

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses

Band: 86 (1995)

Heft: 7

Artikel: La cogénération par les groupes de secours : possibilités d'adaption des groupes de secours existants en unités de cogénération pour la couverture d'une part des besoins locaux

Autor: Storelli, Stéphane

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-902437>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 19.11.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Nombre d'importants consommateurs d'énergie sont équipés de groupes de secours qui assurent leur alimentation en électricité en cas de coupures de courant. L'utilisation de ces groupes pour diminuer la demande de pointe, notamment, peut s'avérer financièrement intéressante à la condition que la chaleur dégagée par l'installation soit valorisée sur place. Le concept présenté dans cet article consiste à adapter les groupes électrogènes existants afin qu'ils puissent, en plus de leur fonction prioritaire de secours, être utilisés en unités de cogénération (couplage chaleur-force).

La cogénération par les groupes de secours

Possibilités d'adaptation des groupes de secours existants en unités de cogénération pour la couverture d'une part des besoins locaux

■ Stéphane Storelli

Nombre d'importants consommateurs d'énergie sont équipés de groupes électrogènes indépendants destinés à assurer les besoins minimaux en énergie électrique en cas de coupures accidentelles ou forcées de courant. L'utilisation de ces groupes pour couvrir une partie des besoins en électricité du consommateur et diminuer la demande de pointe, notamment, peut s'avérer financièrement intéressante à la condition que la chaleur dégagée par l'installation soit valorisée sur place.

Le concept proposé dans ce projet réalisé par le Crem (Centre de Recherches Energétiques et Municipales) à Martigny, en collaboration avec le bureau Eicher & Pauli AG à Liestal, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (Ofen), consiste à adapter les groupes électrogènes existants afin qu'ils puissent, en plus de leur fonction prioritaire de secours, être utilisés en unité de cogénération (couplage chaleur-force).

Pour réaliser cette adaptation, il est avant tout nécessaire d'équiper les groupes d'un dispositif de nettoyage des fumées afin qu'ils puissent être exploités plus de

50 heures par an, limite fixée par l'ordonnance sur la protection de l'air (OP air). La chaleur du circuit de refroidissement, de même que la chaleur des gaz d'échappement doit être récupérée au travers d'échangeurs et injectée sur le circuit de chauffage du consommateur.

L'avantage principal de l'adaptation proposée réside dans le fait qu'elle permet de valoriser au mieux un investissement destiné à des missions de secours, le coût d'adaptation d'un groupe restant inférieur au coût d'une nouvelle installation de couplage chaleur-force. L'utilisation des groupes de secours en unités de cogénération peut s'avérer financièrement intéressante si toute la chaleur produite durant les 3000 heures au moins de fonctionnement annuel du groupe peut être consommée par l'établissement, et pour autant que la structure tarifaire de l'électricité rende un système d'autoproduction financièrement intéressant.

Contexte économique

L'augmentation constante de la demande d'électricité de ces dernières années a forcé les compagnies productrices à consentir de

Cette étude a été réalisée par le Crem (Centre de Recherches Energétiques et Municipales) à Martigny et le bureau Eicher & Pauli AG à Liestal, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (Ofen).

Adresse de l'auteur:

Stéphane Storelli, ingénieur, chef de projet, Crem, rue des Morasses 5, 1920 Martigny.

lourds investissements. Les taux de croissance annuels constatés et prévus jusqu'à la fin du siècle sont de l'ordre de 10%. Cette croissance est aujourd'hui revue à la baisse. Comme il faut maintenant près de dix ans pour construire une nouvelle centrale, les producteurs sont dans une situation difficile. Avant de se lancer dans de lourds investissements dont on ne sait s'ils vont être rentables à l'avenir, il paraît judicieux de trouver des solutions intermédiaires, demandant de faibles investissements tout en augmentant l'offre en énergie, et en énergie de pointe notamment. Si la demande en électricité stagne – ce qui est le cas actuellement – ou diminue, on disposera d'un surplus de puissance et d'énergie qui ne pourra être rentabilisé. Cela se traduira par

une augmentation des tarifs de l'électricité afin de combler le manque à gagner. Or, de nouvelles augmentations pourraient inciter les consommateurs à trouver de nouvelles solutions pour diminuer leur dépendance. On pense ainsi à l'implantation d'unités de cogénération, au délestage sélectif, etc. Chacune de ces opérations va contribuer à diminuer encore la rentabilité des nouvelles centrales.

