



Améliorer l'efficacité énergétique en utilisant la cogénération dans la production d'électricité

Jean-Marie Loiseaux¹, Henri Safa², Bernard Tamain³

Avertissement : La cogénération nucléaire a été envisagée en France il y a plusieurs dizaines d'années. A l'époque, les contraintes sur la production électrique, l'abondance de l'énergie et en particulier du pétrole et du gaz pour le chauffage, la non-prise de conscience du problème de réchauffement climatique ont conduit à ne pas mettre en œuvre en France ce type d'installations. Les choses ont beaucoup changé depuis en particulier la prise de conscience des problèmes posés par les combustibles fossiles en termes d'environnement. L'article qui suit se place dans ce contexte : dans quelle mesure la question de la cogénération doit être posée en France soit sur des installations existantes soit pour définir les centrales nucléaires du futur. Cet article ne considère que les ordres de grandeur. Ce n'est pas une étude R&D qui doit être menée sur un projet précis en suscitant des partenariats entre producteurs d'électricité, producteurs et distributeurs de chaleur, industriels, régions et état.

Résumé :

La cogénération d'électricité et de chaleur consiste à utiliser la chaleur habituellement rejetée à la source froide d'une installation thermique de production d'électricité. La chaleur ainsi récupérée peut permettre d'assurer chauffage collectif et production d'eau chaude sanitaire. Elle peut aussi être utilisée dans les processus industriels ne nécessitant pas des températures élevées. L'intérêt énergétique d'un usage significatif de chaleur cogénérée est que pour produire 6 kWh de chaleur à 120°C, on ne "perd" qu'un kWh de production d'électricité. Cette génération est applicable à toutes les centrales thermiques de production d'électricité. En optimisant l'ensemble des paramètres, le gain en *efficacité énergétique* pour ce secteur serait très important. Théoriquement, si toute la chaleur nécessaire au chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) était issue du parc des centrales thermiques actuelles (ce qui est possible au regard du gisement disponible), cela entraînerait une économie d'environ 20 % de l'énergie totale consommée en France et les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) de la France seraient aussi significativement réduites.

Dans cet article nous décrivons les solutions techniques à mettre en œuvre et présentons une étude préliminaire aboutissant aux coûts du MWh produit et transporté. En France, il s'agira surtout de la chaleur récupérée sur les centrales électriques nucléaires. Dans un contexte de recherche de réduction des GES, cette solution permettrait une avancée majeure qui apparaît économiquement viable. Une installation de taille significative pourrait par exemple être réalisée pour la région de Lyon proche de

¹ Ancien Professeur de Physique de l'Université de Grenoble

² Chercheur au CEA

³ Professeur Emérite de Physique à l'ENSI de Caen

centrales thermiques de production d'électricité qui pourraient aussi produire de la chaleur cogénérée. Le tissu industriel de la région des Hauts de France pourrait aussi largement bénéficier d'une cogénération d'envergure utilisant les centrales nucléaires locales. Une option de Stockage Saisonnier de Chaleur (SSC) est aussi présentée rapidement dans un cas de chauffage urbain. Cette option, qui permet une fourniture de chaleur continue sur l'année, a aussi l'avantage de faciliter l'usage optimal d'énergie électrique intermittente.

1) Place de la chaleur dans l'énergie

a) La place de la chaleur dans la consommation d'énergie mondiale

La chaleur est indispensable pour nos modes de vie modernes. En effet, la principale utilisation de produits énergétiques par l'être humain concerne la génération de chaleur, que ce soit dans les logements (chauffage et eau chaude) ou dans l'industrie (fours, séchage, stérilisation, vapeur, dessalement d'eau...). Ainsi 40% des 14.5 Gtep d'énergie primaire, soit 5.8 Gtep, ont été brûlés en 2015 pour, en définitive, produire de la chaleur à différentes températures. Les autres usages des sources d'énergie incluent l'électricité spécifique (appareillages, électronique, informatique, moteurs) pour 36%, le transport (traction) pour 18% et enfin, pour les combustibles fossiles, les usages non-énergétiques (lubrifiants, élastomères, cires...) pour 6%.

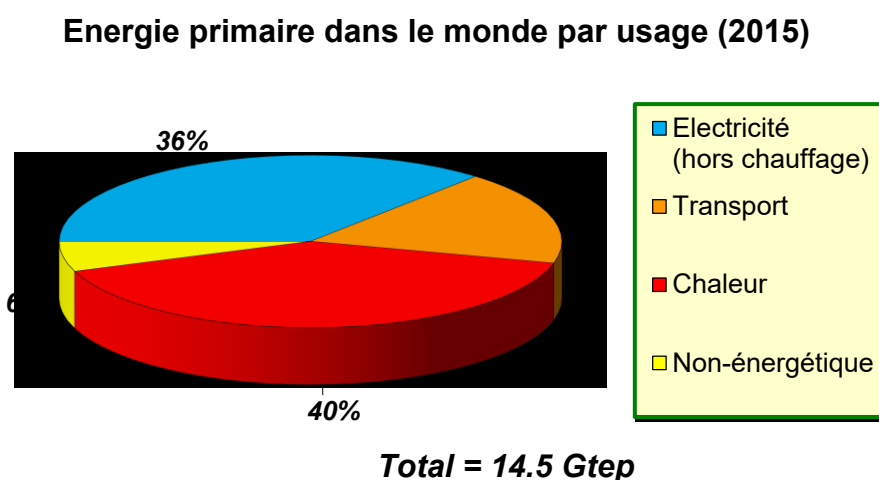


Figure 1 –La chaleur est le premier usage de l'énergie dans le monde.

b) La place de la chaleur dans la production d'énergie en France

A l'instar des autres pays du monde (Figure 1), la France ne fait nullement exception : plus de 40% de l'énergie primaire en France sert à la production de chaleur. La seule petite particularité de notre pays concerne l'utilisation plus élevée que la moyenne mondiale du

vecteur électrique pour la chaleur résidentielle et tertiaire⁴. A l'inverse, les réseaux de chaleur sont nettement moins développés que dans certains autres pays, notamment ceux du nord et de l'est de l'Europe⁵.

Il convient ici de bien faire la distinction entre la consommation finale énergétique telle que définie par les agences nationales et internationales de l'énergie et l'usage que le consommateur final en fait réellement. Par exemple, l'électricité est répertoriée comme un produit de consommation finale. Par contre, il n'y a pas vraiment de distinction établie entre une utilisation de l'électricité par un consommateur pour produire de la chaleur (par exemple pour chauffer un ballon d'eau sanitaire) ou pour brancher un ordinateur portable. Cependant, il est clair qu'une substitution par le vecteur chaleur est possible dans le premier cas, pas dans le second.

c) La chaleur basse température dans la consommation d'énergie en France

La chaleur est généralement transportée par un fluide (eau chaude, vapeur, gaz,...) porté à une certaine température. On distingue généralement 3 gammes de températures pour les besoins industriels :

- La chaleur à basse température ($< 200^{\circ}\text{C}$)
- La chaleur à température moyenne ($200^{\circ}\text{C} < T < 550^{\circ}\text{C}$)
- La chaleur à haute température ($T > 550^{\circ}\text{C}$)

Les demandes annuelles de chaleur en France se répartissent selon le tableau suivant⁶ :

Chaleur	(TWh)
Industrie	233
<i>dont $< 200^{\circ}\text{C}$</i>	<i>93</i>
<i>200°C à 550°C</i>	<i>81</i>
<i>> 550°C</i>	<i>58</i>
Résidentiel et Tertiaire	579
<i>dont Chauffage</i>	<i>456</i>
<i>ECS</i>	<i>78</i>
<i>Cuisson</i>	<i>45</i>
Agriculture et Pêche	17
TOTAL	829

Tableau 1 – Demande annuelle de chaleur en France selon les secteurs (hormis le secteur proprement dit de l'énergie).

