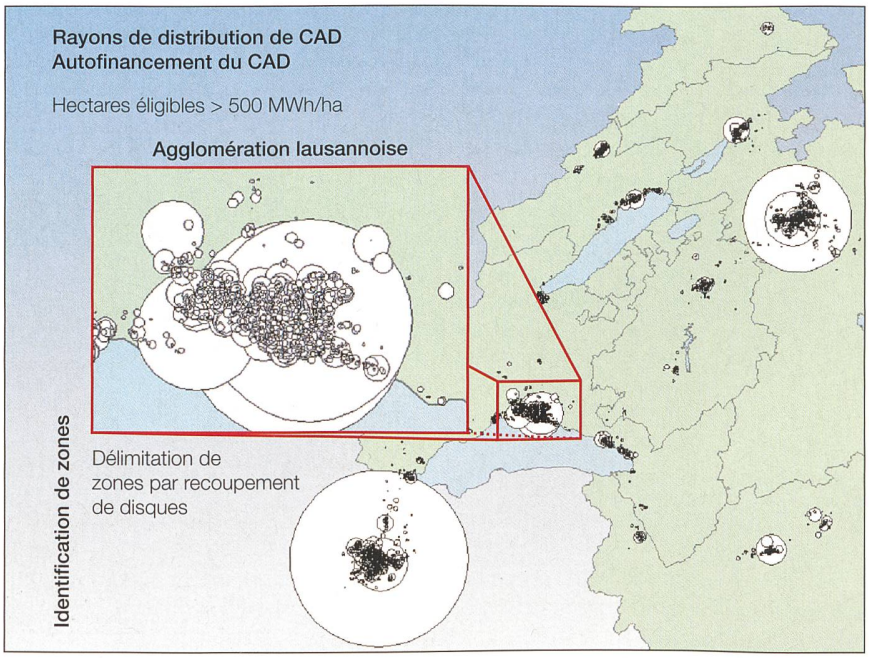


Fig. 3 Rayons de distribution CAD par hectare et identification de zones rentables de déploiement de réseaux de distribution CAD.

une perspective de développement durable par le fait qu'ils ouvrent des horizons pour la production locale d'électricité et pour la valorisation des rejets thermiques de bon nombre d'activités industrielles ou renouvelables.

Cela étant, le développement du chauffage à distance (CAD) se heurte à deux problèmes: d'une part, la concurrence territoriale avec d'autres réseaux énergétiques déjà fort implantés dans les zones à fortes densités et, d'autre part, l'absence de partenaires économiques actifs dans le déploiement de réseaux de chaleur.

Dans le cas analysé d'implantation d'une CCGT de 400 MW (CTV) et de tentative d'exploitation des rejets thermiques dans des réseaux de chaleur (cas analysé: 1 TWh thermique, basé sur 5500 heures de fonctionnement par année), il apparaît qu'une zone de desserte telle que l'agglomération lausannoise dans son ensemble doit être considérée. En d'autre terme, il faudrait que l'ensemble de l'agglomération lausannoise intègre cet objectif de valorisation dans sa planification énergétique pour espérer atteindre les objectifs d'efficacité fixés à l'horizon 2030.

