

Etat des lieux de la production électrique thermique centralisée
Evaluation de l'opportunité de l'implantation de *cycles combinés au gaz* dans le système énergétique français

INTRODUCTION

Contexte de l'étude :

- La libéralisation du marché de l'énergie et les engagements importants des états européens pour limiter la consommation d'énergie et l'émission des GES
- Le développement sans précédent des CCG : 16 déjà en activité, en construction ou autorisées
- La puissance électrique et la consommation de gaz associées à ce parc relève d'enjeux nationaux et européens

Objet de l'étude :

- Dresser un état des lieux de l'adéquation offre-demande en électricité sur la période 2009-2015
- Evaluer la nécessité de nouvelles installations au regard de la sécurité du système électrique
- Analyser les implications de l'augmentation du parc de CCG résultant des nouveaux projets d'implantation
- L'étude est basée sur le bilan prévisionnel RTE 2009 ainsi que la PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) 2009
- La CRE a mis en place une concertation entre les opérateurs des CCG et les gestionnaires de réseau gazier. Des éléments de réponse déterminants sont attendus pour fin 2009

Production électrique thermique :

- A partir du charbon, fioul et gaz.
- Elle constitue la quasi-totalité de la part carbonée de la production électrique
- CCG : puissance habituelle entre 400 et 500 MW. Certains projets comme Verberie ou Hambach prévoient de doubler cette puissance

I. ETAT DES LIEUX DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE A L'HORIZON 2015

I. 1 Prévisions sur la demande :

- La prévision de consommation de la PPI 2009 retient différents scénarios donnant une évolution basée sur les prévisionnels démographiques et économiques, sans prendre en compte les conséquences de la crise économique,
- Le scénario de référence retenu par RTE est relativement contraignant avec sortie de crise 2010 + hausse de la population, soit un scénario de type consommation moyenne à haute. Il s'apparente également par le résultat final de la modélisation à un scénario « Grenelle différé » de la PPI
- L'étude intègre aussi par ailleurs les variantes Grenelle et Grenelle différé

I. 2 Prévisions sur l'offre :

- Selon RTE ou la PPI :
 - Réduction du productible charbon en semi-base avec la fermeture de plusieurs tranches
 - Augmentation du productible nucléaire en base (mise en service de l'EPR de Flamanville)
 - Augmentation du productible CCG en semi-base

- Augmentation du productible éolien fatal
- Les minoration du productible total à l'horizon 2015 influencent les simulations relatives au risque de défaillance entre l'offre et la demande
- Parc thermique charbon : de nouvelles limites sont fixées pour les émissions polluantes. Le parc est soumis à un quota de 20 000 H avant fermeture. 4 centrales resteraient après 2015 (dont Emile Huchet). Ressource totale : 3,3 GW
- Parc thermique fioul : vocation de sécuriser le réseau électrique. Utilisation en pointe et extrême pointe (moins de 1500 ou 500 H)
- Parc CCG : 2 en fonctionnement, sur 13 en totalité en cours de construction ou raccordement.
- Les prévisionnels d'équilibre offre-demande RTE sont fondés sur ce parc réparti sur 10 sites
- Le développement du parc CCG excède largement le strict besoin de remplacement des centrales charbon dont le déclassement est prévu entre 2012 et 2015

I. 3 Adéquation de l'offre et de la demande

Simulations de risque de défaillance - Bilan prévisionnel RTE 2007 :

- Résultats des simulations (environ 500) portent sur la proportion des scénarios de défaillance
- Elles tiennent compte des principaux phénomènes aléatoires (températures extérieures, indisponibilité de certains groupes de production, apports hydrauliques et vitesse des vents)
- La PPI 2009 (basée sur le bilan prévisionnel RTE 2007) retient comme hypothèse la réalisation d'au moins 10 CCG à l'horizon 2012 pour l'équilibre offre-demande
- Elle préconise d'autoriser les projets des investisseurs au titre de la loi électrique