⁴ Environ 27% de la production d'électricité française est utilisée pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans les logements. A titre de comparaison, cette fraction n'est que de 14% aux USA et de 19% en Grande-Bretagne.

⁵ En France, seuls 6% des usagers peuvent s'ils le souhaitent se raccorder à un réseau de chaleur urbaine. Cette proportion dépasse les 50% de la population en Suède, au Danemark, dans les pays baltes, en Finlande et culmine à près de 95% en Islande.

⁶ A signaler que le rapport du CVT de l'ANCRE [Réf. 1] avance un chiffre plus élevé – et probablement plus exhaustif – pour l'industrie (278 TWh pour l'année 2012) couvrant 37000 sites industriels métropolitains dont 103 TWh ayant une température inférieure à 250°C, ce qui est compatible avec le tableau fourni.

Comme on peut le constater sur la figure suivante (

Figure 2), la grande majorité de la consommation de chaleur se fait à basse température. Elle concerne plus particulièrement le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS) dans les secteurs résidentiel et tertiaire qui représentent les deux tiers de la totalité de la demande. La température correspondant aux besoins en eau chaude pour l'habitat varie selon les configurations entre 70°C et 120°C. Elle est typiquement de 90°C.

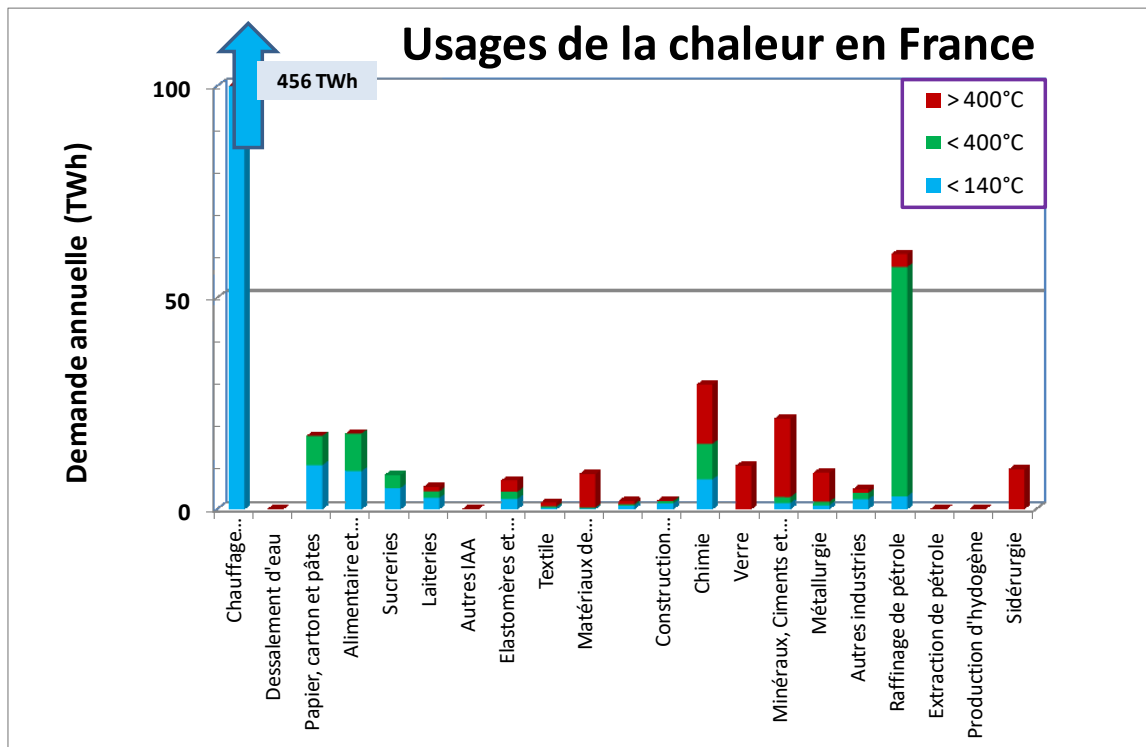


Figure 2 - Demande annuelle de chaleur dans l'industrie en France et comparaison avec la demande de chauffage dans le résidentiel-tertiaire.

d) La production de la chaleur

Toutes les sources d'énergie peuvent produire de la chaleur. Contrairement aux consommations finales dans chaque secteur répertoriées par produit énergétique, il est assez difficile d'obtenir des statistiques précises sur les usages réels de chaque produit afin d'en isoler les usages purement thermiques, à la fois en quantité et en température d'utilisation. Ce travail de recensement a néanmoins été mené dans le cadre de l'ANCRE pour les usages industriels de chaleur à basse température [1].

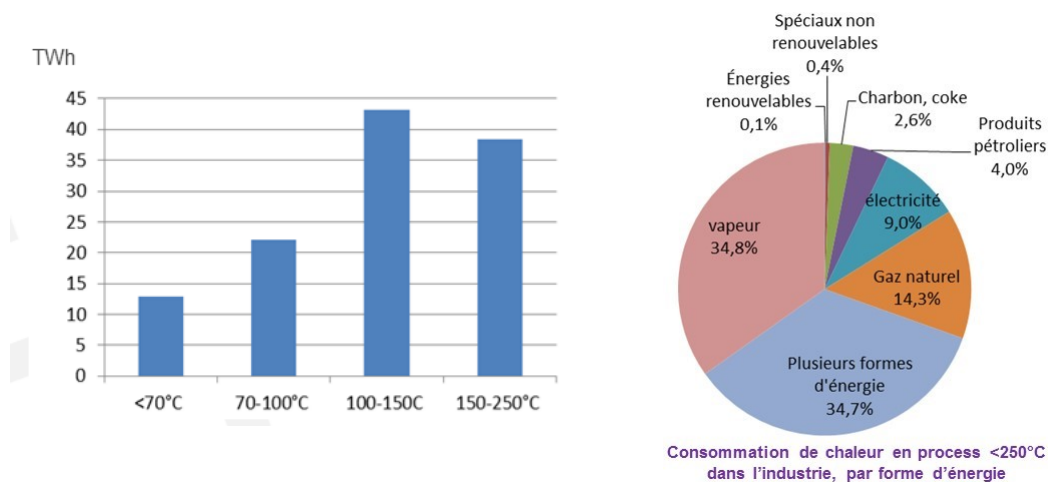


Figure 3 – Répartition de la consommation de chaleur finale dans l'industrie française selon [1]

Quant à la répartition des sources d'énergie pour la production de chaleur, elle peut être estimée en fonction des usages par secteur dans le tableau suivant :

Production de la chaleur	(%)
Charbon	2%
Pétrole	17%
Gaz	35%
Electricité	16%
Chaleur réseau	19%
Biomasse	9%
Renouvelables	2%
	100%

Tableau 2 – Répartition des sources d'énergie pour la production de chaleur finale en France, tous secteurs confondus.