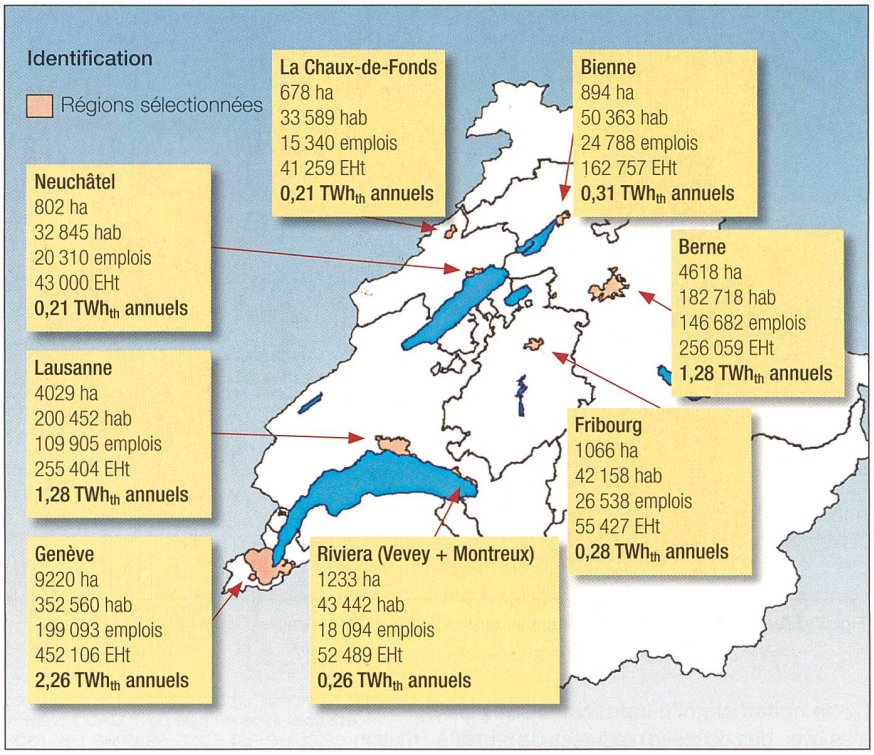


Fig. 4 Caractéristiques des zones identifiées de déploiement de réseaux urbains de distribution CAD.

Analyse géoréférencée des densités de consommation thermique des agglomérations

De par le fait qu'il n'existe pas de réel cadastre thermique recensé par l'Office fédéral de la statistique (OFS), l'analyse des densités de consommation thermique des agglomérations romandes a été réalisée via une méthode analytique géoréférencée développée dans le cadre de cette étude. Les résultats de l'application de la méthode sont, dans un premier temps, des cartes représentant les densités de consommation thermique par hectare de territoire et, dans un second temps, des cartes d'identification des zones éligibles pour le déploiement autofinancé de réseaux de distribution CAD au sein des agglomérations.

La démarche analytique comprend les éléments suivants:

- collecte de données caractérisant le nombre de personnes et d'emploi par hectare;
- assomption de l'équivalent-habitant thermique (EHt): 5000 kWh$_{th}$/an avec une durée d'utilisation moyenne des chaudières de 1800 h/an; 1 habitant = 1 EHt, 1 emploi = ½ EHt;
- calcul des densités de consommation énergétique par hectare et représentation cartographique;
- choix des critères d'éligibilité (densité de consommation thermique supérieure à 500 MWh/ha/an) et de rentabilité économique (approvisionnement minimum de 2 MWh/ha par mètre de conduite) pour assurer une capacité d'autofinancement du déploiement du réseau de distribution local CAD;
- détermination d'une distance de distribution autofinancée;
- identification cartographique des zones CAD éligibles.

Sur la base des données de l'OFS du nombre d'habitants et d'emplois par hectare, une densité de consommation thermique par hectare de territoire peut être calculée et représentée sous forme de carte (fig. 2).

Ensuite, selon les critères d'éligibilité et de rentabilité économique fixés ci-dessus, une formule mathématique (Eq. 1) a été déterminée pour le calcul de la distance de transport autofinancée en fonction du nombre d'EHt caractérisant l'hectare de territoire considéré. Le seuil de densité de consommation thermique pour une distribution de chaleur autofinancée est à 50 kWh/m^2 de territoire, à savoir annuellement 500 MWh/ha. Tout dépassement du seuil de densité limite implique un financement possible d'un transport de chaleur vers d'autres zones urbaines. Cette longueur de transport (Ld) qui peut être financée par la surdensité d'un hectare permet d'aller chercher de la chaleur à une distance correspondante.

$$Ld = 2{,}5 \cdot EHt - 200$$

(1 sens de distribution) Eq. 1

Pour chaque hectare de territoire, un rayon de distribution est déterminé et permet de décrire un cercle de connexion. L'intersection des cercles de distribution des différents hectares délimite une aire de déploiement rentable du réseau de distribution CAD pour l'agglomération cible (fig. 3). Chaque zone peut être décrite par le nombre d'habitants, d'emplois, de bâtiments (et âge des bâtiments), les agents énergétiques, etc., et finalement par une densité de consommation thermique globale.

Identification des zones éligibles pour le déploiement de réseaux CAD

En complément à la localisation des pôles majeurs de consommation de chaleur, l'analyse géographique a permis dans un deuxième temps d'identifier les zones potentiellement éligibles pour le déploiement du réseau de distribution CAD au sein des agglomérations (fig. 4). Ces zones correspondent au centre de densité de consommation thermique respectif de chaque agglomération cible. Les zones CAD identifiées des agglomérations genevoises (2,3 TWh$_{th}$ annuels calculés) et lausannoises (1,3 TWh$_{th}$ annuels calculés) constituent les candidats principaux pour la consommation de la chaleur produite par une CCGT de 400 MW$_{el}$, soit ~1 TWh$_{th}$ annuel. La comparaison des densités calcu-