Simulations de risque de défaillance -Bilan prévisionnel RTE 2009

- Le bilan prévisionnel RTE 2009 a été ajusté en intégrant les augmentations de pics de consommations enregistrés en 2008-2009.
- Pour les pointes dites « à une chance sur 10 », on noterait une défaillance possible d'environ 10H avec 4 GW manquant, en 2015 (avec le scénario de référence)
- RTE n'en tire aucune conclusion de besoin de nouveaux moyens de production, car :
 - Le scénario de référence correspond à un retard de 10 ans dans l'application des lois Grenelle I et II
 - Il ne tient pas compte des interconnexions avec les pays voisins, or ces capacités sont largement suffisantes pour pallier nos besoins de puissance exceptionnels. Elles vont même s'accroître d'environ 10 GW à l'horizon 2015, pouvant ainsi sécuriser l'équilibre offre-demande français.
 - Il ne préjuge en rien de la nature des moyens d'offre qui pourront être mis en service
 - Le solde français en import-export d'électricité est largement positif. Le seul déficit enregistré s'étant circonscrit à 6 jours en janvier 2009 à hauteur de 4 GW
 - Il serait hasardeux de considérer la France isolément
- Absence de caractère d'urgence :
 - La nécessité d'un choix déterminant pour de nouveaux moyens de production n'est pas vérifiée avant 2011 (Le prochain Bilan prévisionnel RTE est prévu pour 2011)
 - L'opportunité de l'installation de CCG pour répondre à une demande d'électricité en pointe n'est pas démontrée.
 - L'efficacité des CCG pour ce type de besoin n'est pas démontrée non plus
 - Les conséquences générales de leur implantation sur le système énergétique doivent être évaluées

II. ANALYSE DES IMPLICATIONS NATIONALES DE L'IMPLANTATION DE CCG

II 1. Problématique de la production en pointe

- Les évolutions des pointes de consommation sont déterminantes pour le dimensionnement du parc de production
- Ces pointes ont lieu toute l'année, mais plus particulièrement entre 18 et 20H et notamment pendant les épisodes de froid

- Pour y pallier RTE a recours, soit aux effacements de consommation, soit au programme d'appel de moyens de production mobilisables en 2 heures (groupes fioul), voire quelques minutes (hydraulique, STEP ou TAC)
- Temps de démarrage des CCG trop long (2-3 H) + temps d'acheminement du gaz naturel par GRTGaz et TIGF.
- Ces deux constats établis par la PPI 2006, sont de nature à écarter sensiblement les CCG de la définition d'un moyen de production de pointe :
 - Contrairement aux autres moyens de production, elles n'ont pas de moyen de stockage et sont donc dépendantes à tout instant du réseau gazier
 - Risques spécifiques d'approvisionnement liés à la concomitance des pointes de consommation gaz et électricité
- Les investissements nécessaires à l'installation et au fonctionnement des CCG ne peuvent se justifier économiquement qu'en semi-base
- Aucun seuil de rentabilité n'est envisagé pour les CCG en dessous de 2000 H de fonctionnement annuel
- Une augmentation du parc de production de 4 GW avec des CCG, en réponse aux besoins de production de pointe peut être dangereuse du point de vue de la réduction des émissions de GES, car celles-ci ont des conditions de rentabilité et de marché qui impliquent que les opérateurs aient la possibilité d'exploiter pour une durée incomparable avec celle caractérisant les appels de consommation en pointe.