On constate que le principal contributeur est le gaz et que les énergies fossiles représentent près des deux tiers des sources d'énergie de chaleur⁷. Contrairement à l'électricité⁸, la chaleur en France est donc fortement carbonée et émet en moyenne environ 200 gCO₂/kWh⁹.

e) La place actuelle de la production nucléaire en France

En France, le nucléaire représente 45% de l'énergie primaire, la fraction la plus élevée au monde. La chaleur générée par la fission des matières nucléaires est récupérée dans la cuve du réacteur par un fluide caloporteur pour être ensuite transformée en électricité

⁷ A signaler que les énergies fossiles représentent également la majorité (60%) des sources pour les réseaux de chaleur, principalement le gaz naturel. Les autres sources sont l'incinération des déchets urbains (14%), la biomasse (13%) et la géothermie (6%) [Référence : MEEM/SOeS, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid 2014]

⁸ L'électricité en France étant principalement d'origine nucléaire et hydraulique, elle est à 94% décarbonée. Le contenu carbone du kWh-électrique est dû aux centrales thermiques et se situe aux alentours de 60g de CO₂.

⁹ C'est la valeur de référence lorsque l'on utilise le gaz comme source de chaleur thermique.

dans un turbo-alternateur. Ce fluide étant de l'eau, le rendement thermodynamique du cycle dépend de la température maximale de l'eau du circuit primaire à 155 bars, qui ne peut excéder 340°C sous peine d'ébullition. Quel que soit le cycle choisi, la thermodynamique impose alors que la production d'électricité s'accompagne forcément d'une production de chaleur concomitante. Dans les réacteurs nucléaires à eau pressurisée actuels, environ 1/3 de l'énergie produite est transformée en électricité, les 2/3 restants étant rejetés dans l'environnement sous forme de chaleur. Cette énorme perte d'énergie (plus de 800 TWh/an) est considérée comme difficilement récupérable pour deux raisons essentielles. Premièrement, elle est produite à trop basse température (40°C) pour être utilement réutilisable. Deuxièmement, les réacteurs étant généralement situés loin des zones urbaines denses et la chaleur se transportant mal, la récupération de la chaleur nucléaire a été jugée économiquement non rentable. Ainsi, les réacteurs nucléaires sont aujourd'hui exclusivement dévolus à la production d'énergie électrique pure, une énergie noble, mais délaissant un réservoir d'énergie thermique très important. De plus, l'évacuation obligatoire de cette chaleur nécessite de disposer d'une source froide externe en prélevant de grandes quantités d'eau dans l'environnement (mer ou rivières) tout en respectant la loi LEMA sur le réchauffement des eaux.

Cependant, l'intérêt mondial croissant pour l'efficacité énergétique a entraîné ces dernières années une résurgence des études pour la production directe de chaleur, y compris à partir de centrales nucléaires. La multiplication des réseaux de chaleur et l'amélioration industrielle du transport de chaleur à basse température (< 120°C), ont permis de diminuer les pertes thermiques de près d'un ordre de grandeur. Des technologies sont apparues qui laissent maintenant entrevoir des applications possibles de transport à grandes, voire très grandes distances (80 km¹⁰). Par ailleurs, avec la baisse continue du prix de gros de l'électricité, la chaleur devient un produit valorisable à un coût économique de plus en plus intéressant¹¹. Il convient donc de revisiter la possibilité de l'utilisation de la chaleur issue des réacteurs nucléaires et d'analyser de plus près quelles modifications sur les réacteurs actuels sont envisageables pour que la centrale puisse fournir une production combinée d'électricité et de chaleur. C'est le principe de la **cogénération nucléaire**.

Des études récentes menées au CEA et dans le cadre de l'ANCRE (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) démontrent le triple intérêt de la récupération de la chaleur des centrales nucléaires pour le chauffage urbain et l'eau chaude sanitaire. L'intérêt est tout d'abord énergétique car la récupération de la chaleur d'un réacteur est équivalente à une augmentation de production énergétique (électricité + chaleur commercialisée) de +70% et ceci, sans brûler aucun combustible supplémentaire et sans modification aucune du circuit primaire du réacteur. Les seules modifications concerneraient le circuit secondaire situé dans la partie non nucléaire des installations. Le gisement d'énergie potentiellement récupérable dépasse la totalité de l'ensemble des besoins en France dans le résidentiel-tertiaire (500 TWh). Le second intérêt est

¹⁰ Un projet de distribution de chaleur à 80 km a été étudié autour de la centrale finlandaise de Loviisa : https://ecolo.org/documents/documents_in_french/cogeneration-Loovisa-Simo-10.pdf

¹¹ Voir par exemple l'évolution des prix de la chaleur distribuée dans la référence :

<http://reseaux-chaleur.cerema.fr/enquete-les-prix-de-vente-de-la-chaleur-en-2011-ademeamorce>

économique car la chaleur ainsi récupérée se substituerait en grande partie à des combustibles fossiles (gaz et fioul), mais également en partie à du chauffage électrique (ce qui éliminerait les problèmes de réseau rencontrés lors des pics de demande en hiver). Le déficit de la balance commerciale française pourrait en être fortement réduit. Enfin, le troisième intérêt est écologique car une centrale nucléaire n'émet pas de gaz à effet de serre. La réduction des émissions de CO₂ aiderait la France à atteindre plus facilement ses engagements européens et internationaux en la matière.

2) La cogénération

a) Le principe :

L'idée de la cogénération est de modifier le cycle de fonctionnement d'une installation thermodynamique afin que la chaleur libérée à la source froide ait un intérêt économique, c'est-à-dire soit libérée à une température suffisante pour avoir un intérêt économique. Cet objectif devient d'autant plus pertinent que la chaleur industrielle ou domestique est souvent obtenue en brûlant des combustibles fossiles responsables d'émission de gaz à effet de serre. La limitation du réchauffement climatique passe donc par une minimisation des pertes de chaleur à tous niveaux et en particulier au niveau de la source froide d'une installation thermodynamique. Celle-ci est souvent une centrale électrique thermique dont la chaleur primaire peut être générée par toute sorte de sources : fossile, nucléaire, biomasse, voire solaire. L'utilisation de la chaleur récupérée peut permettre soit le chauffage urbain, soit la mise en œuvre d'un procédé industriel ne nécessitant pas une température de fonctionnement très élevée (moins de 200°C). Le rendement global de l'installation est le rapport entre la somme énergie électrique + chaleur récupérée, et la quantité de chaleur totale produite à la source chaude de l'installation. La figure 4 donne l'exemple d'un chauffage urbain par cogénération à partir d'un réacteur nucléaire.