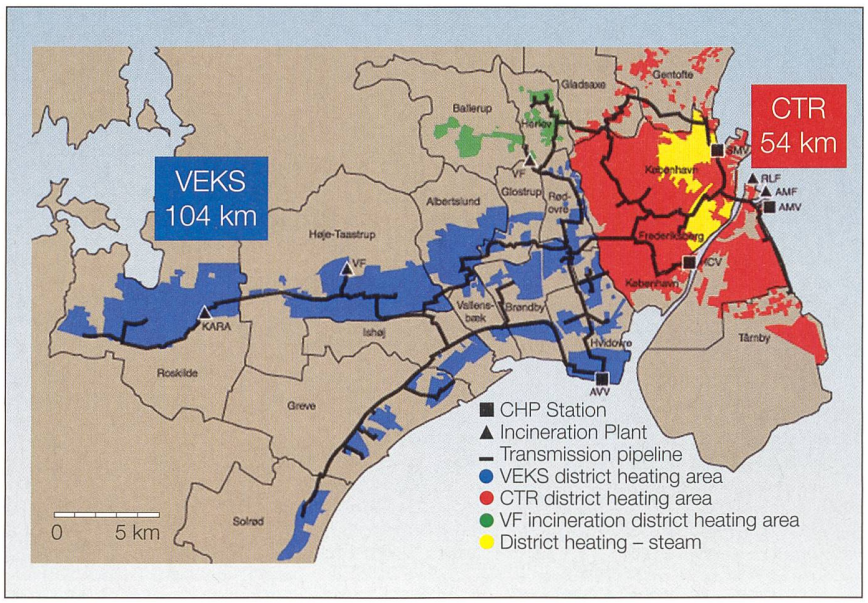


Fig. 5 Etendue, division et portée du réseau de transport CAD «Greater Copenhagen».

lées avec des données mesurées de terrain s'avère essentielle – via la mise à disposition des cadastres thermiques cantonaux ou locaux – et informe sur la qualité des valeurs modélisées (calculées). La consommation thermique annuelle réelle – mesurée – de la totalité de l'agglomération genevoise s'élève à 5,4 TWh_{th}, celle de la Ville de Lausanne (sans prise en compte de l'agglomération) à 1,5 TWh_{th}. Ainsi, la consommation calculée est sous-estimée par rapport à la consommation réelle. Elle tient compte des programmes de rénovation des bâtiments qui seront mis en œuvre dans un futur proche.

Réseaux CAD existants et stratégies d'extension

Après avoir identifié les zones de déploiement CAD éligibles, il s'avère essentiel d'obtenir des informations concrètes, sur les plans techniques, stratégiques et politiques, quant aux réseaux de distribution CAD existants. Des réseaux CAD sont en effet déjà en fonction sur les territoires romands; des extensions sur plusieurs axes sont prévues:

- En parallèle au Projet Métamorphose, la stratégie à long terme à 2050 de la Ville de Lausanne consiste à approvisionner tous les bâtiments de la ville en chaleur avec un CAD alimenté à 100% par des énergies renouvelables. L'extension de son réseau CAD est un impératif et constitue un objectif stratégique. A court terme, la solution transitoire est l'alimentation des nouveaux raccordements au CAD par gaz naturel. La valorisation de rejets thermiques d'une CCGT pourrait ainsi constituer une bonne opportunité pour la construction et le co-financement du déploiement du CAD.
- Dans le cas de Genève, une évaluation zone par zone associée à un objectif de développement durable est mise en œuvre selon une méthode d'analyse synergétique qui consiste à évaluer quelles sont les compatibilités existantes entre consommateurs et producteurs énergétiques, en tenant compte des ressources locales. Un projet de valorisation de chaleur d'une nouvelle CCGT est déjà en cours.
- Dans leur dimension actuelle, les réseaux CAD romands ne sont pas suffisamment étendus pour absorber directement la

