

Consultation publique relative à la modification des tarifs ATRT5 concernant les mesures transitoires avant la création d'un PEG unique et la régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi

Question préliminaire : Quelle est votre analyse du fait qu'une part importante des capacités des terminaux de Fos reste inutilisée alors que, depuis avril 2014, des grandes quantités de GNL sont livrées sur certains terminaux au nord-ouest de l'Europe?

Il nous est difficile de donner une analyse précise à cette situation n'étant pas un acteur du GNL.

Néanmoins nous pouvons remarquer que

- les importations de GNL en France continuent encore à baisser alors que les capacités Nord-Sud augmentent. En parallèle le spread entre le nord et le sud se maintient à un niveau élevé.
- le marché au sud est peu liquide sur des maturités futures ce qui peut être un frein

Question 1 : Etes-vous favorable à la proposition des GRT concernant la modification de la règle de répartition entre Cruzy et Castillon?

ARKEMA est bien entendu favorable à la modification de cette règle de répartition : tout ce qui augmente la capacité Nord-Sud par pipeline réduit la facture de gaz pour la France et donc soutient l'emploi français. Nous demandons même de viser le maximum technique de ce « re-routage » : au lieu du « 2/3 » de flux projeté par Castillon, ne pourrait-on viser 75 ou 80% (même au prix d'un éventuel investissement de dégoulottage – coût à estimer)?

Par contre, si nous sommes d'accord avec le principe proposé de modification de l'accord d'interconnexion, il est probable qu'il **profitera encore directement et très essentiellement aux opérateurs de GNL** (comme explicité ci-dessus). ARKEMA demande par conséquent que les capacités nouvelles ainsi dégagées (20 à 40 GWh/j voire plus) soient attribuées exclusivement, à titre transitoire dans l'attente de la réalisation du PCI « Val de Saône+Gascogne/Midi » reconnu d'intérêt général par la Commission Européenne, aux consommateurs industriels gazo-intensifs des zones Sud. Leur besoin de capacité Nord-Sud étant d'environ 90-95 GWh/j au total, dont environ 50% leur est attribuée en phase 1 d'allocations annuelles au prix régulé, la solution ici proposée permettrait d'approcher des 50% de capacités Nord-Sud leur manquant (actuellement acquises au prix fort), ...et ceci de façon élégante puisque ce serait au coût minimal pour le reste de la collectivité (càd sans remise en cause des tarifs régulés de transport pour les autres consommateurs).

Etes-vous favorable à la commercialisation de 20 GWh/j sous forme de capacités Nord-Sud fermes mensuelles et à l'utilisation des 20 GWh/j restants en moyenne pour améliorer la disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud?

ARKEMA n'est pas favorable à une commercialisation par les processus proposés, pour des raisons d'équité. Dans la situation actuelle du système gazier dans le Sud, qui est grave pour l'emploi français et durable (5 ans au moins), *toute amélioration partielle mise en place par les gestionnaires de réseaux doit inmanquablement être affectée à la réduction des surcoûts pénalisant l'emploi*. Rappelons que, en zones Sud, tous les fournisseurs sont globalement soumis à la même enseigne en matière de marché (et répercutent donc les surcoûts dans leurs prix), alors que les clients industriels du Sud ne peuvent évidemment pas répercuter les surcoûts de gaz dans leurs prix de vente puisque leurs concurrents industriels (Nord de la France ou pays voisins) ...n'ont pas à le faire !

Dans ce sens, **notre proposition est celle figurant en fin de réponse à la question précédente, à savoir une attribution prioritaire aux consommateurs industriels gazo-intensifs du Sud, et ceci avec la maturité maximale possible (les 20 GWh/j prévus en mensuel devant l'être en annuel).**

Question 2 : Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz concernant la poursuite du service de JTS cet hiver?