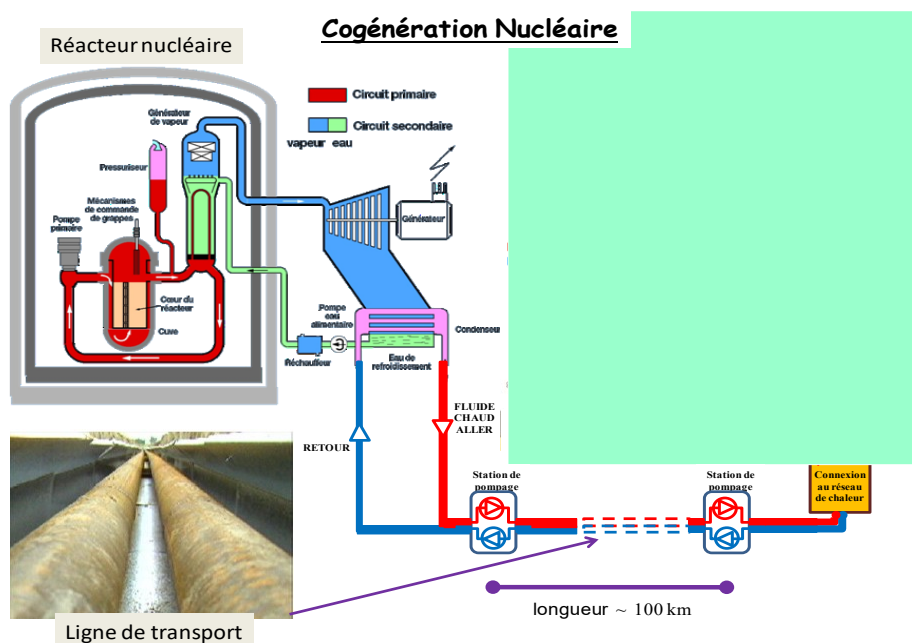


Figure 4 – Schéma simplifié d'un chauffage urbain par cogénération nucléaire

b) Avantages et inconvénients :

Le premier avantage est de permettre ainsi de limiter l'utilisation de combustibles fossiles par une augmentation du rendement global de l'installation puisque l'on récupère une grande partie de la chaleur initialement perdue. Par contre, on doit réduire la quantité d'énergie produite sous la forme électrique car il faut que la chaleur récupérée le soit à une température suffisante pour satisfaire le client industriel utilisateur ou une installation de chauffage urbain. Des chiffres typiques sont les suivants dans le cas de la cogénération nucléaire : une centrale nucléaire à eau pressurisée (REP) produisant uniquement de l'électricité fonctionne entre une source chaude à 310-330°C et une source froide à environ 40°C. Pour passer en cogénération, il faut disposer d'un dispositif de soutirage de chaleur dans une gamme de température de 70 à 120°, ce qui réduit le rendement de Carnot pour la production électrique. On passe d'un rendement de production électrique de 34% pour un REP de 1300 MWe à une valeur d'environ 22% mais le rendement global de production électricité + chaleur utile a fortement augmenté. Si l'on donne à une chaleur à 120°C une valeur marchande égale à la moitié de la même quantité d'électricité (valeur raisonnable compte tenu du coût de la chaleur donné dans la référence de la note 11), le rendement global en électricité équivalente est accru de 70% [2], ce, en tenant compte de l'ensemble des pertes de l'installation¹².

Sans la cogénération, la chaleur récupérée aurait été produite par une autre source (généralement du gaz) et elle aurait donc participé à l'émission de gaz à effet de serre que l'on peut ainsi éviter. La balance commerciale s'en trouve allégée d'autant et l'indépendance énergétique améliorée car la cogénération permet de réduire les quantités de gaz importées. La récupération de la chaleur d'un seul réacteur correspond à une économie de 1,7 mégatonne de CO₂ chaque année. La récupération de la chaleur perdue par l'ensemble des réacteurs français éviterait les 45 mégatonnes dus à l'ensemble du chauffage en France. L'incidence de la cogénération sur les coûts de fonctionnement générés est favorable et on peut optimiser le procédé global en ajustant en fonction des besoins la répartition de l'énergie fournie entre les deux vecteurs finaux que sont l'électricité et la chaleur. Cette flexibilité est un atout supplémentaire. Enfin, sans cogénération, la chaleur perdue aurait aussi été rejetée dans l'environnement ce qui est parfois problématique. Au total, on voit que les atouts de la cogénération sont majeurs. Ils n'ont guère été mis en priorité dans le passé à cause du faible coût de l'énergie d'une part, d'autre part parce que l'humanité n'avait pas encore conscience de l'importance du réchauffement climatique généré par la combustion des fossiles.

Il faut bien entendu modifier le système de production électrique de la centrale afin d'ajuster la température de l'eau au niveau de la source dite « froide ». Cette modification reste cependant limitée. Elle n'affecte pas la turbine haute pression de l'installation mais seulement la turbine basse pression assurant le cycle de Rankine et qui doit fonctionner à 2 bars (pression de vapeur saturante de l'eau à 120°C). L'eau ainsi condensée est recyclée après l'échangeur comme dans l'installation standard. La centrale peut disposer de deux circuits permettant de choisir pour une période donnée soit la production purement électrique (comme aujourd'hui), soit la production mixte électricité-chaleur à 120°C. La

¹² Les chiffres seront encore plus favorables si on développe des réacteurs à haute température.

localisation hors zone nucléaire de la turbine basse pression permet une mise en œuvre sans contraintes liées à la sûreté nucléaire.

Le transport de la chaleur recueillie sur des distances de plusieurs dizaines de kilomètres ne pose pas de problèmes techniques majeurs. On sait l'assurer avec des pertes de seulement quelques pourcents (voir la référence de la note 10). On peut soit enfouir les canalisations dans des tranchées, soit les installer dans un tunnel dédié. Les puissances à distribuer peuvent aller jusqu'à 1000 MW dans le cas de la cogénération nucléaire, valeur comparable à la puissance disponible sur un seul réacteur. Les énergies correspondantes s'expriment en TWh. Du côté utilisateur, ces ordres de grandeur sont élevés et ne peuvent concerner que des chauffages urbains significatifs ou des sites industriels puissants mais il existe de tels marchés en France : par exemple, le réseau de transport urbain de la ville de Paris a une puissance de 3700 MW et le gisement de besoins industriels en chaleur basse température est de l'ordre de 22 TWh [1]. Des puissances de l'ordre de 1000 MW nécessitent des débits d'eau de l'ordre de 12 m³/s dont les coûts énergétiques sont inclus dans les bilans discutés plus haut. Le diamètre typique nécessaire des tuyaux de transport se situe entre 1 et 2 mètres, valeur qui correspond aux standards industriels habituels et qui permettent des vitesses d'écoulement n'excédant pas 4m/s afin d'éviter des vibrations destructrices. Les canalisations de transport doivent bien sûr être isolées. On peut aujourd'hui réaliser des isolations thermiques de 0.03–0.04 W/mK assurant une perte de 2% sur 150 km pour des tubes de 2 mètres de diamètre [2]. La vitesse d'écoulement doit être assurée par des stations de pompage compensant les pertes par friction. Les calculs donnés dans la référence 2 indiquent que l'énergie mécanique perdue varie inversement à la puissance 5 du diamètre de conduite qui doit donc être grand. Il faut une station de pompage environ tous les 20km pour un diamètre de 2 mètres. Pour une puissance thermique transportée de 1500 MW, la puissance consommée est de 40MWe, ce qui est loin d'être négligeable. Elle est prise en compte dans les bilans énergétiques ci-dessus.