Implantation hors zone de consommation *Production délocalisée de la chaleur* (Chavalon)		*Implantation au sein de la zone de consommation* *Production de chaleur in situ* (Agglomération lausannoise)	
Positif	***Négatif***	***Positif***	***Négatif***
Forces • Compensation CO_2 (68%) • Site existant • Bonne acceptation du site • Site excentré, en altitude • Ligne haute tension	*Faiblesses* • Zone faible densité consommation chaleur • Absence de clients industriels • Réseau transport chaleur • Chantier réseau transport • Zone étendue d'impacts environnementaux • Multipartenaires • Inadéquation temporelle	*Forces* • Compensation CO_2 (68%) • Production en zone consommation chaleur • Zone forte densité consommation chaleur • Intégration dans stratégie locale, Lausanne mise sur le CAD • Zone localisée d'impacts environnementaux • Nombre réduit de partenaires	*Faiblesses* • Acceptabilité et impact • Délai de construction prolongé • Intégration et impacts en territoire urbain • Absence de clients industriels • Absence de rejets industriels • Construction chaudière de secours pour la sécurité approvisionnement • Inadéquation temporelle
Opportunités • CAD futur à proximité (Monthey) • Sécurité approvisionnement par rejets industriels du Chablais • Connexion des communes le long du réseau • Réseau de collecte global • Stratégie énergies du futur axée sur le développement de réseau CAD • Outil de développement économique régional et local	*Risques* • Manque de coordination (politique) entre partenaires • Infrastructure de transport inutilisée en fin de vie de la centrale • Oppositions contre la construction du réseau de transport	*Opportunités* • Extension projetée du CAD • Réseau de transport optionnel	*Risques* • Oppositions contre la construction de la centrale • Manque de coordination (politique) entre partenaires

Tableau I Matrices SWOT de comparaison des opportunités d'implantation d'une centrale électrique de 400 MW_{el}.

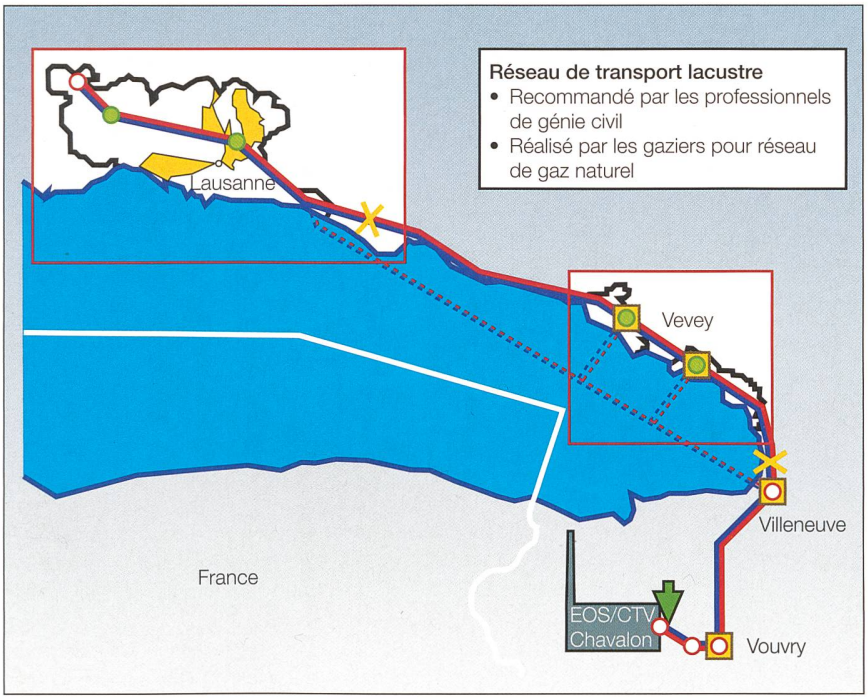


Fig. 6 Implantation à Chavalon et tracé du réseau de transport CAD avec section sous-lacustre (lac Léman).

production thermique d'une future CCGT d'environ 1 TWh_{th} annuel. Le réseau CAD de la Ville de Lausanne distribue 0,3 TWh_{th} annuellement, dont 70% sont déjà couverts par des combustibles neutres en CO_2 (usine d'incinération des ordures ménagères Tridel, biogaz de la STEP, chaudière à bois).

Résultats de l'étude

L'analyse des consommateurs industriels et des consommateurs cantonaux majeurs n'indiquant aucun site propice à l'absorption directe des rejets thermiques de la future centrale de 400 MW_{el}, la seule solution envisageable de valorisation est la construction de réseaux de chauffage à distance (CAD) à basses températures de service.

L'étude géoréférencée des zones denses de consommation thermique a induit l'identification de deux pôles majeurs, soit les agglomérations genevoises et lausannoises. Selon les délais impartis à cette étude, la disponibilité des données, la situation de Chavalon et la vision stratégique de la Ville de Lausanne pour le déploiement de son réseau de distribution CAD, il s'est avéré important de focaliser l'étude dans un premier temps sur le cas pilote regroupant les régions du Chablais, de la Riviera et l'agglomération lausannoise. Ce choix stratégique a permis de démontrer l'applicabilité de la méthode d'analyse développée lors de cette étude, mais n'exclut aucunement son application dans un deuxième temps à d'autres agglomérations comme l'agglomération genevoise ou le littoral neuchâtelois.