Le processus JTS mis en place est tout à fait louable, et a effectivement contribué à augmenter un peu la capacité de transit Nord-Sud. Par contre force est de constater encore une fois que dans les conditions actuelles il ne profite vraisemblablement qu'aux fournisseurs, et pas du tout aux clients industriels (à notre connaissance). En effet, l'incertitude de l'allocation quotidienne des capacités JTS, associée à la même incertitude sur le taux de disponibilité à J+1 des capacités interruptibles, fait que tout allocataire de capacités JTS constate forcément en fin d'après-midi J pour J+1 un déséquilibre entre son besoin et son disponible. **Ceci implique forcément pour lui d'avoir souscrit des capacités de stockage dans le Sud, et en volume significatif**, de manière à pouvoir quotidiennement soit injecter soit soutirer le déséquilibre. Or les fournisseurs, en particulier ceux des clients domestiques dans le Sud (à profil de consommation thermosensible), disposent naturellement de ces capacités de stockage (dont ils répercutent le coût), ...ce qui n'est quasiment jamais le cas des clients industriels. En outre, pour ceux qui en souscrivent parce qu'ils ont des obligations de stockage, ils le font généralement en zone Nord où le stockage est moins cher. Par conséquent le mode d'allocation actuel des capacités JTS nourrit une situation d'inéquité, qu'il faut corriger. **La proposition de ARKEMA est donc que ces capacités JTS soient attribuées prioritairement aux consommateurs gazo-intensifs** y souscrivant (avec allocation au pro rata), et ceci au prix du tarif régulé de la capacité Nord-Sud jusqu'à 2019 (=réalisation du PCI de dégoulottage Nord-Sud), charge alors à ces consommateurs industriels gazo-intensifs de souscrire en zone Sud les stockages rendus indispensables.

Etes-vous favorable à une commercialisation des capacités JTS sur la plateforme PRISMA?

Compte-tenu de notre proposition précédente (allocation prioritaire des capacités JTS aux gazo-intensifs, à l'instar de la phase 1 du processus retenu pour les allocations annuelles --lequel doit rester en vigueur jusqu'à réalisation du dégoulottage Nord-Sud--), cette allocation prioritaire se faisant au pro rata à titre transitoire, elle n'a pas vocation à être effectuée aux enchères sur PRISMA d'ici-là.

Question 3 : Etes-vous favorable au système de gaz circulant proposé par GRTgaz pour réduire l'amplitude des variations de l'interruption de la liaison Nord-Sud ? Si oui, quelle variante privilégiez-vous?

ARKEMA est favorable au système proposé de gaz circulant, sans privilégier de variante à ce stade.

Question 4 : Avez-vous d'autres remarques sur les propositions de GRTgaz et TIGF pour l'optimisation des infrastructures de gaz?

Nous résumons ci-après les diverses solutions que L'UNIDEN a proposées à la CRE, en matière d'optimisation des infrastructures, durant plusieurs rencontres spécifiques sur les mois passés :

- Pm : allocation prioritaire aux consommateurs industriels gazo-intensifs du Sud, à titre transitoire d'ici 2019, de toutes nouvelles capacités dégagées (la Commission Européenne devrait valider ce principe transitoire, puisqu'elle a elle-même sélectionné comme prioritaire « PCI » le dégoulottage Nord-Sud), en commençant par celles déjà identifiées (accord de répartition GRTgaz/TIGF et JTS)
- Réduction de 80%, pour les consommateurs gazo-intensifs du Sud, du tarif régulé de la capacité Nord-Sud
- Réduction de 80% du tarif d'acheminement en Transport vers tous le(s) site(s) gazo-intensif(s) (réduction préconisée ici de manière à compenser pour les gazo-intensifs du Nord la légère hausse des tarifs induite par la mesure précédente)
- Révision du protocole quotidien de répartition de disponibilité des capacités interruptibles Nord-Sud *hors hiver* (entre nominations pour injection et pour transit – où la pénurie journalière est actuellement répartie 50/50), ceci de manière à favoriser le retour de GNL dans le Sud *en priorisant l'injection en stockage couplée à une émission GNL à Fos*, à savoir :

- o Déjà passer de base en été --transitoirement jusqu'à 2019-- la répartition de 50/50 transit/injection à 70/30 (maintenir 50/50 en hiver pour favoriser les soutirages)
- o Ré-assouplir cependant en été cette répartition 70/30, en la ramenant à 50/50 pour les volumes nominés d'injection *strictement couplés à une émission simultanée à Fos* (le reste des nominations d'injections restant en répartition 70/30 puisque prélevé sur le flux de gaz pipe transitant du Nord vers le Sud).

