

06.09.2010

**CONTRIBUTION A LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA COMMISSION DE
REGULATION DE L'ENERGIE SUR LES TARIFS ET CONDITIONS D'ACCES AUX
RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL**

L'Association de Défense contre la pollution à Sarreguemines et Environs, Pas de Centrale en Basse Automne, Transparence pour la Centrale de Monchy au Bois, et le Collectif Urgence Réchauffement Climatique, souhaitent apporter leur contribution aux questions posées par la Commission de Régulation de l'Energie dans le cadre de la consultation lancée le 21 juillet 2010, et après avoir pris connaissance des études fournies par la Concertation Gaz.

Depuis 2006, plusieurs projets de centrales électriques au gaz naturel sont en cours d'étude, d'autorisation ou de construction sur l'ensemble du territoire national. Les associations constituées autour de la question de ces nouvelles installations ont engagé localement la mobilisation des citoyens, afin d'obtenir un véritable débat sur l'opportunité et les conséquences de l'implantation des centrales électriques, notamment en termes de sécurité énergétique, et de répercussions financières pour les usagers du service public du gaz.

Nous avons ainsi sollicité l'expertise technique du bureau d'études Horizons, suite à l'étude réalisée en septembre 2009 sur l'état de la production électrique à partir de gaz naturel, et regroupé l'ensemble des réponses et recommandations de nos associations, à l'adresse de la Commission et des différentes parties prenantes de la Concertation.

Notre contribution collective s'intéresse exclusivement au troisième thème défini par la Concertation : les conditions d'accès pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel. Nous précisons que nous n'émettons aucune réserve quant à la divulgation complète de cette contribution.

Rappel des questions relatives aux conditions d'accès pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel

Question n°6. Etes-vous favorables à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Question n°7. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTGaz ?

Question n°8. Que pensez-vous du seuil de 0,8 Gwh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTGaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Question n°9. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Question n°10. Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée ?

Question n°6. Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Nous estimons que les 11 millions de consommateurs particuliers de GrDF seraient naturellement favorables à une juste répercussion des coûts supplémentaires occasionnés par une dizaine de clients exploitant des centrales électriques.

Néanmoins, nous craignons que si ces coûts supplémentaires n'étaient pas totalement anticipés et pris en charge par ces exploitants, les risques de congestion du système gazier en résultant n'obligent finalement les opérateurs publics à choisir entre une augmentation brutale des coûts répercutés sur l'ensemble des usagers, ou bien une dégradation inévitable de la qualité du service.

Questions n°7, 8 et 9

Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTGaz ?

Que pensez-vous du seuil de 0,8 Gwh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTGaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Nous estimons que les solutions tarifaires proposées par GRTGaz ne sont applicables qu'à court terme, et devront être ré-évaluées entièrement pour l'année 2013 et les suivantes. En effet, ces tarifs se fondent sur les offres de service proposées par les fournisseurs actuels de flexibilité :

- Storengy : capacité actuelle fournie par les stockages souterrains ;
- Elengy : capacité fournie par les terminaux méthaniers actuellement en service ;
- TIGF : capacité fournie à titre provisoire jusqu'en 2013.

D'après l'*Etude de la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins des centrales prévues*, effectuée par GRTGaz et TIGF, les infrastructures disponibles couvriraient les besoins au mieux jusqu'en 2013. A compter de cette date, les opérateurs escomptent que de nouveaux ouvrages de transport et de stockage GNL seront nécessaires pour pallier à la croissance rapide du parc de centrales jusqu'en 2020. C'est donc que ces nouveaux équipements vont modifier la construction des prix du service de flexibilité, et sous réserve de leurs capacités techniques et conditions d'investissement qui restent à étudier.

D'autre part, les prévisions concernant l'entrée en fonctionnement du parc de centrales ne correspondent pas à la réalité des projets : en 2013, ce sont 17 tranches qui fonctionneront, selon leurs promoteurs, pour une puissance installée totale de 8,7 GW, au lieu des 13 tranches pour une puissance de 6,3 GW retenues par le prévisionnel des GRT. Sur les 11 tranches supplémentaires prévues par leurs promoteurs entre 2014 et 2020, les GRT en ont retenu uniquement 7.

En l'état actuel du rythme d'autorisation, de construction et d'entrée en service du parc de centrales, le prévisionnel de demande en flexibilité doit être significativement revu à la hausse. En conséquence, les simulations effectuées sous-évaluent mécaniquement les risques de congestion du système gazier pour supporter de tels besoins.