Les producteurs et les distributeurs ont donc tout intérêt, dans une telle situation, à exploiter au maximum les possibilités et les marges de manœuvre des consommateurs. L'encouragement à développer la cogénération ou le délestage au travers de mesures tarifaires adaptées semble par conséquent une voie raisonnable. L'adaptation des

groupes de secours existants en unités de cogénération, dont le coût est comparable, voire inférieur aux coûts de construction de nouvelles centrales, permettrait d'assurer une bonne part des besoins énergétiques futurs, en cas d'augmentation de la demande. Cela ne pourrait se faire cependant que si le distributeur connaît exactement le potentiel et le programme d'exploitation de ces groupes de secours, afin qu'il puisse les considérer dans son programme d'exploitation.

Les montants à investir sont comparables ou inférieurs aux montants investis pour la construction d'une nouvelle centrale de production, que ce soit une centrale hydroélectrique ou une turbine à gaz. Ils se situent, selon les cas étudiés, entre 1200 et 2500 francs par kW de puissance élec-

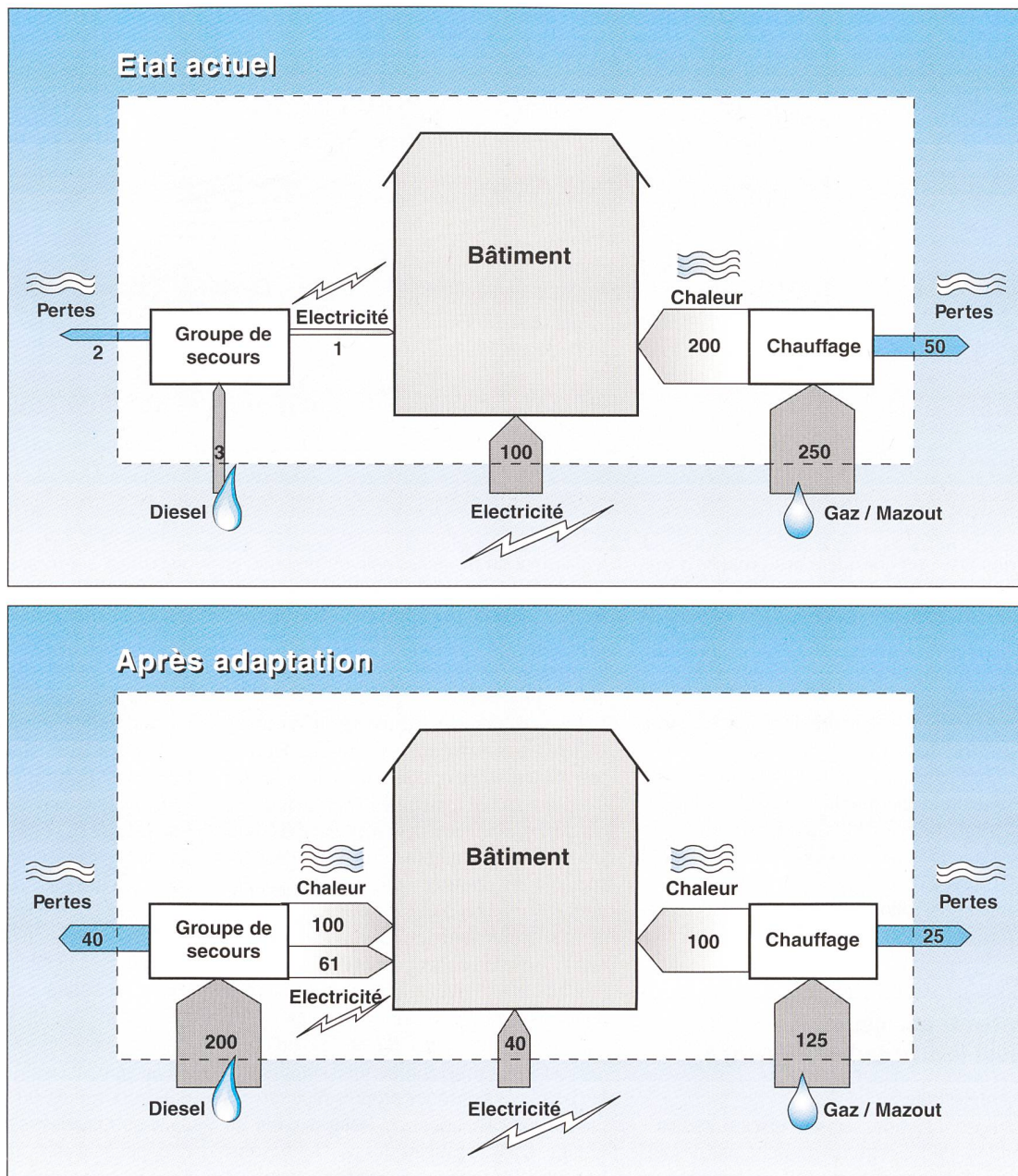
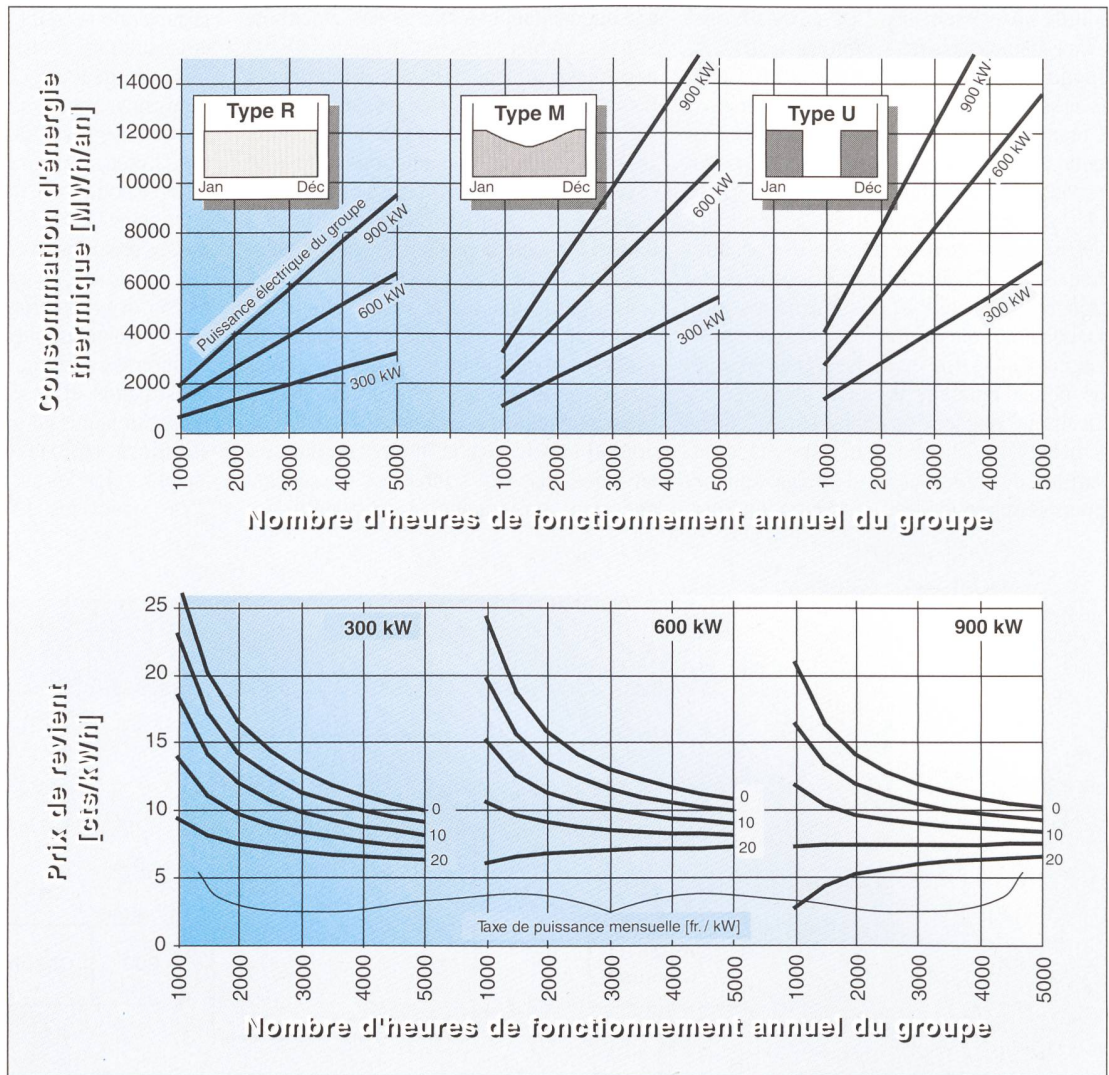


Figure 1 Principe technique de l'adaptation d'un groupe de secours en unité de cogénération

Figure 2 Abaque pour déterminer la rentabilité de l'adaptation d'un groupe de secours en unité de cogénération