Question 5 : Etes-vous favorable au principe d'une mise en oeuvre d'un rabais tarifaire au PITTM de Fos?

ARKEMA est défavorable à cette proposition, à l'instar d'ailleurs de la plupart des acteurs qui se sont exprimés en Concertation Gaz (cf GT Evolution Structure Contractuelle du Réseau des 24 et 30 Juin). Outre le fait que de nombreux biais, difficilement contrôlables, permettraient à des acteurs de bénéficier d'un effet d'aubaine, l'effet direct sur le spread Nord-Sud n'est pas prouvé et l'incitatif de « 2 à 5 €/MWh » envisagé par la CRE ...existe en fait déjà avec le spread Nord-Sud qui s'approche plutôt des 4-5 €/MWh en moyenne annuelle !

Enfin ARKEMA considère que, le coût de la mesure étant estimé par la CRE entre 20M€ et 50M€ par an, il serait bien plus efficient pour l'emploi français d'affecter cette somme à une compensation du préjudice résiduel des industriels gazo-intensifs du Sud --d'où notre proposition dans la réponse à la question 11--.

Partagez-vous l'analyse de la CRE qui constate la difficulté à trouver une mise en oeuvre efficace?

Il est clair que, dans l'attente de la réalisation du PCI « Val de Saône+Gascogne/Midi », il faut tout faire pour stopper l'« hémorragie » de GNL détourné de Fos vers l'Asie depuis 2012, ...sauf à réussir en compensation --bien sûr-- à débloquer encore de nouvelles capacités de transit Nord-Sud par pipelines en quantité significative. Ceci est d'ailleurs d'autant plus nécessaire que la capacité de transit France-Espagne va encore augmenter considérablement fin 2015...

Ceci dit, comme déjà partagé lors d'échanges CRE-UNIDEN de Juin-Juillet, nous sommes progressivement arrivés à la conviction qu'un spread Nord-Sud élevé (en moyenne) persistera jusqu'à 2019 (et augmentera même probablement), les gains de capacités Nord-Sud se traduisant toujours par ricochet en réductions d'import de GNL (outre l'export vers l'Espagne). Il n'y aura manifestement pas de « solution simple », ce qui signifie que les industriels gazo-intensifs du Sud resteront pénalisés trop durablement si l'on ne prévoit rien par ailleurs.

Avez-vous d'autres solutions à proposer?

La pénalisation résiduelle des industriels gazo-intensifs du Sud restera trop significative et trop durable : non seulement baisse de compétitivité importante, mais également incertitude permanente quant aux coûts du gaz, ...situation qui est évidemment **impropre à tout investissement significatif sur leurs sites du Sud de ces industriels durant les 5 années à venir**, il faut bien le mesurer ! Le spread Nord-Sud ne devant donc malheureusement pas se réduire malgré les gains/grignotages à venir de capacités Nord-Sud, la seule solution réside dans une **compensation transitoire spécifique des industriels gazo-intensifs du Sud** (voire réponse à la question 11).

Question 6 : Etes-vous favorable au dispositif proposé par la CRE d'un appel d'offres d'engagements de flux de l'Espagne vers la France en cas de tension importante dans le sud de la France?

Oui, ARKEMA est très favorable. Nous notons qu'au moins un fournisseur s'est également exprimé favorable à plusieurs reprises, donc ce processus doit être expérimenté.

Avez-vous des suggestions sur les modalités de mise en oeuvre de ce dispositif?

Selon les analyses de l'UNIDEN, le TSO espagnol ne devrait normalement pas pouvoir s'opposer à une telle offre de marché, y compris à un rachat transitoire de capacité de transport de la France vers l'Espagne. Nous préconisons donc de ne pas exclure cette dernière variante dans les prochains approfondissements avec les opérateurs.