Nous estimons que l'échéance 2013, qui est déjà soulignée comme un cap critique pour la gestion des réseaux par GRTGaz et TIGF, doit être entièrement ré-évaluée. La prise en compte de la totalité des projets de centrales est indispensable du point de vue de la sécurité du système gazier, et a fortiori pour évaluer les surcoûts réels générés pour les GRT.

Prévisionnel GRT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches additionnelles cumulées	6	9	11	13	15	18	20
Puissance MWe	2 570	3 840	4 640	5 500	6 300	7 500	8 300
Avec DK6	3 370	4 640	5 440	6 300	7 100	8 300	9 100

Porteurs de projet	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Nbre tranches additionnelles cumulées	6	8	11	17	17	22	28
Puissance MWe	2 555	3 395	4 737	7 861	7 861	10 136	12 536
Avec DK6	3 345	4 185	5 527	8 651	8 651	10 926	13 326

Tableau 1 – prévisionnel d'implantation du parc des CCG

En haut : rappel de l'hypothèse retenue par les GRT. En bas : prévisionnel d'après les communications officielles des différents porteurs de projet (voir ci-après).

Exploitant	Désignation	Nbre tranches	MWe	État administratif	Mise en service
GDF SUEZ	<i>Dunkerque</i>	2	790	en activité	2006
Poweo	<i>Pont-sur-Sambre</i>	1	412		2009
GDF SUEZ	<i>Cycofos</i>	1	424		2009
GDF SUEZ	<i>Combigo 1</i>	1	424		2010
SNET / E.ON	<i>Emile Huchet</i>	2	860		2010
GDF SUEZ	<i>Montoire</i>	1	435	mise en gaz effectuée	2010
Atel	<i>Bayet</i>	1	410	construction engagée	2011
EDF	<i>Blenod</i>	1	430		2011
EDF	<i>Martiques</i>	2	930		2012
SNET / E.ON	<i>Hornaing*</i>	1	430	autorisation d'exploiter délivrée	?
SNET / E.ON	<i>Lucy*</i>	1	420		?
GDF SUEZ	<i>Combigo 2**</i>	1	425		?
Poweo	<i>Toul</i>	1	412		2012
Direct Energie	<i>Sarreguemines</i>	1	892		2013
Direct Energie	<i>Verberie</i>	2	892	en cours d'instruction	2013
Atel	<i>Monchy-au-Bois</i>	1	420		2013
Poweo	<i>Blaringhem</i>	2	920		2013
Iberdrola	<i>Villiers-Charlemagne</i>	2	1000	en attente procédure	2015
SNET / E.ON	<i>Os-Marsillon*</i>	2	800	projet annoncé	?
Poweo	<i>Creuse</i>	2	800		?
	<i>Antifer / Verdon ***</i>	2	800		?

Tableau 2 – Etat des lieux du parc CCG au 6 septembre 2010

Pour chacun des sites qui ne sont pas encore en activité, nous indiquons la date prévisionnelle d'entrée en service annoncée par leurs exploitants.

Quand cette information n'est pas publique, nous effectuons 2 hypothèses prudentes selon l'état administratif du projet :

- autorisation d'exploiter déjà délivrée : entrée en service en 2015 ;
- procédure d'autorisation non débutée : entrée en service en 2020.

* E.ON a indiqué ne plus effectuer d'investissement en Europe jusqu'en 2013, mettant en standby les projets en cours. Les projets de remplacement des centrales à charbon d'Hornaing et Lucy disposent d'une autorisation d'exploiter valable 3 ans avant commencement des travaux.

** GDF SUEZ a indiqué dans son RA 2009 ne pas avoir lancé la construction de la nouvelle tranche de Combigo 2 après obtention de l'autorisation d'exploiter. Le groupe n'indique pas de date de mise en chantier.

*** Des annonces ont été effectuées par différents promoteurs sur l'implantation de CCG à proximité des nouveaux terminaux méthaniers. Nous avons considéré la réalisation d'au moins l'un de ces projets, pour une puissance de 800 MW.

Question n°10. Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée ?

Compte-tenu de la sous-évaluation du parc de centrales retenu pour les modélisations de demande en flexibilité *la veille pour le lendemain*, il n'est pas possible de statuer sur la capacité du système gazier à répondre à ces besoins sur la base des simulations effectuées, ni d'évaluer correctement leurs coûts. A fortiori, la capacité du système gazier à fournir une flexibilité encore plus contraignante, *en cours de journée*, paraît d'autant plus hypothétique compte-tenu des éléments à disposition.