Pour le calcul du prix de revient de l'énergie on a supposé un prix du combustible de 350 fr./t.



trique, si l'on considère des groupes d'une puissance électrique de l'ordre de 200 à 400 kW. On se situe donc dans les ordres de grandeur d'investissements des centrales conventionnelles:

- Aménagement hydroélectrique: environ 1200 francs/kW
- Turbine à gaz: environ 2400 francs/kW
- Centrale thermique à huile lourde: environ 4000 à 5000 francs/kW
- Eolienne de 150 kW: environ 6000 francs/kW
- Centrale photovoltaïque de 3 kW: environ 15 000 francs/kW

Intérêts et enjeux pour le distributeur d'énergie

Le délestage

La réinjection, dans le réseau de distribution, de l'électricité produite par des autoproduiteurs présente le désavantage pour

le distributeur de ne pas pouvoir prévoir cet apport. Il ne peut par conséquent pas tenir compte de cette capacité de puissance supplémentaire du fait qu'il ne sait pas si cette énergie sera disponible au moment où il en aura le plus besoin.

La distribution d'électricité régie par des sociétés semi-privées est soumise au législateur. On envisage de contraindre les sociétés distributrices de reprendre l'énergie injectée par des particuliers à des tarifs élevés (16 ct./kWh). Cette éventualité n'enchant pas les sociétés distributrices qui ne peuvent pas budgétiser cette énergie, souvent produite de manière aléatoire et à des heures creuses, là où l'offre est abondante et de faible coût.

Dans notre étude nous ne considérons donc pas la réinjection mais le délestage de certaines grosses consommations. En effet, le groupe est mis en fonction seulement si les besoins électriques propres du consommateur sont supérieurs à la production du groupe. Dans la plupart des cas, les besoins les plus importants d'énergie électrique

chez les consommateurs sont constatés pendant les heures pleines d'hiver, soit au moment où le distributeur a le plus besoin d'un apport. La structure tarifaire gérant les échanges entre le distributeur et le consommateur est déterminante pour définir le mode d'exploitation du groupe.

L'une des principales difficultés rencontrées par l'utilisation de groupes décentralisés réside dans l'incapacité de prévoir l'arrivée de la pointe et ainsi commander à temps leur enclenchement. Pour remédier à cet inconvénient, nous proposons de définir auparavant les heures de fonctionnement des groupes afin de prévoir leur apport dans le «budget-puissance» du distributeur et de définir la valeur exacte de cet apport. On devra, par exemple, compter avec l'enclenchement pendant les heures pleines d'hiver d'une puissance de 1500 kW répartie sur plusieurs unités de secours. Cela signifie donc qu'un délestage de 1500 kW est pratiqué pendant les heures pleines d'hiver. Ceci n'est possible que si une réserve suf-

fisante est garantie en cas de panne de l'un des groupes de secours. Pour ce faire, le distributeur pourrait devoir investir chez l'un des consommateurs pour rendre son installation exploitable en cogénération. Celle-ci ne serait alors pas utilisée en fonctionnement normal et ne servirait qu'à assurer les besoins maximaux en cas de panne d'une des autres unités de secours.

La valorisation de la chaleur

Pour des raisons énergétiques (les rendements électriques de ces unités avoisinant les 30 à 40%), environnementales et économiques évidentes, on ne peut pas faire fonctionner un groupe d'appoint plusieurs centaines d'heures par année si la chaleur produite ne peut être au moins partiellement valorisée. Les réseaux de distribution d'électricité désirant s'équiper d'une unité d'appoint ne disposent souvent pas de possibilités de valoriser la chaleur, à moins de créer de toutes pièces un réseau de chauffage urbain desservant une ville ou un quartier. L'utilisation de petits groupes de secours permet de valoriser la chaleur de chacun d'eux chez le consommateur. Dans les divers cas étudiés, on parvient à valoriser la totalité de l'énergie produite sur place, par injection dans le réseau de chauffage de l'établissement. Les besoins de chaleur étant maximaux durant les heures pleines d'hiver, ils coïncident parfaitement avec les besoins maximaux en électricité.

Les relations distributeur-consommateurs

Il est possible, soit que le distributeur télécommande les groupes à sa guise et en fonction de la demande d'électricité, soit que les heures de fonctionnement assuré des groupes soient définies clairement à l'avance. Il faut éviter de faire fonctionner ces groupes si la totalité de la chaleur récupérée ne peut être valorisée. Cependant, le fonctionnement en heures pleines d'hiver, soit environ 2000 heures par an semble être assuré dans la plupart des cas.