II 2. Durées d'appel annuelles

- Les CCG ne sont soumises à aucune réglementation en durée de fonctionnement, contrairement aux centrales à fioul ou charbon
- Les prévisionnels disponibles sont très disparates (les producteurs annoncent entre 4500 et 8000 H de fonctionnement)
- Sur les 13 CCG (celles actuellement en service ou en construction) cela représenterait une capacité comprise entre 27 et 47 TWh en 2015, alors que l'adéquation offre-demande prévue par RTE ne serait comprise qu'entre 16 et 22 TWh pour le même parc dans l'hypothèse d'une consommation haute
- De fait un parc de CCG ne fonctionnerait en moyenne en 2015 que 2600 à 3700 H, sauf si :
 - Il y avait une croissance de la consommation supérieure au scénario le plus élevé d'RTE
 - Une augmentation des exportations au-delà des prévisions RTE (la PPI en prévoyant d'ores et déjà le doublement d'ici à 2020)
 - Une mise en concurrence directe avec les autres moyens de production
 - Un arbitrage politique et/ou économique en faveur d'un parc plus limité
- La mise en place des projets en attente de travaux ou d'autorisations d'exploiter (dont les projets de Direct Energie) réduirait naturellement les durées moyennes de fonctionnement à 2 800 H/an

II 3. Concurrence entre les moyens de production

- En cas de hausse de la demande d'électricité, on active de manière générale en priorité les moyens de production les moins coûteux
- Dans ces conditions les possibilités de production du parc CCG, au-delà des simulations effectuées par RTE, sont liées à trois leviers :
 - La limitation du déploiement de nouvelles capacités de production fatale (éolien notamment, le nucléaire et l'hydraulique étant globalement acquis)
 - La compétitivité et l'exportation de l'électricité sur le marché européen en semi-base
 - La compétitivité des CCG par rapport aux centrales à charbon
- L'ordre d'appel entre le charbon et le gaz ne peut être déterminé de façon absolue, du fait de :
 - Différentiel des prix entre les deux combustibles
 - Coût des quotas de CO² (qui seront introduits en bourse en 2013)
 - L'augmentation et la volatilité des prix du gaz (la demande mondiale devant plus que doubler d'ici à 2020)
 - La non-intégration des surcoûts liés à l'adaptation du réseau et des infrastructures gazières nécessaires à l'approvisionnement des CCG et demandée par les gestionnaires du réseau gazier

- La limitation du parc résiduel charbon se heurte à des problématiques plus larges de sécurité énergétique :
 - A l'échelle nationale : nécessité d'assurer la diversification des sources d'approvisionnement, le productible charbon permettant de limiter les pressions géopolitiques sur l'approvisionnement en gaz
 - A l'échelle locale : nécessité de sécuriser l'approvisionnement électrique compte-tenu de situations spécifiques (ex : St-Avoid est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique régionale, sachant que le point d'entrée frontière du gaz russe à Obergailbach était totalement interrompu en janvier 2009 lors de la crise gazière)
- Prévisions d'installations de puissance CCG et éolien sur la période 2009-2014
 - Les tendances sont très différentes, à savoir un fort retard de l'éolien par rapport aux prévisionnel de la PPI (- 1 GW/an), et un fort dépassement pour le parc CCG (+1,4 GW/an)
 - RTE pointe la possibilité d'un ralentissement du développement éolien qui serait lié aux nombreux freins réglementaires
 - La limitation relative du productible éolien permet d'augmenter de façon équivalente le productible CCG, et donc leur rentabilité

III 4. Capacités des infrastructures gazières

Demande de flexibilité de l'acheminement du gaz :

- Le fonctionnement du parc CCG entraînerait une hausse globale de 10 % de la consommation de gaz.
- La demande serait doublée lors des pics de demande
- Un rapport sénatorial du 27 juin 2007 met en avant que « le déploiement massif d'un parc électrique fonctionnant au gaz a pour conséquence de reporter la question de la sécurité d'approvisionnement électrique vers celle de la sécurité gazière »
- GRTgaz indique que le fonctionnement en semi-base et en pointe des CCG « génère des besoins de flexibilité intra-journalière en gaz particulièrement importants, que GRTgaz ne saurait satisfaire dans le cadre actuel »
- GRTgaz préconise la révision des règles tarifaires et opérationnelles applicables à ces centrales
- Storengy, principal exploitant des stockages souterrains de gaz analyse également que « si les règles d'acheminement et d'équilibrage n'étaient pas adaptées, aucune garantie sur le bon fonctionnement du système gazier ne pourrait être donnée »
- Les surcoûts liés aux besoins spécifiques de modulation intra-journalière des centrales de production électrique à partir du gaz naturel seraient répartis sur l'ensemble des consommateurs de gaz
- Nota : GRTgaz tient compte dans son analyse d'un parc d'une puissance de 10 GW, pour 8,7 GW déjà validés et 16 GW si l'on tient compte des projets
- La CRE a demandé pour fin 2009 plusieurs études complémentaires
- La CRE a d'ores-et-déjà validé l'obligation de déclaration aux GRT, la veille pour le lendemain du programme de consommation