Faisabilité d'un transport de chaleur

Comme démontré par le réseau CAD de Copenhague, la chaleur peut être transportée à longue distance via un réseau de conduites transport (au moins 150 km), avant distribution locale (fig. 5). Dans ce dernier cas, cinq centrales thermiques majeures à cycle combiné chaleur-électricité pluricombustibles délivrent annuellement à deux entreprises de transport pour un total de 8 TWh_{th} d'énergie thermique. Les 8 TWh_{th} sont transportés annuellement sans perte notoire de chaleur (max. 4% de pertes annuelles; ~0,8 GWh_{th}/km/a). Dans le cadre du transport de chaleur, les températures et pression de design s'élèvent à 120 °C respectivement 25 bars. Les niveaux de température et pression opératoires sont de 90–115 °C respectivement 16–24 bars pour l'aller et 45–60 °C pour le retour. La chaleur CTR est vendue au distributeur pour un prix de € 42,–/MWh_{th} (+ taxes), soit environ CHF 7 cts/kWh_{th}.

Analyse de variantes d'implantation et étude de faisabilité technique

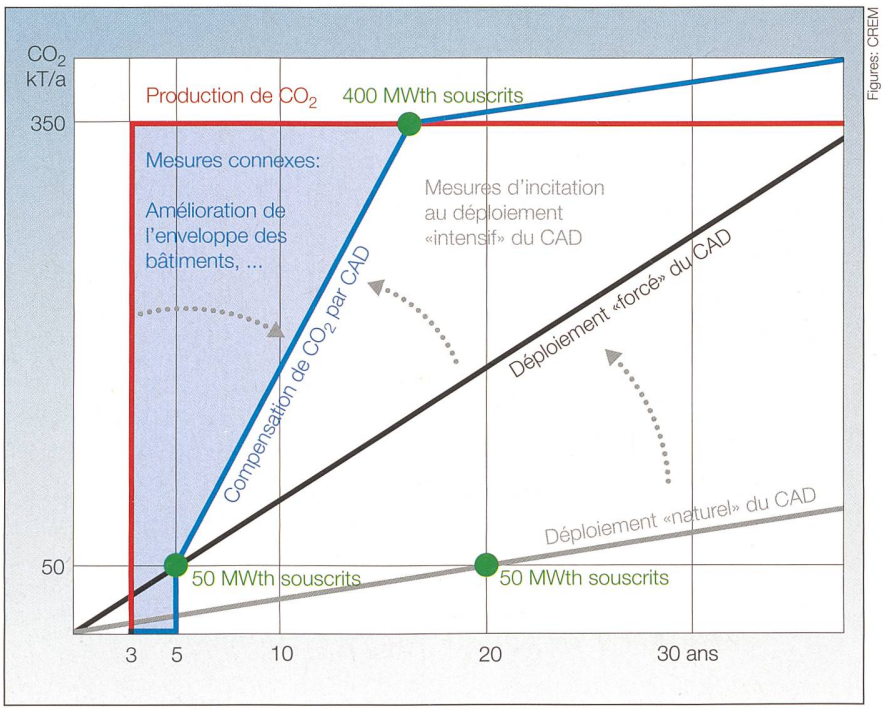
Sur le plan technique, l'étude de faisabilité a porté sur deux variantes d'implantation de la future centrale. La première variante considère une implantation et une production de chaleur délocalisée par rapport à la zone de consommation majeure: implantation à Chavalon et consommation à Lausanne. La seconde vise l'implantation et la production de chaleur directement au sein de la zone de consommation de l'agglomération lausannoise *(in situ)*. Le résultat comparatif de synthèse est présenté au tableau I sous la forme d'analyse SWOT (forces, faiblesses, opportunités, risques).

