

OPTIMISATION DU CYCLE EAU-VAPEUR D'UNE CENTRALE IGCC

R. Gicquel¹, M. Williams¹ et K. Aubert²

¹Ecole des Mines de Paris, 60 Bd Saint Michel 75272 PARIS CEDEX 06, France

²Electricité de France R&D, 6 quai Watier 78401 CHATOU CEDEX, France

RESUME

Cet article présente la problématique spécifique de l'optimisation des générateurs de vapeur récupérateurs à plusieurs niveaux de pression utilisés pour produire de l'électricité à partir des gaz d'échappement d'une turbine à gaz, et les solutions qui ont été développées pour résoudre le problème posé (méthode d'optimisation systémique comme extension de la méthode du pincement). Une application au cas d'une centrale à cycle combiné à gazéification intégrée (IGCC) est ensuite proposée.

MOTS-CLES

modélisation, analyse système, méthode du pincement, intégration thermique, optimisation systémique, cycles combinés, IGCC, générateurs de vapeur.

1. INTRODUCTION

Les excellents rendements qu'atteignent aujourd'hui les centrales électriques à cycle combiné sont le résultat de l'intégration en une seule unité de production de deux technologies complémentaires en terme de niveau de température : les turbines à gaz et les centrales à vapeur. Avec l'apparition de nouvelles générations de centrales électriques à haut rendement et fortement intégrées, l'optimisation poussée du design des réseaux d'échangeurs devient une nécessité. Les techniques d'optimisation systémique, fondées sur l'intégration thermique, permettent de répondre à ce problème, particulièrement sensible dans le cas des nouveaux cycles IGCC (Cycle combiné à gazéification intégrée) d'une grande complexité puisque tous les sous-systèmes (gazéification, traitement du gaz, séparation d'air, cycle combiné) sont couplés via le réseau eau-vapeur.

L'optimisation de tels cycles combinés repose sur la réduction de leurs irréversibilités internes, qui peuvent être regroupées en trois grandes catégories : les irréversibilités d'origine mécanique, qui prennent place dans les pompes, compresseurs et turbines, les irréversibilités de combustion, et les irréversibilités purement thermiques, liées aux écarts de température au sein des échangeurs.

Dans cet exposé, nous nous intéresserons uniquement à la réduction des irréversibilités thermiques qui existent au sein des générateurs de vapeur récupérateurs (GVR) ou chaudières de récupération, et qui proviennent des écarts de température entre les parties chaudes et les parties froides du cycle. Dans un premier temps, pour bien faire comprendre la nature des problèmes posés, nous étudierons un cycle combiné simple. Ensuite, nous présenterons les résultats d'une étude a posteriori du design du circuit eau-vapeur de la centrale IGCC de Puertollano qui a permis d'identifier les paramètres critiques du cycle et de proposer des modifications pour optimiser la puissance électrique fournie, tout en respectant les contraintes existantes.

2. OPTIMISATION D'UN CYCLE COMBINÉ SIMPLE

Dans une centrale à cycle combiné simple, la veine des gaz chauds qui sortent de la turbine à gaz doit être refroidie par l'eau qui traverse le cycle de récupération à vapeur. Dans un cycle à un seul niveau de pression, cette eau entre dans l'échangeur à l'état liquide à environ 30 °C, après avoir été comprimée par les pompes d'alimentation situées en aval du condenseur. Elle est ensuite échauffée jusqu'à la température d'ébullition correspondant à sa pression (économiseur), puis vaporisée, à température constante, et enfin surchauffée, avant d'être détendue dans la turbine à vapeur. Le schéma de la figure 1 représente le GVR et les échanges de chaleur entre les gaz chauds et l'eau.

Le diagramme enthalpique de droite montre que, si l'on s'impose pour des raisons techniques une valeur minimale des écarts de température entre les deux fluides, entre les points 6 et 9 d'une part, et entre les points 4 et 11 d'autre part, les échanges de chaleur se font en fait avec des écarts beaucoup plus importants dans la quasi-totalité de l'échangeur. Ceci provient de la nécessité de vaporiser l'eau, qui induit un "palier" très important à température constante.

L'échange de chaleur idéal correspondrait au cas où la courbe de refroidissement des gaz et celle d'échauffement de l'eau seraient parallèles. L'échangeur fonctionnerait alors à contre-courant et les irréversibilités seraient minimales. Ceci est malheureusement irréalisable avec de l'eau, et le cycle à un seul niveau de pression comporte de fortes irréversibilités internes.