Concomitance des pointes de consommation en gaz et en électricité :

- Les pointes de consommation interviennent en même temps
- La production en pointe requiert des programmes d'appel de 2 heures, voire quelques minutes, incompatibles avec un programme de fonctionnement « veille pour lendemain »
- Une possibilité de stockage proche peut minimiser les problèmes liés au temps d'acheminement des fluides, mais le transport de quantités significatives reste un problème pour la modification des schémas de flux (inversions de sens, arrêts et démarrage des compresseurs)

SYNTHESE

- L'étude montre la difficulté d'analyse d'un projet pris isolément

- Les CCG seraient le seul moyen du mix énergétique français à dépasser significativement les prévisionnels et les objectifs de la PPI
- Le choix de toute nouvelle implantation ne serait pas justifié, compte tenu du défaut de connaissances actuelles
- RTE ne fait pas état de défaillance à l'horizon de 5 ans
- Les simulations RTE qu'utilisent Direct Energie pour se justifier :
 - Sont des hypothèses très sécuritaires et ne tenant pas compte des capacités d'échange entre les systèmes interconnectés
 - Aucun choix ne serait opportun avant 2011 (prochain bilan prévisionnel) où l'on connaîtrait aussi mieux l'impact de la crise économique
 - Elles ne préjugent en rien des moyens à mettre en service (effacements de pointes, groupes thermiques, énergies renouvelables...)
 - A fortiori, la capacité des CCG à subvenir aux demandes de consommation de pointe n'est pas vérifiée aux plans techniques et économiques
- La capacité des infrastructures gazières à supporter les besoins en flexibilité requis au fonctionnement d'un parc CCG de 10 GW n'est pas attestée par le gestionnaire de réseau GRTgaz
- Conséquences économiques du développement du parc : selon les bilans énergétiques RTE, les installations CCG ne fonctionneraient que 2 800 H en moyenne (alors que les seuils de rentabilité sont établis autour de 2 000 H)
- Une pression économique trop forte sur le productible CCG pourrait avoir plusieurs conséquences majeures :
 - Une croissante accrue de la consommation : les producteurs pouvant être incités à mettre en échec les offres d'effacement de la consommation en pointe pour des raisons de rentabilité interne
 - Une augmentation des exportations au-delà des prévisions RTE
 - Une mise en concurrence directe avec les autres moyens de production qui accentuerait davantage le déséquilibre déjà avéré de certains investissements comme l'éolien
 - Un arbitrage politique et/ou économique en faveur d'un parc plus limité, qui pourrait entrer en contradiction avec les choix d'investissement des gestionnaires de réseau électrique et gazier ou en affecter la sécurité

Estimation des émissions totales de CO² du parc thermique à l'horizon 2015 :

- Les estimations ne prennent en compte que les « sorties de cheminées », excluant les émissions en amont qui s'élèvent à 13 % pour le gaz naturel
- Pour le parc « engagé » de CCG à l'horizon 2015 les émissions de CO² seraient augmentées de 7 % sur la période 2008-2015.

Dans ces conditions, seul l'arbitrage politique en faveur d'un parc plus limité permettrait de garantir les engagements souscrits par la France vis-à-vis de la maîtrise de la consommation d'énergie et de la réduction des GES. Un tel principe reviendrait à amender le principe de liberté d'établissement au titre de la loi électrique accordée aux nouveaux projets de CCG, afin de prendre en compte les risques associés à un développement trop rapide et important du parc de CCG dans le système énergétique français, aux plans technique, économique et environnemental.