L'investissement nécessaire à l'adaptation du groupe pourrait être consenti soit par le consommateur qui doit y trouver un avantage financier répercuté au travers de ses tarifs, soit par la société distributrice qui verserait un dividende au consommateur pour couvrir les frais d'entretien et d'exploitation; cette manière de faire est actuellement pratiquée par divers services qui versent au possesseur du groupe de secours un montant défini par le nombre d'heures d'utilisation dépassant le minimum prescrit pour les essais de fonctionnement.

Rentabilité pour le distributeur

Pour que l'adaptation des groupes de secours proposée soit rentable, il est impératif

que les différents partenaires (consommateur et fournisseur) y trouvent leur compte. Dans certains des cas examinés et sous certaines conditions d'exploitation c'est le cas pour le consommateur, mais l'est-ce aussi pour le distributeur?

Les simulations réalisées sur le cas de l'Hôpital de Martigny permettent de définir le seuil de rentabilité. Les tarifs pratiqués à Martigny étant peu élevés (10,5 et 7 ct./kWh et 8 fr./kW et an), il est impératif que le groupe ait un taux d'utilisation maximum (env. 5000 h/an) et que la totalité de la chaleur puisse être récupérée afin que l'adaptation du groupe soit financièrement intéressante pour l'hôpital. L'intégration d'une taxe de souscription de puissance, sur le modèle EDF par exemple (env. 100 fr./kW et an pour notre cas) contribuerait à rendre cette adaptation plus intéressante financièrement.

Pour le distributeur, la structure tarifaire pratiquée par le producteur-transporteur ne permet pas de développer un tel concept. Ici encore, l'introduction d'une taxe de souscription de puissance permettrait d'atteindre le seuil de rentabilité souhaité. Les simulations ont montré que si une taxe de souscription de l'ordre de 120 fr./kW et an (pour 3000 h/an d'utilisation du groupe) vient s'ajouter aux tarifs en vigueur, l'adaptation proposée devient compétitive.

Le principe technique

Groupe de secours

Les groupes de secours sont en général entraînés par des moteurs diesel. Ces moteurs sont produits en grande série et sont donc bon marché. Ils sont robustes et fiables et peuvent être utilisés en régime continu avec un minimum d'adaptations. Les différences par rapport aux moteurs à gaz résident principalement dans leur taux d'utilisation plus faible (80% contre 90%) en raison des températures élevées des gaz d'échappement et leur rendement électrique plus élevé d'environ 37% contre 30% pour les moteurs à gaz (figure 1).

Valorisation de la chaleur du moteur

Le circuit de refroidissement du moteur doit être couplé au réseau de chauffage du consommateur, par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur. Les rejets de chaleur du moteur ne pourront cependant être totalement valorisés dans le réseau de chauffage que si la température de retour du circuit de chauffage est plus basse que 75°C environ, correspondant à la température nécessaire à l'entrée du circuit de refroidissement du moteur. Dans le cas où les besoins de chaleur varient fortement, on devra

recourir à un stockage de chaleur (12 à 36 heures).

Valorisation de la chaleur des gaz d'échappement

En général, les gaz d'échappement sont rejetés à une température d'environ 450°C. Un échangeur de chaleur tubulaire permet de valoriser ces rejets de chaleur jusqu'à une température de 180°C, les problèmes de corrosion provoqués par les condensats rendant délicate l'utilisation de températures inférieures. L'échangeur de chaleur doit être branché en série sur le circuit de refroidissement du moteur et doit garantir un refroidissement suffisant.

Nettoyage des fumées

Les fumées des groupes de secours utilisés plus de 50 heures par an doivent être épurées si l'on entend respecter les limites prescrites par l'ordonnance sur la protection de l'air (OP air). Il s'agit de réduire les émissions de NO_x et les particules de suie. Des systèmes complets de Denox sont offerts sur le marché.

Protection contre le bruit

De nombreux groupes sont déjà équipés de dispositifs d'isolation phonique. Ces dispositifs sont souvent insuffisants et ne permettent pas d'éviter les nuisances provoquées par le bruit lors d'une exploitation en régime continu. Diverses mesures sont alors proposées telles que des caissons antibruit, le recouvrement des murs du local abritant le groupe par des matelas antibruit ou des amortisseurs de vibrations.