De plus, comme le montre le diagramme enthalpique de la figure 1, pour une pression de vapeur (et donc une température de pincement donnée) et pour une température maximale des gaz T_4 fixée, la température des rejets T_7 doit être la plus basse possible pour que la récupération d'énergie soit maximale.

Appelons T_{lim} la température limite des rejets compatible avec les contraintes de condensation corrosive. Cette température varie selon le combustible utilisé : les plus

faibles valeurs (70 - 100 °C) sont obtenues avec du gaz naturel ; avec du fioul léger, on recommande 120 à 130 °C, et 150 - 170 °C avec du fioul lourd.

On peut qualifier la récupération d'énergie maximale par une efficacité dépendant uniquement de la nature de l'effluent, T_0 étant la température de l'environnement :

$$\varepsilon_{\text{ef}} = \frac{T_4 - T_{\text{lim}}}{T_4 - T_0}$$

L'efficacité relative du récupérateur peut quant à elle s'écrire

$$\varepsilon/\varepsilon_{\text{ef}} = \frac{T_4 - T_7}{T_4 - T_{\text{lim}}}$$

Comme le montre la figure 1, à T_4 donné, T_7 croît (et donc $\varepsilon/\varepsilon_{\text{ef}}$ baisse) lorsque le niveau de pression du réseau augmente. L'optimisation du réseau de vapeur ne peut donc plus se faire indépendamment de celle du GVR.

Le cycle vapeur à un seul niveau de pression comportant de fortes irréversibilités internes et ne permettant pas de refroidir complètement les fumées, on a recours à des cycles de récupération plus complexes, mettant en jeu plusieurs circuits à des niveaux de pressions différents (deux, trois ou même quatre).

L'optimisation de tels cycles est un problème difficile car, pour obtenir le meilleur refroidissement de la veine de gaz chauds, on dispose de nombreux degrés de liberté sur les niveaux de pression, sur les débits correspondant à chacun d'entre eux, et sur le placement des échangeurs, en série ou en parallèle.

Ce genre de problème d'optimisation, qui relève de l'intégration systémique des cycles, est tout à fait nouveau. Il ne se posait pas du tout dans les centrales électriques anciennes, qui, pour des raisons technico-économiques liées à la résistance thermique des aciers de la chaudière et à la teneur en soufre des fumées, étaient le siège de très grosses irréversibilités. Il n'existe donc pas de méthode éprouvée pour le résoudre.

C'est sans doute pourquoi le plus ambitieux programme énergétique actuel, le programme Vision 21 du Département de l'Energie des Etats Unis identifie comme l'un de ses cinq axes prioritaires le développement de méthodes avancées d'intégration et d'analyse des systèmes. Rappelons que ce programme affiche des objectifs très élevés pour l'année 2015 : 60 % de rendement sur PCS (pouvoir calorifique supérieur) en génération électrique à partir de charbon, et 75 % sur PCI (pouvoir calorifique inférieur) à partir de gaz naturel, production simultanée d'électricité, de chaleur et de carburants de synthèse ou d'hydrogène, modularité et flexibilité...

Il est en effet à peu près certain que, de plus en plus, les énergéticiens devront être capables de considérer leurs technologies comme des systèmes complexes aux fonctions multiples, ces systèmes étant eux-mêmes très profondément intégrés et capables de s'adapter à des cahiers des charges variables lors du dimensionnement et évolutifs pendant leur durée de vie.

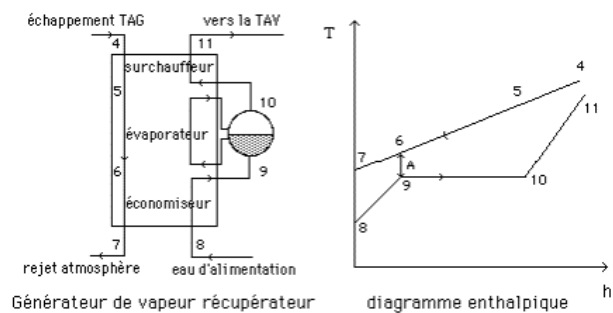


Figure 1.