L'utilisation de la cogénération pour le chauffage urbain pose le problème de la saisonnalité : les besoins sont plus importants l'hiver aussi bien pour l'électricité que pour le chauffage. Il est alors important de pouvoir choisir selon les périodes entre les fonctionnements avec et sans cogénération. Dans la référence 2, il a été supposé que le fonctionnement en cogénération ne concernait que l'hiver (2400 heures), la priorité étant donnée à l'électricité pendant le temps restant. Dans ces conditions, en supposant des prix de vente à 90€/MWh pour l'électricité et un prix moitié pour la chaleur¹³, une installation de cogénération serait rentabilisée en moins de 10 ans avec un taux de l'argent à 8%. Une autre approche est présentée dans le paragraphe 3 : elle consiste à rester en cogénération toute l'année en stockant la chaleur non utilisée l'été pour la restituer l'hiver. La chaleur est alors utilisée comme moyen saisonnier de stockage de l'énergie. Cette solution est discutée dans le paragraphe 3.

c) Les installations existantes :

Comme signalé au début du paragraphe 2, la cogénération peut concerner de nombreux équipements techniques. Par exemple, on peut associer une chaudière de récupération à une turbine à gaz et récupérer la chaleur des gaz en sortie de turbine. La

¹³ Ce qui est une valeur faible par rapport au prix actuel de la chaleur : voir par exemple : http://www.mpbois.net/documents/17/chaufferies_bois_et_reseaux_de_chaleur.pdf

production simultanée d'électricité et de chaleur permet d'augmenter le rendement énergétique d'une installation tout en réduisant la consommation d'énergie primaire. Pour une production thermique donnée, on peut récupérer simultanément 30% sous forme électrique et 50% sous forme de chaleur, présentant un rendement global de 80%. Beaucoup de nos voisins européens ont adopté ce type de technologie. Par exemple le Danemark produisait en cogénération 45% de son électricité en 2011. Dans ce pays le chauffage urbain est assuré à 76% par des centrales en cogénération. La Suède a développé des réseaux de chaleur assurant 50% du chauffage et, en 2010, 40% de cette énergie provenait de la cogénération. Des pourcentages voisins sont observés en Estonie, Finlande, Pologne, Roumanie [3].

La cogénération nucléaire a été mise en œuvre depuis les années 1960 principalement pour le chauffage urbain dans les pays de l'ex-Union Soviétique. Elle concerne d'emblée des installations de grande taille. Aujourd'hui, 74 réacteurs nucléaires (sur 438) dans le monde fournissent à la fois de l'électricité et de la chaleur. La plupart se trouvent en Europe de l'Est, Russie, Ukraine, Bulgarie, Hongrie, Roumanie, Slovaquie ou République tchèque, mais également dans des pays plus proches de nous comme la Suisse (site de Beznau) avec une puissance thermique distribuée par un caloduc de 35 km et atteignant 80 MWth [3], et permettant de fournir en chaleur des villes situées aux alentours des centrales [4]. Quant à la cogénération visant à alimenter les usines de dessalement d'eau de mer, elle a été expérimentée dans des centrales situées au Japon ou en Inde. En France, il n'y a pas à proprement parler d'installations nucléaires avec cogénération. De l'eau tiède (40-45°C) est délivrée à des horticulteurs autour des centrales du Bugey ou Cruas ou Dampierre ou Saint Laurent. A Civaux ou Golfech, des espaces comme des piscines sont aussi desservies mais ces installations sont marginales. Faire de la cogénération avec le nucléaire nécessite de changer d'échelle. La France et l'Europe disposent à ce niveau d'un potentiel qui pourrait nettement améliorer les bilans d'émission CO₂. Il nous paraît indispensable de mener des études prospectives rapides sur cet enjeu majeur.

d) Les clients possibles :

Le premier service que peut satisfaire la cogénération nucléaire est l'alimentation de réseaux de chaleurs de grandes concentrations urbaines. On pourrait par exemple chauffer Paris et sa couronne à partir de la centrale de Nogent qui n'est qu'à une centaine de kilomètres. De nombreux réseaux de chaleur existent aussi dans des métropoles régionales françaises. Un projet a été élaboré pour chauffer Helsinki à partir de la centrale de Loviisa [5]. Rien ne s'oppose sur le papier à ce qu'un projet pilote soit défini.

Dans le domaine de l'industrie, une étude a été menée dans le cadre du CVT de l'ANCRE [1]. Elle a permis d'identifier les besoins industriels en France dans le domaine de la chaleur basse température (moins de 250°C). On arrive à un total de 103 TWh qui représente 5,7% de la consommation totale d'énergie finale du pays. La moitié de cette chaleur est consommée en dessous de 150°C. Les données du CEREN indiquent que 75% est consommée par l'agro-alimentaire, la chimie (19% pour la seule chimie organique/pétrolière de base) et la papeterie. Les besoins seront en croissance dans les

années à venir : séchage du bois ou procédés de synthèse de biocarburants de seconde génération.

Si on restreint les besoins industriels selon des critères de taille d'installation ou de distance à une centrale nucléaire, on trouve que la cogénération nucléaire pourrait d'ores et déjà concerner 22 TWh consommés par 260 sites clients dont la moitié consomme plus de 50 GWh annuels. La mise en œuvre implique de construire un réseau de distribution alimentant un site industriel abritant plusieurs clients et s'appuyant sur un site nucléaire disposant de plusieurs réacteurs pour assurer la continuité du service. La centrale de Gravelines apparaît le site le plus favorable pour définir une installation pilote de grande ampleur car elle concentre dans son voisinage un besoin cumulé de 4,9 TWh annuels.

La chaleur industrielle est actuellement fournie pour l'essentiel à partir de produits fossiles et le passage à la cogénération nucléaire permettrait donc de réduire significativement l'impact carbone associé. Les émissions de CO₂ évitées par la distribution de 22 TWh en cogénération nucléaire seraient de 6 millions de tonnes, c'est-à-dire 7,4% des émissions de l'industrie. L'économie en gaz importé serait de 700 millions d'Euros. Notons enfin que la demande concerne majoritairement des activités continues en 3x8heures/jour, généralement 7 jours sur 7. Elle est donc bien adaptée à un fonctionnement en base.

e) Les deux stratégies

La demande en chaleur pour le chauffage urbain est saisonnière. Dans le cas de l'industrie, la saisonnalité existe aussi pour certains usages dans l'agroalimentaire (par exemple les sucreries). On peut alors développer deux stratégies : la première consiste à ajuster la production de chaleur au fil des saisons ; la seconde utilise un fonctionnement continu avec stockage saisonnier de la chaleur si nécessaire. L'avantage de cette seconde méthode est le lissage sur l'année de la demande d'énergie que doit fournir la centrale nucléaire. On peut même favoriser la production électrique l'hiver dans les périodes de fortes consommations en utilisant préférentiellement pendant ces périodes la chaleur stockée. La contrepartie est bien sûr le coût supplémentaire du stockage lui-même. Tous ces aspects sont discutés dans les paragraphes qui suivent.