Exploitation en parallèle avec le réseau

La régulation existante doit être complétée par divers organes: appareil de synchronisation avec le réseau, contrôleur de réseau, relais de puissance antiretour, contrôleur de tension régulateur de puissance, contrôleur de puissance, synchronisation de fréquence. Cet équipement ne dépend pas de la puissance du moteur. Il pénalise ainsi les petites installations.

Calcul de la rentabilité pour l'utilisateur

Pour donner une première appréciation de la rentabilité d'une adaptation d'un groupe de secours, il est proposé d'utiliser l'abaque de la figure 2. Comment pratiquer? Tout d'abord, il est nécessaire de rassembler les données suivantes:

1. Consommation annuelle de chaleur (en MWh/an)
2. Indication sur le type de consommation de chaleur

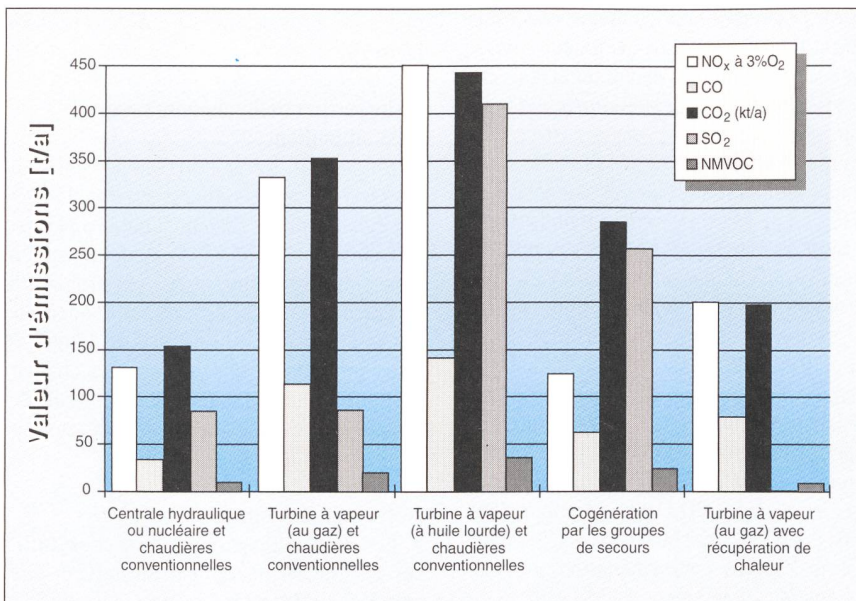


Figure 3 Comparaison des émissions polluantes selon divers types de centrales

Les données se rapportent à une puissance électrique de 100 MW, une production électrique annuelle de 400 GWh et une production annuelle d'énergie thermique valorisable de 464 GWh.

- Type R: la consommation de chaleur est régulière toute l'année
 - Type M: la consommation subit des variations saisonnières
 - Type U: la consommation est négligeable en été; les variations saisonnières sont importantes
3. Puissance électrique du groupe de secours
 4. Tarifs d'achat de l'électricité, soit la taxe de consommation et la taxe de puissance.

Une fois les données rassemblées, il est possible, à l'aide du premier diagramme, de déterminer le taux d'utilisation du groupe, à savoir combien d'heures par année il pourra fonctionner. Cette indication et la taxe de puissance pratiquée par le fournisseur d'électricité permet, à l'aide du second diagramme, de déterminer le prix de revient de l'énergie électrique produite. Si le prix pratiqué par le distributeur dépasse le prix de revient ainsi déterminé, l'adaptation du groupe en unité de cogénération paraît au premier abord financièrement intéressante.

Impacts énergétiques et environnementaux

Les groupes de secours, de même que les centrales thermiques à gaz ou au fuel consomment de l'énergie fossile. Il est évident que les atteintes à la qualité de l'air (NO_x, CO₂ notamment) sont plus importantes que pour la production d'électricité dans des centrales hydroélectriques ou nucléaires.

Les possibilités de production supplémentaire d'énergie d'origine hydroélec-

trique sont limitées. Les travaux actuels permettent d'augmenter la puissance disponible, mais pas de produire de l'énergie supplémentaire. Les possibilités d'augmenter la production d'énergie nucléaire sont elles aussi restreintes.

Le concept d'utilisation des groupes de secours en cogénération permet d'offrir une multitude de petits réseaux de valorisation de chaleur améliorant considérablement le rendement global de la production d'électricité par voie thermique.