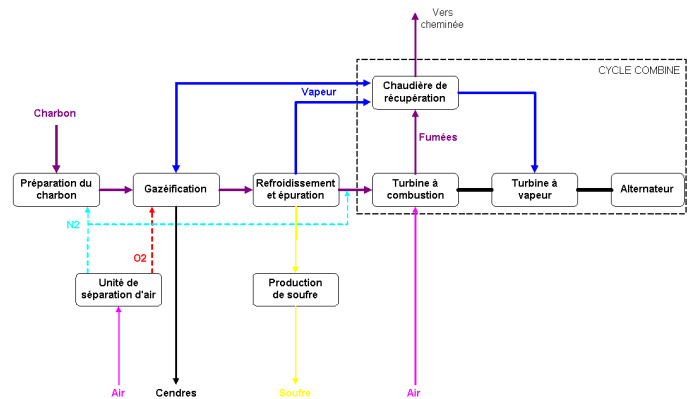


Figure 2 Schéma général de la centrale de Puertollano / General sketch of the Puertollano plant

Les centrales à cycle combiné à gazéification de charbon (IGCC) [1] sont des installations particulièrement complexes, comportant un grand nombre d'échangeurs, et susceptibles de fonctionner avec des combustibles différents selon les périodes de leur exploitation. Elles comportent typiquement (figure 2) des unités pour :

- la production d'un gaz de synthèse à faible pouvoir calorifique au sein d'un gazéifieur utilisant des combustibles solides tels que : charbon, coke de pétrole, etc.,
- le refroidissement du gaz de synthèse par une recirculation de gaz froid (gaz de quench),
- le lavage du gaz brut (dépoussiérage et traitement du soufre),
- la récupération partielle de la chaleur sensible du gaz de synthèse dans le GVR,
- la combustion du gaz propre avec de l'air comprimé dans la chambre de combustion d'une turbine à gaz qui génère de l'électricité et un flux de gaz chauds,
- la production de vapeurs haute, moyenne et basse pression (respectivement notées HP, IP et LP) par échange avec les gaz chauds dans le GVR,
- la détente de la vapeur générée dans des turbines à vapeur reliées à un alternateur.

L'intégration d'un tel système est particulièrement complexe, et doit prendre en considération des contraintes de dimensionnement (techniques et économiques) aussi bien que d'exploitation.

3. MÉTHODE D'INTÉGRATION SYSTÉMIQUE

Au Centre d'Energétique de l'Ecole des Mines de Paris, nous travaillons sur une méthode [2, 3] appelée Intégration Systémique, qui est l'extension au cas des centrales de production d'électricité ou de cogénération de la méthode du Pincement développée dans le cadre du génie chimique pour optimiser la configuration de très gros réseaux d'échangeurs (comme par exemple ceux d'une raffinerie) [4].

Les approches classiques en matière d'optimisation des systèmes thermodynamiques, valables pour optimiser un par un les différents composants d'une installation, restent insuffisantes pour guider le concepteur dans le choix de la meilleure configuration du système complet.

En effet, comme l'a montré l'exemple du cycle combiné présenté dans cet article, dès lors que l'on assemble des équipements divers, apparaissent, en sus des irréversibilités classiques de chaque élément, des irréversibilités particulières, que l'on peut qualifier de systémiques, car elles dépendent principalement des positionnements relatifs des divers composants.

L'optimisation globale de tels systèmes a fait l'objet d'un certain nombre de travaux depuis quelques années [5], [6]. Ils s'appuient généralement sur des méthodes très sophistiquées relevant des mathématiques appliquées, qui se présentent pour le physicien ou l'ingénieur comme des procédures lourdes et hermétiques, laissant peu de place à l'intuition ou au sens physique. De ce fait, elles ne leur permettent pas de tirer tout le parti possible de leur expérience, et se révèlent *in fine* être des outils d'aide à la conception de qualité moyenne.

Pour pallier les insuffisances des outils d'optimisation purement mathématiques, il apparaît opportun de développer des méthodes hybrides, permettant d'exploiter au mieux les propriétés physiques des systèmes considérés. Dans cet esprit, l'Intégration Systémique constitue un outil particulièrement puissant et intéressant.

Notre méthode, qui distingue les irréversibilités propres aux composants de celles qui proviennent de leur arrangement au sein du système proprement dit, permet de visualiser de manière physique très parlante les zones critiques du système, et de mettre en évidence les irréversibilités systémiques irrémédiables.

En mettant en évidence les pincements, cette méthode identifie les endroits du système dont la conception doit faire l'objet d'un soin particulier. Elle constitue pour cela un guide précieux là où auparavant étaient employées des méthodes heuristiques nécessitant parfois de nombreuses itérations.