Suivant l'objectif de valorisation des rejets thermiques (objectif de cette étude), l'implantation optimale de la future centrale est au sein de la zone de consommation (dans l'agglomération lausannoise). Cette option reste toutefois difficile à appliquer: la construction de la CCGT (400 MW_{el}/180 MW_{th}) plus une chaudière de secours de 180 MW_{th} en milieu urbain dense s'avère

	Investissement	*Coût annuel*	*Coût de la chaleur*
Diminution de production électrique		CHF 15–20 mio./an	CHF 1,5–2 cts/kWh_{th}
Transport de la chaleur	CHF 150–250 mio.	CHF 15–25 mio./an	CHF 1,5–2,5 cts/kWh_{th}
Total	**CHF 150–250 mio.**	**CHF 30–45 mio./an**	**CHF 3–4,5 cts/kWh_{th}**
Distribution de la chaleur	CHF 400 mio.	CHF 40 mio./an	CHF 4 cts/kWh_{th}
Raccordement consommateurs	CHF 300 mio.	CHF 30 mio./an	CHF 3 cts/kWh_{th}
Total	**CHF 700 mio.**	**CHF 70 mio./an**	**CHF 7 cts/kWh_{th}**
			CHF 10–11,5 cts/kWh_{th}

Tableau II Structure des coûts.

articles spécialisés



Figures: CREM

Fig. 7 Stratégie de compensation de CO_2: Maîtrise de l'adéquation temporelle entre la mise en service de la future CCGT et le déploiement du réseau de distribution CAD.

difficile (manque d'espace, inacceptation de la population, délais de construction). L'implantation délocalisée sur le site de Chavalon devient alors intéressante: l'infrastructure existe déjà et le site bénéficie d'une bonne acceptation. Le choix de l'implantation *ex-situ* requiert désormais la construction d'un réseau de transport de la chaleur de grande échelle, induisant un chantier de l'ampleur d'un chantier de route cantonale pour les sections terrestres, et devant faire face à la problématique de la pose de conduites en milieu lacustre tel le gazoduc lémanique (fig. 6).

Analyse énergétique et climatique

L'analyse énergétique permet de déterminer les paramètres d'exploitation optimaux pour assurer des niveaux de température et de puissance chaleur suffisants pour alimenter un réseau CAD. Selon l'option de condensation du circuit vapeur et refroidissement du condensât, on estime, pour une CCGT de 400 MW_{el}, une puissance chaleur de 180 MW_{th} et un niveau de température des rejets thermiques de 90 °C. Le rendement électrique reste compétitif: 54% (58% initial).

En terme de bilan de CO_2, la substitution des chaudières à mazout d'une ville telle que Lausanne – pour une consommation d'énergie thermique telle que celle analysé dans cet étude; un rendement de chaudière de 80% et un facteur d'émission de CO_2 du mazout de 338 [kg/MWh] – correspondrait à une compensation de 338 000 t CO_2/an, soit environ 70% de la compensation totale que l'exploitant devrait supporter (500 000 t). En terme de consommation d'énergie primaire (y compris chaînes de production et de transport), l'option technologique de coupler une CCGT et un CAD pour fournir des services énergétiques de 400 MW_{el} et 180 MW_{th} durant 5500 heures par an consommerait 4,9 $TWh_{primaire}$/an. Dans le cas ou la CCGT produit exclusivement de l'électricité, et les 180 MW_{th} sont fournis par des chaudières à mazout, la consommation d'énergie primaire pour des services équivalents se monterait 6,2 $TWh_{primaire}$/an. La valorisation des rejets thermiques de la CCGT permettrait ainsi un gain en énergie primaire très intéressant, soit 20% de la consommation en énergie primaire du couple CCGT électrique et chaudières à mazout.

Aussi la solution qui consiste à alimenter des pompes à chaleur avec de l'électricité générée par une CCGT reste compétitive sous cet aspect; l'énergie primaire utilisée pour le même résultat final serait en effet du même ordre de grandeur.

Evaluation économique

Sur le plan économique, il est essentiel de spécifier que les investissements et coûts de mise à disposition d'une production annuelle de chaleur pour le CAD par la CCGT auprès d'utilisateurs finaux sont supportés par différents partenaires: producteur de chaleur (exploitant CCGT), transporteur de chaleur, services industriels locaux. Un investissement global de CHF 950 mio. est généré (*tableau de synthèse ci-dessous*). 74% (CHF 700 mio.) sont destinés à la constitution et au déploiement du réseau de distribution de chaleur de l'agglomération (distribution et raccordement des bâtiments), et 26% (CHF 250 mio.) pour la production et le transport de la chaleur. Les modalités de partenariat, comprenant les parts d'investissement, sont à définir. L'exemple danois montre que la constitution de sociétés de transport et de distribution permet de rentabiliser les investissements. Dans notre cas Chavalon-Lausanne, la répartition des investissements entre la Ville, CTV SA, voire également des investisseurs privés (compagnies de transport), est à négocier et constitue l'un des facteurs-clés de réalisation. Les nouvelles installations CCGT étant soumises à l'obligation de compenser une partie de leurs émissions de CO_2 en Suisse, des investissements massifs devront être injectés, quelle que soit la stratégie choisie.