3) Technico-économie d'un système cohérent d'exploitation de chaleur cogénérée

Nous considérons dans ce paragraphe un cas concret : celui d'une exploitation de chaleur cogénérée pour l'habitat et le tertiaire d'une agglomération de 500.000 habitants. La quantité de chaleur concernée est de 3 TWh dont 0,3 TWh d'eau chaude sanitaire (ECS). La distance entre l'agglomération et la centrale de cogénération est supposée de 100km. Deux températures de prélèvement à la source sont considérées et simulées : 120°C et 90°C.

De façon qualitative, on peut caractériser l'ensemble d'une installation par les éléments suivants :

- caractéristiques de la source de chaleur de cogénération où la chaleur est "achetée" à l'opérateur de la centrale électrique dans des conditions définies notamment pour sa température ;
- suivi du transport de cette chaleur par caloduc jusqu'au site de l'agglomération, caloduc dont le débit dépend de la température et du pic de puissance de livraison ;
- suivi de la distribution sur le site de l'agglomération par un réseau de chaleur qui distribue cette chaleur dans les appartements ou résidences des 500 000 habitants et dans les bâtiments à usage tertiaire

Il s'avère que :

- la température de la chaleur de cogénération (T_{chaud}), doit être judicieusement choisie, ce qui, pour un besoin donné, détermine notamment le diamètre des caloducs.
- il faut aussi intégrer le fait que la consommation de chaleur est fortement piquée durant la saison froide et qu'en été, reste principalement la consommation de chaleur liée à l'ECS (eau chaude sanitaire). Cette contrainte est susceptible d'impacter assez fortement le diamètre et donc le prix des caloducs.
- aussi bien pour la production de chaleur que son transport, il est souhaitable de lisser autant que possible la demande sur l'ensemble de l'année car, sinon, il faut dimensionner le système de transport de chaleur pour le pic de la demande annuelle. Ce lissage peut être réalisé par un Stockage Saisonnier de Chaleur (SSC) qui est décrit plus loin. On estime que pour avoir un lissage optimal de la demande, il faut un SSC capable de stocker de l'ordre de 35% de la consommation annuelle.

Option A -120-50°C sans SSC : soutirage de chaleur de cogénération à 120°C avec retour fluide caloporteur (Eau) à 50°C. La chaleur de cogénération est produite pour satisfaire la demande caractérisée par la demande (courbe grise) schématisée sur la figure 5. Dans ce cas, la production de chaleur est variable dans le temps et est faible durant 6 mois environ ; c'est la production de chaleur qui assure le suivi de charge ou de la consommation. En période de non chauffe, on utilise la chaleur cogénérée seulement pour l'eau chaude sanitaire.

Option B -90-50°C sans SSC : c'est une option voisine de l'option précédente mais avec un soutirage de chaleur à plus basse température pour en minimiser les coûts et assurer une meilleure production électrique. Dans cette option la section des caloducs doit être augmentée d'un facteur proche de $70/40 = 1,75$ qui est le rapport des écarts de température entre T-aller et T-retour. Le coût du caloduc est accru du fait de sa taille.

Option C -120-50° avec SSC : grâce à un SSC (Stockage Saisonnier de Chaleur), la demande de chaleur de cogénération est lissée pour devenir constante sur les 12 mois de l'année (niveau 100 arbitrairement choisi sur la figure 5), ce qui a pour avantage de limiter la perte de production électrique pendant la période la plus tendue de l'année. Le choix d'une température de 120° et d'une livraison à puissance constante, permet de réduire notablement le diamètre du caloduc et donc son coût. Notons par ailleurs que l'usage de cette chaleur stockée non loin du lieu d'utilisation peut être largement modulé pour suivre les fluctuations de la demande. Enfin, ces différents avantages permettent un prix d'achat plus faible du MWh.

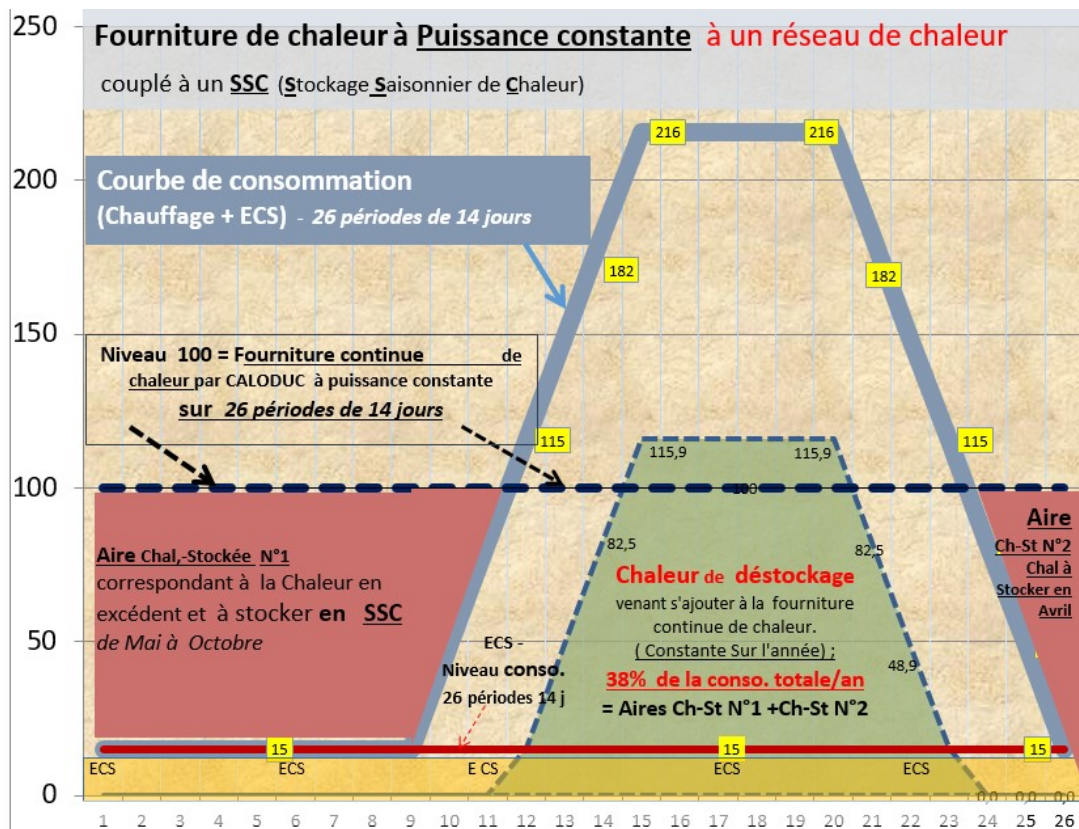


Figure 5 – La distribution sur une année de 26 quinzaines de la puissance appelée pour le chauffage + l'ECS est décrite par la courbe épaisse en bleu-gris (avec étiquettes de valeurs en noir sur fond jaune). La contribution de l'ECS (consommation constante sur l'année au niveau 15) est donnée par la courbe en rouge au niveau 15. Dans les options A et B, le suivi de charge est assuré par la production de chaleur. Dans l'option C, la production de chaleur est constante sur l'année (courbe pointillée noire normalisée arbitrairement à 100), mais la partie stockée sur les mois d'été (aire en rouge) est déstockée pendant l'hiver (aire en vert).