En chiffrant très exactement la valeur maximale des gains réalisables, elle définit un objectif à atteindre qui permet ensuite de quantifier précisément l'écart entre l'optimum théorique et la solution la meilleure sur le plan technico-économique.

En distinguant les irréversibilités de composants des irréversibilités systémiques, elle montre où se situent les degrés de liberté d'origine systémique qui peuvent être utilisés pour contourner, sans aucune pénalité sur

le plan énergétique, des contraintes technologiques singulières.

Si l'on fait abstraction du support théorique sur lequel elle repose, la mise en œuvre de notre méthode d'optimisation est relativement simple à expliquer. Elle est implémentée dans le progiciel THERMOPTIM (<http://www.thermoptim.com>) [7, 8], qui fournit un environnement de modélisation où les fonctions de simulation et la méthode d'optimisation sont profondément interconnectées, afin de pouvoir facilement faire varier l'ensemble des paramètres caractéristiques du système étudié.

Etant donné que les technologies de conversion de l'énergie se présentent comme un assemblage de composants reliés entre eux, l'environnement de modélisation combine approche systémique et approche analytique et/ou empirique classique :

- chaque élément fonctionnel est représenté par un type primitif de Thermoptim approprié (corps, point, transfo, nœud, échangeur) possédant des caractéristiques propres modifiables et des variables de couplage
- le système complet est représenté par assemblage de ces types grâce à une interface interactive, l'utilisateur n'ayant pas à entrer une seule ligne de code
- la simulation du système complet est ensuite gérée par un moteur de recalcul automatique qui exploite les propriétés systémiques implicitement décrites lors de la modélisation.

Sur le plan pratique, la mise en œuvre de la méthode peut être décomposée en deux grandes phases :

- la première phase consiste à décrire le système sans faire d'hypothèse *a priori* sur les appariements dans les échangeurs (on parle de système non contraint), et à chercher à optimiser l'énergie récupérée (puissance électrique produite, puissance cogénérée...) en s'assurant, grâce aux algorithmes d'intégration thermique, qu'il n'y a pas d'incompatibilité de température. La procédure (itérative) consiste à faire varier par simulation les paramètres clés du système (débits, températures, niveaux de pression) et à en optimiser les performances, tout en vérifiant par la méthode du pincement que l'on n'introduit pas de besoins additionnels de chaleur à haute température et que l'on minimise les rejets à basse température. La distinction entre les irréversibilités de composants (spécifiques de leur fonctionnement propre) et les irréversibilités systémiques (liées à l'architecture du système) permet de connaître les degrés de liberté qui existent en matière de conception. C'est au cours de cette phase que prennent place les allers et retours entre les personnes chargées de l'optimisation et celles qui conçoivent les process. L'un des intérêts de la méthode est qu'à tout moment, il est possible de se faire une idée des enjeux associés à l'optimisation et des limites que l'on peut atteindre.

Les outils graphiques classiques de l'intégration thermique sont accessibles, ainsi que la Courbe des Ecart de Facteurs de Carnot (CEFC), bien adaptée au problème posé.

- la seconde phase, une fois le système optimisé, consiste à chercher une configuration d'échangeurs compatible (la mise en œuvre préalable de la méthode d'optimisation garantit qu'il en existe une), en appariant judicieusement les fluides existants et en divisant (en série ou en parallèle) ceux qui doivent l'être. Pour cela, Thermoptim propose des blocs d'échangeurs qui permettent d'opérer par étapes et de définir ainsi progressivement le réseau, en effectuant l'appariement des fluides en partant des zones les plus contraintes : les pincements. Il arrive que des contraintes technologiques ou économiques obligent à choisir une configuration d'échangeurs différente de celle qui permettrait d'atteindre les performances optimales. C'est au cours de cette étape que l'on s'en aperçoit.

Cette méthode a été mise en application à la DRD d'EDF, avec des développements dans deux directions : l'optimisation de centrales à cycle combiné à gazéification de charbon, et l'optimisation d'unités de cogénération.

4. Application à la centrale de Puertollano

La centrale de Puertollano s'inscrit dans le cadre d'un projet européen exploité par le consortium Elcogas, filiale de ENDESA, Electricité de France, Iberdrola, Sevillana de Electricidad, Hidroelectrico del Cantabrico, National Power et ENEL.

Sa principale particularité est son haut niveau d'intégration, visant à atteindre de hauts rendements. Comme le montrent les figures 2 et 3, elle se traduit par l'échange d'un nombre important de flux de divers fluides entre les différents îlots gazéification, cycle

combiné et séparation d'air (ASU). De plus, elle peut fonctionner selon deux modes, soit en IGCC, soit au gaz naturel, ce qui induit certaines contraintes. Sa puissance électrique nette en mode IGCC est égale à 282 MW, et son rendement sur PCI à 42,2 %.