Le coût total de la chaleur varie ainsi entre CHF 10 et 12 cts/kWh_{th}, ce qui est comparable aux coûts pratiqués aujourd'hui par le CAD lausannois (CHF 8 cts/kWh_{th} + coûts de raccordement). Compte tenu des importantes quantités de chaleur livrées, les coûts de transport ne sont pas déterminants. Associés aux coûts de production, ils permettent d'envisager de disposer – sur le site du CAD lausannois – de chaleur à des coûts oscillants entre CHF 3 et 4,5 cts/kWh_{th} ; ce qui est concurrentiel à terme avec les agents fossiles traditionnels (gaz ou fuel).

Blocage dû aux différences de temporalité

Toutefois, bien qu'à terme la constitution d'un réseau de chaleur s'avère pertinente, la difficulté que nous devons affronter consiste à gérer la durée de transition entre la situation actuelle (CAD construit à seulement 40% et approvisionné à 70% par des énergies renouvelables) et la valorisation à terme de toute la chaleur disponible.

Au rythme actuel des souscriptions de chaleur sur le réseau lausannois, il n'est pas envisageable d'atteindre un seuil de valorisation suffisant à terme. Selon les exploitants du CAD lausannois. qui ont doublé leurs effectifs depuis 2005, une stratégie de déploiement «forcé» du CAD (correspondante au contexte énergétique actuel) permettra de raccorder quelque 50 MW dans un délai de cinq ans. Mais il faudrait doubler cette cadence si l'on veut participer pleinement à la compensation de CO_2 pendant la période de vie de la CCGT (fig. 7). Ceci implique des mesures incitatives fortes (obligation de raccorde-

ment par ex.) ou un contexte énergétique très tendu (hausse massive des prix de l'énergie).

Même dans ce cas, il faudrait accompagner la construction du CAD de coûteuses mesures de compensation connexes au niveau des utilisateurs de chaleur (minimiser les seuils de température et les consommations thermiques des immeubles dans la zone CAD).

Investir, coopérer et planifier

Dans sa configuration actuelle, la future centrale CCGT de Chavalon axe la valorisation de ses rejets de chaleur sur la production d'électricité. L'objectif de valorisation de ces rejets thermiques pour un réseau de chauffage à distance semble difficilement réalisable à court terme. Cependant, du fait de l'ordonnance sur la compensation des émissions de CO_2 des CCGT, des stratégies de compensation devront être développées, entraînant des investissements massifs. Une coopération proche entre l'exploitant, les agglomérations majeures et les investisseurs privés est à même de donner l'impulsion pour développer une stratégie énergétique intégrée et à long terme, répondant à une démarche de réduction des émissions de CO_2. Un tel partenariat permet de rentabiliser les investissements.

Les producteurs d'électricité (nationaux ou locaux) de demain peuvent s'avérer être des partenaires potentiellement intéressés à déployer une distribution de chaleur à plus ou moins large échelle, car celle-ci leur permettra d'atteindre les hauts niveaux d'efficacité énergétique qu'exigera notre avenir. Cependant, la concurrence territoriale du CAD avec d'autres énergies de réseaux ne peut se gérer qu'à l'échelle locale, municipale. En ville de Lausanne, entre 2000 et 2005, on pouvait compter annuellement sur 15 raccordements au CAD, représentant une puissance de 4 MW; en 2006, 39 nouveaux raccordements (plus de 8 MW) ont été comptabilisés; en 2007, ce ne sont pas moins de 42 raccordements (plus de 9 MW) qui ont été effectués et, en 2008, déjà plus de 40 raccordements ont été opérés à la fin septembre. Un rythme «forcé» de raccordement au CAD est désormais à considérer compte tenu du nouveau contexte énergétique. La coopération entre les municipalités et les producteurs d'électricité aurait-elle trouvé là son thème de prédilection?

Vu que le déploiement d'un réseau de chaleur à basse température à l'échelle d'une agglomération comme celle de Lausanne nécessite 25 ans, il s'avèrerait opportun de planifier dès aujourd'hui un objectif de déploiement intensif si l'on entend pouvoir répondre favorablement en 2035 à la même «colle» que CTV nous pose aujourd'hui.

Pour ce faire, la maîtrise de la distribution géographique de la prestation énergétique à satisfaire semble être d'un précieux concours à la mise en place d'un système énergétique efficient centré sur l'usage de l'énergie. Les données statistiques encore lacunaires et le manque de collaboration avec les acteurs concurrents de la prestation thermique nous motivent à proposer le déploiement d'une plate-forme d'information géographique – un SIG (Système d'Information Géographique) de la prestation énergétique – à l'échelle de nos agglomérations urbaines.