Il restera la question du seuil de déclenchement associé à une « tension importante dans le sud de la France » (selon la formulation de la question ci-dessus. S'il est évidemment impensable de revivre un hiver comme celui de 2013-2014, ...il faut bien mesurer qu'un niveau de spread moyen annuel de 4 à 5 €/MWh (soit + 20 à 25% sur le prix de la molécule) comme actuellement enregistré ...est déjà insoutenable. Ce seuil devra donc être modéré, et il est hautement souhaitable qu'une dynamique d'effacements de consommation dans le Sud soit également développée et mise à contribution (dans le cadre d'un processus plus ou moins jumelé).

Question 7 : Etes-vous favorable à la régulation incitative sur les capacités additionnelles à la liaison Nord vers Sud proposée par la CRE?

ARKEMA n'est pas défavorable dans le principe à une régulation incitative raisonnable des capacités additionnelles Nord-Sud développées par GRTgaz, le niveau proposé par la CRE semblant équilibré. Ceci dit, ARKEMA tient encore à rappeler que, dans les circonstances de marché actuelles, les vrais bénéficiaires de toute nouvelle capacité Nord-Sud sont les opérateurs de GNL capables de détourner des cargaisons de

Fos vers l'Asie, toute nouvelle capacité Nord-Sud se traduisant mécaniquement par une nouvelle opportunité en Asie pour ces acteurs. **Par conséquent, compte-tenu que les acteurs en péril dans le système gazier français sont les consommateurs industriels gazo-intensifs du Sud, ils doivent impérativement être priorités dans l'affectation de toutes nouvelles capacités (à titre provisoire d'ici 2019) – sinon la France perdra beaucoup plus qu'elle ne pensera gagner.**

Question 8 : Etes-vous favorable à la baisse du tarif régulé des capacités mensuelles à la liaison Nord vers Sud?

La mesure proposée, si elle était retenue, bénéficierait probablement aux seuls acteurs intéressés par des capacités acquises à très court terme (mensuelles à quotidiennes), à savoir a priori plutôt des fournisseurs ou traders. *Ces capacités CT (mensuelles ou journalières) revenant alors au même prix que les capacités réservées annuellement –ce qui pose déjà question...--*, notre compréhension est que, dans l'attente d'un passage aux enchères, la réduction de tarif ainsi induite pour les uns conduirait à une augmentation pour les autres. En ce sens, nous ne sommes pas favorables à cette proposition, qui ne nous semble pas vraiment prioritaire. Si l'objectif de cette proposition était d'éviter que des capacités Nord-Sud soient inutilisées dans les cas rares et/ou non durables où le spread Nord-Sud est inférieur au tarif régulé (0.57€/MWh), il semble que le système de gaz circulant proposé par GRTgaz pourrait y parer dans la majeure partie des cas. En fait, pour ARKEMA, **la vraie priorité est déjà de réduire sélectivement le tarif régulé appliqué aux consommateurs industriels gazo-intensifs** : sur base du principe validé en Allemagne par la Commission Européenne pour les tarifs de transport d'électricité en faveur des *clients à profil de consommation régulier*, nous demandons donc pour les consommateurs bénéficiant du statut gazo-intensif en zones Sud, à titre transitoire jusqu'à la fusion, une réduction de 80% du tarif de transport Nord-Sud. Nous demandons en outre d'étudier la faisabilité d'une réduction du même ordre des coûts d'acheminement (cf réponse à la question 4).

Question 9 : Etes-vous favorable à l'extension au projet Gascogne-Midi de la régulation incitative applicable au projet Val de Saône?

ARKEMA n'est pas défavorable à une régulation incitative raisonnable des capacités additionnelles Gascogne-Midi, toujours avec le même rappel qu'en question 7 des vrais bénéficiaires de ces nouvelles capacités Nord-Sud que sont les acteurs de GNL sur Fos. Il est donc indispensable, encore une fois, d'en tenir compte dans l'arbitrage de toutes mesures prises pour sauvegarder l'emploi industriel gazo-intensif du Sud.

Question 10 : Etes-vous favorable à l'attribution d'une prime pour inciter les GRT à mettre en service les projets Val de Saône et Gascogne-Midi en 2018 ? Si oui, quel montant vous semblerait devoir être retenu?