Le schéma de la figure 3 donne une description assez précise de l'ensemble du cycle combiné correspondant à la partie supérieure droite de la figure 2, en insistant sur l'aspect intégration de l'ensemble des flux d'eau et de vapeur. Les objectifs du travail effectué étaient les suivants :

- obtenir un modèle dit de référence qui recoupe les données de design et supporte des variations paramétriques;
- étudier des variantes de ce modèle de référence pour essayer d'améliorer le rendement global de l'installation.

4.1 Modélisation de la centrale

Il s'agit d'un problème global de modélisation nécessitant une approche relativement nouvelle puisqu'aucun modèle disponible n'était capable de répondre à ces impératifs. Le choix s'est finalement porté sur le progiciel Thermoptim, qui combine un moteur de recalcul puissant et des outils d'intégration thermique pour l'optimisation.

Contrairement à nombre d'autres outils de modélisation, il se caractérise par une méthode de résolution des équations séquentielle et non matricielle. Cette dernière est certes plus souple à certains égards mais ne marche que si sont résolues les très nombreuses difficultés de convergence qui existent pour une centrale aussi complexe. Des études menées en parallèle de la nôtre sur le même cycle de Puertollano sous l'environnement Lego ont été confrontées à ce problème.

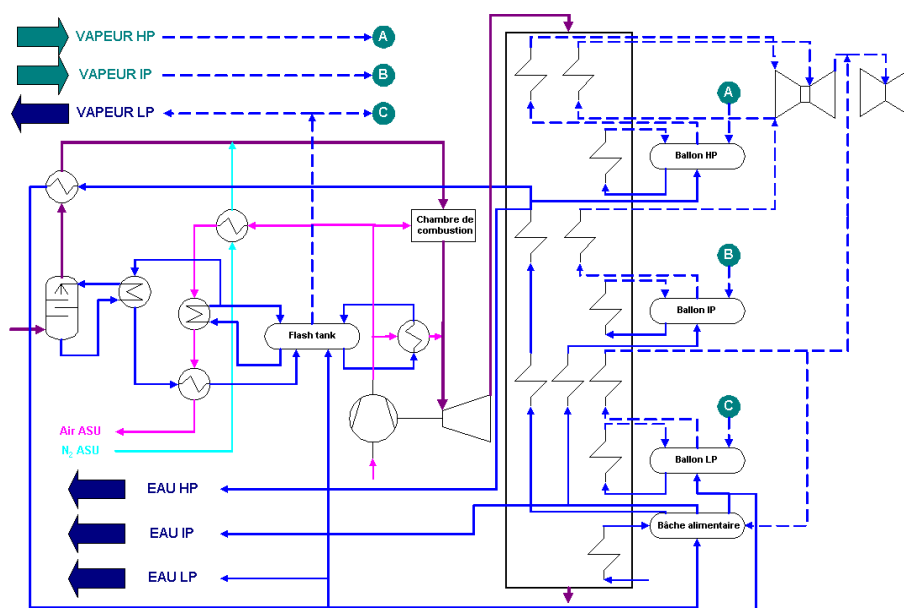


Figure 3 Schéma du cycle combiné / Sketch of the combined cycle

Au contraire, le calcul séquentiel permet un meilleur contrôle de l'utilisateur sur ses actions et, moyennant une bonne modélisation, garantit de toujours coller à la réalité. De manière à assurer une bonne maîtrise du recalcul face aux variations paramétriques, il nécessite en revanche un certain nombre de précautions.

Le modèle implémenté correspond au cas de design le plus probable, à savoir les données au point de charge MC15.100, correspondant au fonctionnement au gaz de synthèse à 100 % de la charge nominale. Les conditions ambiantes retenues pour cette configuration sont : température extérieure de 15°C, pression de 0,9309 bar, humidité relative de 60%. Les données sont extraites d'un Heat Flow Diagram du constructeur Siemens. Des données complémentaires ont été fournies par les Process Flow Diagram d'Elcogas pour le cycle combiné (section de conditionnement des gaz notamment). Pour les autres sections, les sources de données manquantes ont été le rapport de synthèse technologique d'EDF et les documents des autres fournisseurs.