Les nouveaux modèles de management et de diffusion de prestations énergétiques (comme le confort thermique par ex.) doivent à terme se substituer aux vieux et tenaces systèmes concurrents de livraison d'électricité, de gaz, de pellets ou de fuel à des abonnés. La recherche de l'efficacité qu'imposent ces nouveaux modèles apparaît comme un encouragement pour la production combinée et la distribution de chaleur à large échelle.

L'utilisation de la force électrique va se développer inexorablement pour de nouveaux usages jusqu'ici anecdotiques – telle que la mobilité individuelle. L'efficience énergétique étant aujourd'hui de rigueur, il apparaît incontournable à l'avenir de coupler la production électrique avec une pleine valorisation des rejets. La recherche d'adéquation entre le service énergétique et la prestation de service, de même que la recherche d'efficacité dans les systèmes de production électrothermique, en appellent à la réalisation de plan directeur des énergies de réseaux à l'échelle des agglomérations. Ces plans directeurs devront intégrer les deux axes stratégiques que sont les abaissements systématiques des températures de service et la constitution de réseau de chaleur à même d'abriter la cogénération.

CREM

Le *CREM* est un centre de R et D, de services et d'informations, liés à la problématique de l'énergie, notamment au niveau de sa production, de sa distribution et de son stockage. Le CREM est une association au service de la communauté et, en particulier, des communes, des régions et des entreprises. Le CREM a comme objectif d'être une interface privilégiée entre la R et D, le secteur industriel et les municipalités, notamment en consolidant un réseau de compétences pluridisciplinaires centré sur la durabilité énergétique.

Centre de Recherches Energétiques et Municipales (CREM),
rue des Morasses 5, 1920 Martigny,
tél. 027 721 25 40, fax 027 722 99 77,
info@crem.ch

Zusammenfassung

Thermische Kraftwerke: Wie kann die Wärme genutzt werden?

Die Stromerzeugung wird künftig häufig durch thermische Kraftwerke sichergestellt, die einerseits mit fossiler Energie und andererseits mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Unabhängig davon, inwiefern fossile Energiequellen durch erneuerbare Quellen abgelöst werden, bedingt die Verwertung der Wärme aus Erdwärme, Biomasse (Holz), Biogas, Klärgas (ARA) und Abfällen (KVA) für die Stromherstellung die Erstellung thermischer Kombikraftwerke (Strom und Wärme). Für jede Stromeinheit, die in einem thermischen Kraftwerk erzeugt wird, müssen die zugeführten 1 bis 10 Wärmeeinheiten verwertet werden, die heute noch viel zu häufig als nicht nutzbare Nebenprodukte betrachtet werden.

Der neue S800-Hochleistungsautomat. Für kompromisslose Sicherheit.

Flexibel und kompakt bis 125 A.

Der S800-Hochleistungsautomat von ABB setzt neue Massstäbe. Sein hohes Bemessungsschaltvermögen bis 50 kA vereinfacht die Planung und garantiert einen sicheren Betrieb. **Der Nennstrombereich bis 125 A, die hohe Kurzschlussleistung, die überzeugenden Selektivitäts- und Back-up-Eigenschaften machen ihn mit maximaler Verfügbarkeit auch unter extremen Bedingungen zur perfekten Lösung für den Anlagenschutz.** Die kompakte Bauart, sehr gute Strombegrenzungen, Trip-Positionsanzeigen, Wechselklemmenadapter mit Käfigklemmen oder Ringkabelschuhanschluss sowie ein umfangreiches Zubehör garantieren ein hohes Mass an Flexibilität und Komfort. Einfacher und besser geht es wirklich nicht mehr. Selbstverständlich entspricht der S800-Hochleistungsautomat allen wichtigen Normen sowie Approbationen wie IEC60947-2, EN/IEC60898-1 (demnächst UL489), CCC, GOST und den Schiffsklassifikationen DNV, GL/D, LRS/GB und RINA. Er ist in den Charakteristiken B, C, D, K, KM, UCB und UCK lieferbar.

ABB Schweiz AG, Normelec
Badenerstrasse 790, CH-8048 Zürich
Tel. 058 586 00 00, Fax 058 586 06 01
Avenue de Cour 32, CH-1007 Lausanne
Tél. 058 588 40 50, Fax 058 588 40 95
www.abb.ch / www.normelec.ch

Power and productivity
for a better world™

ABB