Pour ces 3 options, nous avons dimensionné les caloducs, la taille du stockage saisonnier nécessaire pour l'option C, les contraintes particulières à chacune des 3 options. Nous avons aussi fait une tentative de calcul du prix de revient du MWh livré pour distribution à partir des prix d'achat de chaleur, des investissements et coûts annuels de fonctionnements des caloducs et SSC qui sont pris égaux à 5% de l'investissement supposé amorti sur 15 ans. On a supposé que le taux de perte de l'installation de stockage était de 30%¹⁴. Les résultats sont rassemblés dans le tableau 3¹⁵.

¹⁴ Il a été simulé que les pertes par conduction dans du granit de l'installation de stockage n'étaient que de 10%. La valeur choisie de 30% est donc pessimiste et tient compte de toutes les pertes de l'ensemble de l'installation.

¹⁵ Le réalisme des coûts présentés peut être apprécié par comparaison avec quelques rares études publiées : dans la référence [6], une étude réalisée par l'Université de Gdansk porte sur un transport de chaleur sur 40 km ; le coût global de 31,5€/MWh est très voisin de celui du tableau 3 pour une distance de transport plus faible mais pour une quantité transportée 3 fois moindre.

option	Chaleur transportée (TWh)	Coût achat (€/MWh)	caloduc			stockage		Total
			Pmax à 3m/s (MW)	Diam caloduc (m)	Coût calo (€/MWh)	Chaleur Stockée (TWh)	Coût stockage (€/MWh)	coût total avant distribution (€/MWh)
A	2,95	10.5	865	1,11	20.3	0	0	30.8
B	2,95	8.0	865	1,31	23.5	0	0	31.5
C	3,5	9.0	388	0,7	18.0	1,14	26 (10)	41.4

Tableau 3 – Pour chaque option, les colonnes donnent la chaleur transportée, le prix d’achat du MWh à la source, la puissance maximale à passer dans le caloduc pour une vitesse d’écoulement de 3m/s, le diamètre du caloduc qui en résulte, le coût de transport par MWh pour une distance de 100km, la quantité de chaleur déstockée (SSC), le coût du stockage des MWh déstockés (entre parenthèse, ce même coût rapporté à l’ensemble des MWh transportés), le coût total avant distribution au réseau de chaleur. Sa valeur reflète surtout la balance entre prix d’achat de la chaleur, diamètre du caloporteur et coût du stockage. Il faut transporter plus de chaleur dans l’option C (colonne 1) à cause des pertes estimées à 30% de l’opération de stockage.

Il s’avère que le prix de la chaleur distribuée est comparable au prix de la chaleur distribuée en France (note 10) ou, par cogénération, en Suède [3]. Il est plus élevé pour l’option avec SSC, mais l’écart n’est pas déterminant si l’on note l’atout de flexibilité de la solution avec stockage. Ce résultat reflète une certaine compensation des coûts : le coût du MWh chaleur acheté est plus faible pour un fonctionnement continu (avec SSC). Il en est de même pour le caloduc dont le dimensionnement est plus faible pour une utilisation lissée dans le temps. Par contre, la solution avec SSC nécessite bien sûr l’investissement du dispositif de stockage dont le coût par MWh bénéficie d’un effet de taille du dispositif (stockage de l’ordre du TWh).

Cette analyse doit bien sûr être affinée et adaptée à un projet plus précis, en prenant en compte les spécificités locales des installations de production et d’utilisation de la chaleur. Il reste qu’avec un SSC, la perte de production électrique durant l’hiver est fortement minimisée, et que le suivi de charge apparaît comme largement plus aisé. Ainsi la solution avec stockage saisonnier de chaleur qui se caractérise par un dispositif assez volumineux est à considérer sérieusement, car il augmente de façon très significative la flexibilité de la production électrique de la centrale qui peut même diminuer ou arrêter sa production de chaleur pour de brèves périodes, et ce, même l’hiver.

Bien sûr, dans tous les cas, options A, B, C, la réduction des émissions de gaz à effet de serre est significative.

4) Exemple d’un dispositif de SSC dans le sol [7] :

Le principe retenu pour le SSC, est un stockage de chaleur par élévation de température d’un volume de sol de hauteur $h=100m$ utiles enfoui à une profondeur p de $30m$ assurant l’isolation par rapport à l’atmosphère (figure 6).

A chaque puits est associée une surface de $10m^2$ de sol, soit un volume de sol de $1000m^3$ qui peut stocker et déstocker environ $30 MWh$ si le sol est constitué de granit.

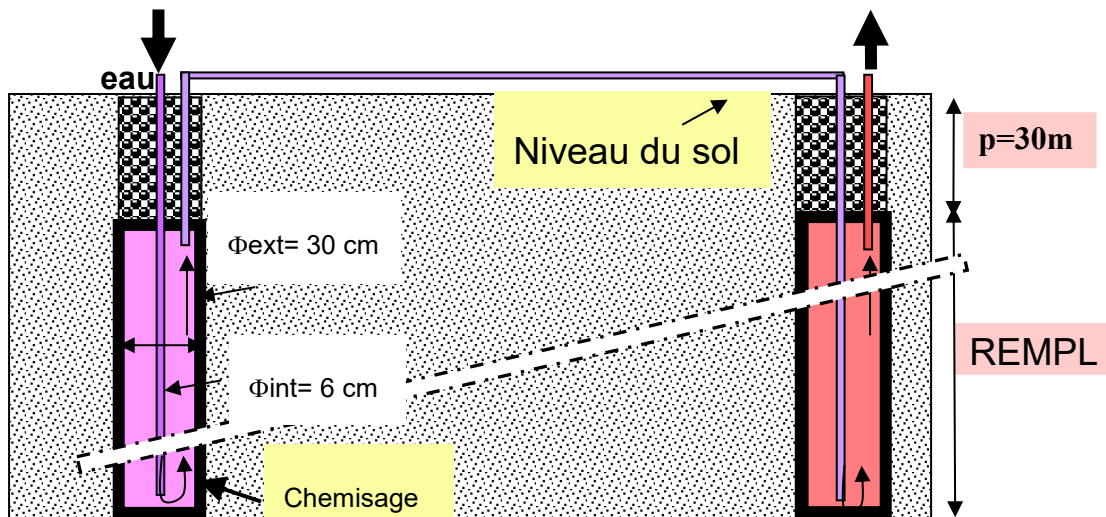


Figure 6 : Coupe de 2 puits successifs d'une série de 20 à 40 puits en phase de déstockage
Hauteur totale : 130m ; diamètre de conduite externe : 0,275m ; entre-axes 3.30m à 4,5m.