Nous avons retenu de la précédente consultation lancée par la Commission de Régulation le 18 septembre 2008 que les GRT ont exprimé clairement leur incapacité technique à répondre à un besoin de flexibilité des centrales en cours de journée. La Commission a d'ailleurs acté le 30 septembre 2009 le principe d'une obligation de déclaration la veille pour le lendemain des programmes de consommation des exploitants.

Dans ces conditions, nous ne sommes pas favorables à la possibilité de renominations en cours de journée, si toutes les garanties n'étaient pas apportées pour la sécurité du système et la juste prise en charge des surcoûts par les exploitants.

Même si toutes ces conditions étaient parfaitement réunies, nous pensons qu'une telle possibilité offerte aux exploitants de centrales nécessiterait une concertation plus large englobant à la fois les problématiques du système gazier ET du système électrique.

En effet, autoriser les exploitants de centrales à effectuer des renominations en cours de journée auprès du réseau gazier revient à autoriser des renominations en cours de journée des injections effectuées sur le réseau électrique. Classiquement, l'opérateur électrique RTE est amené à solliciter de tels appels de puissance, en cours de journée, afin de satisfaire aux appels de consommation en pointe ou en extrême-pointe. Pour ce faire, plusieurs moyens techniques sont actuellement à disposition du système :

- les effacements de pointe auprès des consommateurs souscrivant à une contractualisation spéciale de type EJP ou Tempo ;
- le recours aux autres systèmes électriques interconnectés ;
- les programmes d'appel auprès de tranches de production fioul-vapeur ou charbon-vapeur pouvant démarrer en 2 à 3 heures ;
- les programmes d'ajustement auprès de tranches hydrauliques, de pompage-turbinage ou turbines à combustion pouvant démarrer en quelques minutes.

Sur ce panel de solutions disponibles, le recours aux centrales à gaz est techniquement le moins sécurisé puisqu'il se reporte entièrement sur le système gazier, en consommation de pointe concomitante. Ainsi, les risques de défaillance du système gazier, tels que simulés par GRTGaz et TIGF dans le cadre de la présente étude, pourraient engendrer des risques de défaillance du système électrique, dans le cas où RTE serait amené à effectuer des appels de puissance en cours de journée auprès de centrales à gaz.

Par ailleurs, les instruments de maîtrise de la consommation de pointe, sans recours aux moyens de production, ont fait leurs preuves selon l'analyse de l'Union Française de l'Electricité. Ainsi, en plus de satisfaire à la sécurisation du système, ils apportent des réponses aux objectifs de maîtrise de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Compte-tenu des problématiques exprimées par RTE sur les capacités du système électrique à répondre aux demandes prévisionnelles en consommation de pointe et d'extrême-pointe, cette question devrait selon nous faire l'objet d'une étude conjointe des opérateurs publics gazier et électrique. Enfin, il est nécessaire que les résultats d'une telle étude soient pris en compte dans la régulation entre les différentes offres du marché répondant aux demandes d'électricité en pointe et en extrême-pointe.

Nous proposons ainsi que la Commission de Régulation ne limite pas la concertation actuelle au sujet du parc des centrales à gaz aux seuls opérateurs du réseau gazier GRTGaz et TIGF, mais l'élargisse à l'opérateur électrique RTE. Nous considérons que c'est dans ce cadre que les questions posées actuellement par la Commission - quels renforcements nécessaires du système gazier, quelles règles pour leur financement - pourront trouver des réponses suffisantes. Nous souhaitons également que les GRT identifient les zones favorables à l'implantation des centrales électriques, conformément à la demande de la Commission de Régulation du 30 avril 2009.

Pour notre part, nous serions prêts à contribuer à une telle démarche de concertation initiée par la Commission de Régulation de l'Energie, et soucieuse de concilier la libre concurrence entre producteurs et les obligations de service public à l'endroit des usagers, au premier titre desquels la sécurité des systèmes gazier et électrique.

Pour Transparence
Développement Et
Ruralité

Pour l'Association
de Défense contre
la Pollution de
Sarreguemines et
environs

Pour Pas de
Centrale en Basse
Automne

Pour le Collectif
Urgence
Réchauffement
Climatique

Jean-Marc Chatelet
Vice-Président

Pour la Collégiale,
Isabelle Hoellinger

Franck Deboise
Président

André Ollivro
Porte-parole