La figure 3 illustre la comparaison des atteintes à la qualité de l'air si l'on veut produire et valoriser l'énergie issue de divers types de centrales. Les données se rapportent à une puissance électrique de 100 MW et une production annuelle d'électricité de 4 GWh et de 6,25 GWh de chaleur valorisable. Cela correspond, pour les 25 prochaines années, à la moitié de l'augmentation des besoins annuels en électricité, si la progression est de l'ordre de 3% par an. Les variantes présentées dans cette figure sont les suivantes:

- centrale hydraulique ou nucléaire: la production d'électricité ne porte pas atteinte à la qualité de l'air. Les données d'émissions se rapportent à la production de 6,25 GWh d'énergie thermique par des chaudières à mazout (55%) et à gaz (45%) conventionnelles;
- centrale thermique par turbine à vapeur consommant du gaz: les pertes thermiques ne sont pas valorisées car on ne dispose pas ici d'un réseau de chaleur permettant de les absorber. Les émis-

sions se rapportent à la consommation de gaz de la centrale à laquelle s'ajoutent le gaz et le mazout utilisés pour la production de 6,25 GWh thermiques par des chaudières conventionnelles;

- centrale thermique par turbine à vapeur consommant du fuel lourd: les pertes thermiques ne sont pas valorisées car on ne dispose pas ici d'un réseau de chaleur permettant de les absorber. Les émissions se rapportent à la consommation de fuel lourd de la centrale à laquelle s'ajoutent le gaz et le mazout utilisés pour la production de 6,25 GWh thermiques par des chaudières conventionnelles;
- cogénération par les groupes de secours: il s'agit ici du concept proposé dans ce projet et qui englobe 400 installations de 250 kW de puissance électrique. Il serait ainsi possible de valoriser les rejets thermiques de 400 consommateurs propriétaires de groupes de secours adaptés, permettant ainsi d'éviter la consommation de 6,25 GWh d'énergie thermique par des chaudières conventionnelles au gaz ou au mazout;
- centrale thermique par turbine à vapeur consommant du gaz et valorisant les pertes thermiques: cette variante se rapporte à une centrale thermique pouvant valoriser l'ensemble de ses rejets thermiques dans un réseau de chaleur et ainsi éviter la consommation de 6,25 GWh d'énergie thermique par des chaudières conventionnelles au gaz ou au mazout.

Cette comparaison permet de constater que la meilleure solution pour minimiser les atteintes à la qualité de l'air – en considérant le développement limité des solutions hydrauliques et nucléaires – est la production d'électricité par des centrales thermiques raccordées à un réseau de chauffage urbain, ce qui permet de valoriser la totalité des rejets thermiques. Le nombre de réseaux de chauffage urbains de grande capacité existant en Suisse étant peu élevé, on peut considérer l'utilisation des groupes de secours comme un complément intéressant si l'on entend minimiser les atteintes à la qualité de l'air.

Conclusions et recommandations

L'utilisation des groupes de secours existants en unités de cogénération implique une adaptation relativement onéreuse, notamment pour le traitement des gaz d'échappement et la synchronisation avec le réseau. Ces coûts ne sont que partiellement influencés par la taille de l'installation, ce qui a comme effet de pénaliser les installations de petite puissance. On ne peut donc que difficilement imaginer dé-

velopper ce concept pour des groupes de secours dont la puissance est inférieure à 150 kW.

Les besoins en énergie thermique des consommateurs influencent directement la rentabilité de l'adaptation proposée des groupes de secours. Un important consommateur de chaleur, dont la demande est plus ou moins constante tout au long de l'année peut envisager d'adapter son groupe avec une rentabilité assurée. C'est le cas d'un des exemples examinés, à savoir la firme Toni S.A. à Zurich.

Cela signifie que quelle que soit la structure tarifaire appliquée, le concept proposé dans ce projet est financièrement rentable (pour le consommateur) si le groupe a un taux de fonctionnement élevé (p. ex. 5000 heures par an). L'utilisation sur les sites des consommateurs (délestage) de la production électrique des groupes évite en outre les problèmes de reprise d'énergie et ses débats tarifaires. Pour que le concept proposé dans ce projet soit également économiquement rentable pour le distributeur et le producteur il faudrait que ceux-ci investissent dans ces installations comme ils le font pour d'autres unités de production.

L'utilisation des groupes pour la couverture des besoins de pointe électrique – soit un faible taux d'utilisation – ne peut être envisagée que si la structure tarifaire répercute au mieux les coûts de disponibilité de puissance. La structure tarifaire doit donc refléter la structure des coûts réels, à savoir les coûts relatifs aux infrastructures de production et de transport (taxe de souscription de puissance fixe), les coûts relatifs aux infrastructures de transformation et de distribution (taxe de puissance fixe) et les coûts dépendant de la quantité d'énergie utilisée, soit les coûts d'exploitation, d'entretien (taxe de consommation).