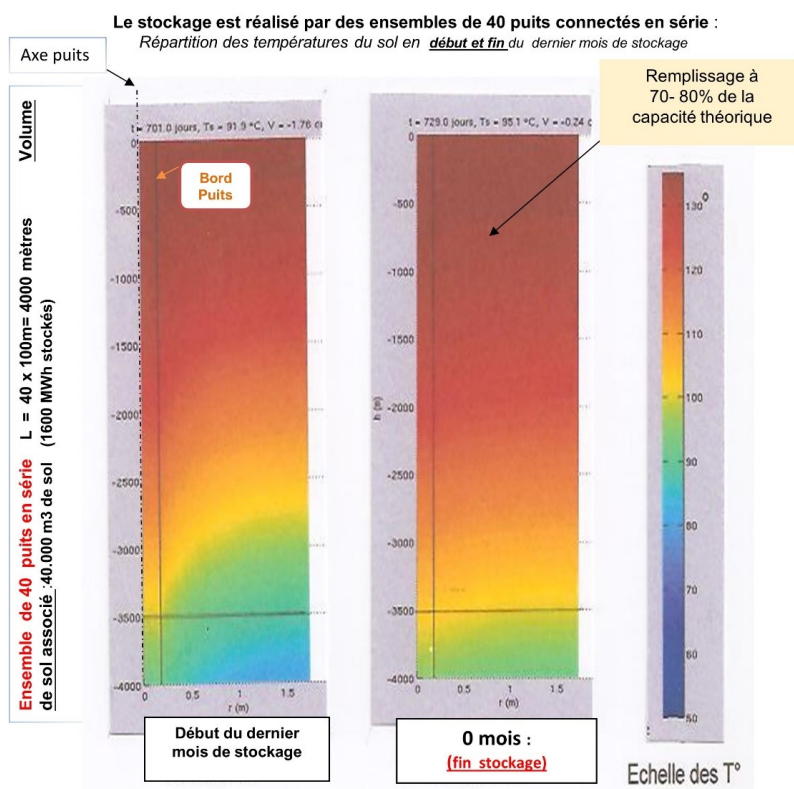


Figure 7 : Eléments de thermique du Stockage Saisonnier de Chaleur : Le stockage est réalisé grâce à des puits de 100m de profondeur dans lesquels on fait circuler de l'eau à 120°C amenée par le caloduc. On a représenté ici une simulation de la thermique du remplissage d'une série de 40 puits (de h= 100m) : à gauche, 1 mois avant la fin du stockage et, à droite, à la fin de la période de stockage (0 mois : fin de stockage). Les couleurs illustrent le dépôt de chaleur le long des 4000 mètres que couvrent les 40 puits alimentés en série (échelle verticale). On voit que la chaleur est diffusée presque uniformément dans la roche granitique sur un rayon de 1,70m (échelle horizontale), ce qui permet de chauffer uniformément la roche avec des distances inter-puits de 3,40m (voir figure 6). Selon le dimensionnement choisi, on atteint un taux de remplissage d'environ 70 à 80% de la capacité théorique maximale.

Le CETHIL de Villeurbanne a conduit une étude détaillée des propriétés thermiques de ce stockage et des procédures de stockage et déstockage. Il en ressort que le concept est raisonnablement validé et que son exploitation paraît opérationnelle (figure 7).

Il reste qu'une unité expérimentale de petite taille (un ensemble de 10 puits convenablement instrumentés) devrait permettre de valider les concepts et les caractéristiques thermiques obtenus par les simulations et d'avoir une idée de la fiabilité d'un tel système.

Un examen approfondi des contraintes liées à un tel ouvrage souterrain devrait être conduit par le BRGM, car il faut évidemment que le volume de stockage ne soit pas traversé par des nappes d'eau souterraines. Pour une consommation annuelle de chaleur de 3 TWh, il faut stocker 1.2 million de MWh et réaliser un ensemble de 40000 puits. L'investissement correspondant est estimé à 400M€.

5) **Conclusion**

On sait aujourd'hui que les habitudes du passé doivent être revues à la lumière de deux faits majeurs : l'épuisement attendu des ressources fossiles et la question essentielle du réchauffement climatique. La cogénération apporte des réponses très positives à cette problématique. En France, la source principale de chaleur de cogénération, disponible est celle des centrales nucléaires. D'un point de vue quantitatif, elles pourraient apporter, à coût énergétique additionnel nul, toute la chaleur consommée par le chauffage ou l'eau chaude sanitaire du pays. La chaleur industrielle à basse température (moins de 150°) pourrait aussi être fournie par cette voie. Jusqu'à aujourd'hui, on a négligé cet apport car l'énergie était peu chère, que la question du réchauffement climatique n'apparaissait pas primordiale et parce que le transport de chaleur à grande distance paraissait économiquement difficile. L'évolution des technologies, l'augmentation des coûts de l'énergie, la nécessité d'améliorer l'efficacité énergétique et la possibilité de stocker dans le sol la chaleur sur des périodes de plusieurs mois changent la donne. La cogénération nucléaire peut devenir un atout économique et écologique majeur et il nous paraît nécessaire de tenter en vraie grandeur la mise en œuvre d'une installation régionale permettant d'alimenter un réseau de chaleur urbain conséquent ou un ensemble industriel consommant de fortes quantités de chaleur à basse température. Les coûts de mise en œuvre semblent accessibles pour une installation de grande taille avec ou sans stockage de chaleur dans le sol. Il est bien sûr nécessaire d'aller au-delà de cette pré-étude en considérant un site et un projet précis étudié en détails.

L'investissement principal viendra du caloduc reliant la centrale à la grande agglomération la plus proche, et de la construction du réseau de chaleur de la ville elle-même. Les premières estimations technico-économiques montrent que l'ensemble de ces deux investissements, certes importants, pourraient être amortis en une dizaine d'années. L'obstacle principal n'est ni de nature technique ni économique, mais plutôt de nature politique. La mise en œuvre requiert outre l'accord du producteur d'énergie, celui des municipalités et régions concernées, ainsi que des industriels potentiellement acteurs ou utilisateurs d'une telle infrastructure, ce qui implique une mobilisation très volontariste au plus haut niveau de l'Etat.

Références

- 1 - Rapport CVT ANCRE " Cogénération nucléaire : Intérêts et potentiels d'une offre de chaleur basse température pour l'industrie française", Sébastien Sylvestre, 2015
- 2 - H. Safa, *Electrical Power and Energy Systems* 42 (2012) 553–559
- 3- Rapport AIEA : <http://dl.free.fr/jQB9lr2Yh>
- 4 - <http://www.green-magazine.fr/?p=8834>
- 5- Bergroth N. Large-scale combined heat and power (CHP) generation at Loviisa nuclear power plant unit3: Proceedings of the 8th international conference on nuclear option in countries with small and medium electricity grids, Dubrovnik, Croatia, 16–20 May; 2010.
- 6- Hirsch & al., "Two-phase optimizing approach to design assessments of long distance heat transportation for CHP systems", *Applied Energy* 182 (2016) 164–176
- 7 - L'essentiel de l'étude du Stockage Saisonnier de Chaleur(SSC) a été conduite par JM Loiseaux, J-L Belmont, M. Freneau, M. Lieuvin et J-C Ravel du LPSC Grenoble et le CETHYL de l'INSA de Lyon. Cette étude a été présentée au colloque de Belfort en 2014.