Quelques chiffres rendent compte de la complexité du modèle de référence obtenu *in fine* : après intégration des divers modules et rajout des *noeuds* pertinents, il est constitué de plus de 130 *points*, 140 *transfos* et 40 *naeuds*, et il conduit à la précision suivante :

- 0,46% sur la puissance électrique totale ;
- 0,37% sur les puissances échangées du côté des fluides chauds (gaz en majorité) ;
- 0,01% sur les puissances échangées du côté des fluides froids (eau/vapeur en majorité).

Globalement, à l'issue de la phase de modélisation, on retrouve les valeurs de design à moins de 0,5% près, ce qui est très rassurant quant à la performance du simulateur de Thermoptim et permet de garantir la représentativité du modèle établi.

Il s'agit là d'une modélisation très satisfaisante eu égard aux critères recherchés mais bien évidemment

elle n'est pas la seule représentative et d'autres choix auraient pu être faits. Rien ne saurait en effet garantir à aucun moment que cette modélisation soit la meilleure ni la plus concise.

4.2 Optimisation

Pour maximiser la production d'électricité, deux grandes voies d'optimisation sont envisageables :

- abaisser la température de rejet des fumées, c'est-à-dire épuiser le fluide chaud principal au maximum, sachant que la température en sortie de cheminée devrait pouvoir être abaissée jusqu'à environ 70°C ;
- maximiser la récupération d'exergie

En l'absence de données exactes sur le point de rosée des gaz d'échappement de la centrale de Puertollano, on a choisi dans un premier temps de privilégier la seconde voie, et de comparer ainsi des variantes qui ne diffèrent que par leur degré d'intégration.

L'étude des courbes composites (figure 4) montre qu'il existe un pincement à très basse température et des irréversibilités relativement grandes au-dessus de celui-ci. Sur cette figure, le lieu des pincements minimaux LPM représente les valeurs des irréversibilités de composants au niveau des échangeurs [2,3]. Pour augmenter la production d'exergie, nous avons cherché à rapprocher les deux composites dans la zone des hautes températures en jouant en priorité sur le débit et la pression du réseau HP. Pour diverses raisons (fourniture des utilités et accessoirement, présence de séparateurs non protégés), la pression LP n'a pas été modifiée.

In fine des gains sensibles ont été obtenus en faisant varier les pressions et débits dans le réseau HP et en modifiant légèrement la configuration : **9,40MW environ**, soit environ 3,3 % d'augmentation de la puissance nette de la centrale.