Seule une telle structure tarifaire permettrait de développer l'utilisation des groupes de secours au bénéfice de tous les partenaires. En France ou en Allemagne, là où la structure tarifaire pénalise la mise à disposition de la puissance, on constate un développement important de la cogénération chez les consommateurs. En Suisse, en appliquant une telle structure tarifaire, on permettrait de développer la cogénération, ce qui offrirait la possibilité de vendre davantage de puissance à nos voisins européens.

Le principal avantage de l'adaptation des groupes de secours en unités de cogénération réside dans la possibilité de valoriser au maximum les rejets thermiques, les réseaux de chaleur des consommateurs constituant une multitude de réseaux de chauffage à distance. Dans le cas d'une centrale thermique conventionnelle, il faudrait créer de toutes pièces un réseau de chauffage à distance si l'on entend valoriser les pertes thermiques et éviter un impact trop important sur la qualité de l'air.

La priorité en matière d'infrastructures productrices d'électricité doit être accordée à la construction de centrales thermiques

sur les réseaux existants (p. ex. la centrale de 27 MW électrique des SI Lausanne sur le réseau de chauffage urbain) ainsi qu'au développement des installations hydro-électriques. Cependant les occasions sont limitées, les travaux actuels étant orientés vers une augmentation de puissance sans production supplémentaire d'énergie.

L'utilisation des groupes de secours, dont le potentiel en Suisse reste cependant limité à environ 100 MW (200 à 300 MW si une politique active d'encouragement est entreprise), peut contribuer favorablement à améliorer l'indépendance énergétique de notre pays et la qualité de l'énergie échangée avec nos voisins.

Wärme-Kraft-Kopplung mit Notstromgruppen

Bestehende Notstromaggregate zur Erzeugung von lokal benötigter elektrischer und thermischer Energie aufrüsten?

Grössere Stromkonsumenten sind zur Überbrückung von Netzabschaltungen sehr oft mit Notstromgruppen ausgerüstet. Der vorliegende Artikel beschreibt ein Konzept zum zusätzlichen Einsatz dieser Anlagen für die Erzeugung von lokal benötigter elektrischer und thermischer Energie durch Wärme-Kraft-Kopplung (siehe Bild 1). Zu diesem Zweck müssen aber an den Anlagen verschiedene Anpassungen vorgenommen werden. Aufgrund der Luftreinhalteverordnung sind die Aggregate mit einer Rauchgasreinigungsanlage auszurüsten, damit sie länger als 50 Stunden pro Jahr in Betrieb genommen werden können. Ferner müssen für die Rekuperation der Abwärme der Anlagen und der Abgase Wärmetauscher sowie Einspeisungen in das Wärmenetz des Verbrauchers installiert werden.

Der Hauptvorteil eines Einsatzes der Notstromgruppen für die Erzeugung von Strom und Wärme im Normalbetrieb liegt darin, dass vorhandene Installationen besser genutzt werden können. Auch liegen die Kosten für die dazu erforderlichen Anpassungen tiefer als jene für eine eventuell notwendige neue Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlage. Das vorgeschlagene Vorgehen erweist sich als wirtschaftlich interessant, sofern die Anlage während mindestens 3000 Stunden im Jahr in Betrieb genommen und die dabei produzierte Wärme vollständig genutzt werden kann. Auch ist eine günstige Stromtarifstruktur Voraussetzung.

Bild 2 erlaubt, die Wirtschaftlichkeit unter verschiedenen Annahmen und Randbedingungen abzuschätzen. Am günstigsten liegen die Verhältnisse bei Betrieben, die während des ganzen Jahres einen relativ konstanten Wärmebedarf haben und die gleichzeitig aufgrund des Eigenbedarfs nicht auf Rücklieferungen an das Elektrizitätswerk angewiesen sind. Ein gutes Beispiel für die Anwendung dieser Methode, welches im Rahmen dieser Studie untersucht wurde, ist die Firma Toni AG in Zürich. Eine generelle Abschätzung des Potentials der Wärme-Kraft-Kopplung mit Notstromgruppen in der Schweiz liegt bei einer totalen elektrischen Leistung von etwa 100 MW – oder bei 200–300 MW, falls diese Methode speziell gefördert wird. Der Artikel vergleicht schliesslich verschiedene Anlagen auch unter dem Gesichtspunkt der Emissionen (Bild 3).