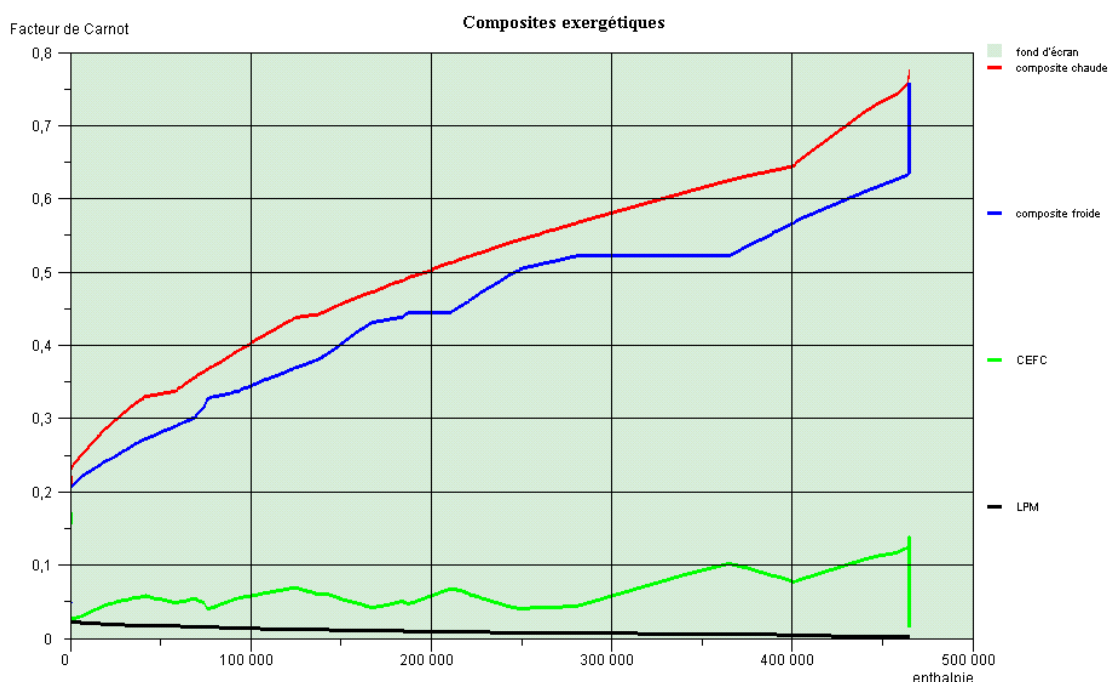


Figure 4 Courbes composites exergetiques / Exergy composite curves

4.3 Limitations du travail effectué

Il existe bien évidemment des limites inhérentes au modèle et à la modélisation dans l'environnement ThermoOptim. De même, le temps imparti pour cette étude n'a pas permis d'examiner toutes les possibilités : les essais menés ne sont pas exhaustifs et il reste probablement encore un petit manque à gagner, mais moins important et donc plus difficile à mettre en évidence.

Dans le domaine qui nous intéresse, il n'existe en effet pas de contrainte technique pure : toute amélioration technologique se traduit par un coût qu'il faut peser par rapport aux bénéfices envisagés.

Ces contraintes se manifestent à plusieurs stades, à commencer par celui de la variation paramétrique : les améliorations proposées sont-elles réalistes, notamment celles sur les pressions ?

Ensuite, la valeur de 9,4 MW mise en évidence n'est qu'un objectif que seul un agencement optimal des échangeurs permet d'atteindre. La procédure de placement des échangeurs qui doit suivre devra se faire en prenant en compte les contraintes éventuelles d'appariement des fluides dues au process.

On doit aussi bien avoir conscience que l'optimisation n'a été menée que sur un seul cas de design et qu'il conviendrait d'étudier l'effet des améliorations proposées dans d'autres cas, notamment lors d'un fonctionnement au gaz naturel. La vapeur est alors entièrement produite dans le GVR et cela se traduit par une allure tout autre des courbes de facteur de Carnot qui mériterait peut-être une attention particulière.

Comme l'indique le programme Vision 21: " Une haute efficacité thermique requiert une intégration " serrée " des sous-systèmes de façon à maximiser la récupération de chaleur et l'utilisation des matières premières mais aussi à minimiser la quantité de déchets produits. " C'est ce que nous avons réussi à démontrer en parvenant à augmenter la puissance produite de près de 3,3 %. " En revanche, une telle intégration conduit à des interdépendances complexes entre les divers sous-systèmes et par là même à de sérieux problèmes de démarrage, de contrôle et de fiabilité. "

Il faudrait étudier les conséquences du placement des échangeurs sur l'intégration du système. La centrale de Puertollano est déjà largement intégrée, ce qui complique considérablement un certain nombre de choses : le contrôle-commande, les boucles de régulation ou encore les régimes transitoires pour atteindre les points de fonctionnement.

5. CONCLUSION

Le travail mené au cours de cette étude aura dans un premier temps permis d'obtenir un modèle global de la centrale IGCC de Puertollano recoupant de manière très satisfaisante les données du design avec des erreurs globales de l'ordre de 0,5%.

De plus, l'optimisation sans contraintes menée a mis en évidence des marges de manoeuvre certaines se traduisant par des gains potentiels assez élevés. En l'occurrence, le meilleur cas a conduit à un gain de puissance électrique de 9,4 MWe soit près de 3,3 %, et encore n'a-t-on pas épuisé la totalité des variations paramétriques envisageables.

Certes, ces bénéfices théoriques devraient être affinés par interaction beaucoup plus soutenue avec des spécialistes du process. Dans l'étude présentée ici ces bénéfices ne tiennent en effet pas compte des contraintes technologiques sur le circuit eau/vapeur ; par ailleurs ils devraient être validés dans les autres cas de design (fonctionnement au gaz naturel notamment), etc., mais les gains mis en évidence montrent d'ores et déjà que les potentialités de l'intégration mentionnées par le programme Vision 21 ne sont pas un vain mot. Les irréversibilités ont véritablement un coût et la réduction de celles-ci dans le cas de la centrale de Puertollano comme de manière plus générale semblent justifier une étude plus poussée.

6. REFERENCES

- [1] KLAEYLE Michel et NANDJEE Férid (1997) Technologie de gazéification intégrée à un cycle combiné. Techniques de l'ingénieur, traité Génie énergétique, documents B 8 920 et B 8 921
- [2] GICQUEL, R., Méthode d'optimisation systémique basée sur l'intégration thermique par extension de la méthode du pincement : application à la cogénération avec production de vapeur. Revue Générale de Thermique, tome 34, n° 405, octobre 1995.
- [3] GICQUEL R., MODICS. Généralisation de la méthode d'optimisation systémique aux systèmes thermiques avec échangeurs imposés. Revue Générale de Thermique, tome 35, p. 423-433, 1996.
- [4] LINNHOFF B. Use pinch analysis to knock down capital costs and emissions, Chemical Engineering Progress, august 1994, pp. 32 - 57
- [5] GROSSMANN (I.), SARGENT (R.) Optimum design of heat exchanger networks, Computers and chemical engineering, Pergamon Press, 1978, Vol 2, pp. 1 - 7.
- [6] FLOUDAS (C.), GROSSMANN (I.) Synthesis of flexible heat exchanger networks for multiperiod operation, Computers and chemical engineering, Pergamon Press, 1986, Vol 10, n° 2, pp. 153 - 168.
- [7] GICQUEL, R., "Systèmes Energétiques, Tome 1 : méthodologie d'analyse, bases de thermodynamique, ThermoOptim", Presses de l'Ecole des Mines de Paris, février 2001.
- [8] GICQUEL, R., Les Aides Logicielles Pédagogiques : une réponse aux nouveaux défis posés à l'enseignement de la thermodynamique appliquée. Exemple de la famille THERMOPTIM Colloque International TICE 2000, UTC de Troyes, 18-20 octobre 2000.

OPTIMIZATION OF THE WATER-STEAM CYCLE OF AN IGCC POWER PLANT

In combined cycles, a key component is the heat recovery steam generator (HRSG), which converts into steam the heat from the turbine exhaust gases. In a HRSG, steam is produced at 2 to 4 pressure levels, which can be freely chosen within certain limits. The steam properties are strongly non linear functions of temperature and pressure, the steam flow rates may vary depending on the operating conditions, and the heat exchanger matching possibilities are numerous, which makes the optimization process rather complex. Furthermore, whereas classical boilers are stack controlled and therefore do not require in-depth optimization, combined cycle HRSGs are pinch controlled, so that their optimization requires to take into account at the same time the steam cycle and the heat exchange with the flue gas.

The method presented in this paper is a variant of Linnhoff's pinch method which allows to distinguish between systemic and component irreversibilities. As its name implies, process integration has been initially developed in the field of chemical engineering with a view to optimize large heat exchanger networks. The main features of Thermoptim's optimization method can be summarized as follows:

- it can be considered as a variant of the pinch method stressing the analysis of the Carnot factor difference curve (CFDC), which is obtained by subtracting the cold composite from the hot composite, thus putting into evidence the irreversibilities of the system.
- the CFDC allows to visually separate the thermodynamic losses stemming from two separate sources: the first ones, called component irreversibilities, are proper to component operation, whereas the second ones, called systemic irreversibilities, are solely due to the system architecture.
- the composite curves and the CFDC allow to put into evidence temperature pinches, and thus visualize in a physically meaningful manner the critical zones of the system whose design has to be subject to particular care. For this purpose it

constitutes a valuable guide where previously only heuristic methods were employed.

- by quantifying the maximal value of achievable gains, the method defines a target that allows then to precisely identify the difference between the theoretical optimum and the best solution at the technico-economic level.
- by distinguishing component irreversibilities from systemic irreversibilities, it shows where systemic degrees of freedom are located, that can be used to bypass singular technological constraints without penalizing the energy balance.

This method has been applied to the optimization of the steam cycle of the Puertollano Integrated Gaseification Combined Cycle (IGCC).

An IGCC is a very complex power plant typically comprised of:

- a gasifier in which a synthetic gas is produced from solid or waste fuels such as coal, oil coke...
- a unit where the synthetic gas is quenched
- a washing unit
- a gas turbine burning the synthetic gas to produce electricity
- a HRSG, producing steam at various pressure levels
- a steam bottoming cycle producing electricity.

Integrating such a complicated cycle is a very difficult task which requires specific methods such as those presented above.

The model of the plant which has been set up was quite accurate: differences of about 0.5 % with the design values were obtained. The optimization has shown that it was possible to significantly improve the design: the best case studied provided an increase of the electric output equal to 9.4 Mwe, i.e. about 3.3 % of the total capacity. These theoretical improvements however still have to be discussed with the process engineers, in order to make sure that they are compatible with technological constraints, in particular at various operating conditions.