ARKEMA est favorable à la proposition de la CRE d'une prime incitative allouée aux GRT en cas de réduction à 2018 du délai de réalisation des 2 investissements.

Le montant des pertes annuelles de compétitivité pour les consommateurs industriels est actuellement considérable, en particulier les gazo-intensifs, ainsi que l'attestent les ordres de grandeur cités par la CRE (environ 300 M€/an). ARKEMA n'est donc pas opposée à un niveau de prime approchant les 30 M€ pour les 2 GRT.

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques?

Au fond les mesures prises depuis 1 an, notamment celles liées au statut d'industrie gazo-intensive, n'auront permis jusqu'à présent que d'atténuer le rythme de hausse rapide du spread Nord-Sud. Par ailleurs, il apparaît de plus en plus clairement que toutes les augmentations de capacité entre le Nord et le Sud ont pour effet de réduire symétriquement les imports de GNL en France. Il est donc extrêmement probable que **le spread Nord-Sud va persister voire s'amplifier dans les années à venir, jusqu'à la mise en service effective des nouvelles capacités Val de Saône et Gascogne-Midi, prévues maintenant au mieux en 2019**. D'ici là, il est malheureusement vraisemblable qu'une partie significative des consommateurs industriels en zones Sud, les plus sensibles au prix du gaz, auront disparu de la scène industrielle sinon subi

des dommages irréparables –à savoir pas ou peu d'investissements d'ici 2020 sur leurs sites, d'où un déclassement définitif de ces sites.

ARKEMA demande donc que **des mesures compensatoires supplémentaires soient prises de manière urgente afin de sauvegarder cette industrie**. La plupart des mesures proposées ces mois derniers, reprises et complétées ci-dessous, sont dans le pouvoir de la CRE. Elles sont significatives, même si elles ne seront sans doute pas suffisantes. Il est néanmoins important qu'elles soient déjà prises sans délai. D'autres mesures devront sans doute être prises également par le Législateur, afin d'assurer d'ici 2019, pour le moins, une égalité de traitement entre les industriels gazo-intensifs du Sud et du Nord de la France.

ARKEMA propose donc les mesures ci-dessous, à titre transitoire dans l'attente de la fusion Nord-Sud. Bien entendu –pour rappel-- ces mesures seraient très avantageusement remplacées en totalité par une plus simple ..., à savoir le **rattachement anticipé des sites gazo-intensifs du Sud au PEG Nord**, si jamais il s'avère finalement que ce rattachement devient possible à présent grâce aux nouvelles capacités Nord-Sud mises à disposition du système gazier (via tant le nouvel accord de répartition des flux entre GRTgaz et TIGF, que JTS, et que toute autre mesure à venir) : nous soutenons naturellement toujours cette alternative de rattachement anticipé au PEG Nord, allant dans le sens d'une fusion progressive. Sinon, tant que ce n'est pas possible, les **mesures demandées par ARKEMA sont donc les suivantes, justifiées par la régularité de consommation des gazo-intensifs précisée par leur statut :**

- 1) Réduction de 80% du tarif de transfert Nord-Sud (actuellement à 0.57€/MWh) pour les industriels gazo-intensifs (donc sur base du critère de régularité de consommation de leur statut).
- 2) Réduction de 80% du tarif d'acheminement aval (du PEG au site) pour les sites gazo-intensifs (voir justification dans la réponse à la question 4).
- 3) Attribution prioritaire aux sites gazo-intensifs implantés dans les zones GRTgaz Sud et TIGF de toutes les nouvelles capacités Nord-Sud créées (que ce soit par la re-répartition des flux entre GRTgaz et TIGF, ou par le mécanisme JTS, ou par tout autre processus).
- 4) Amélioration du mécanisme de redistribution du sur-revenu d'enchères :
Le mécanisme actuel souffre de 2 problèmes majeurs : il ne protège pas suffisamment les sites gazo-intensifs, et il n'incite pas suffisamment les acteurs de marché non industriels à la modération lors des enchères. En effet, d'une part les sites consommateurs industriels gazo-intensifs sont freinés par leur capacité économique à absorber dans leurs coûts le montant des enchères (même réduit d'environ 50% par la redistribution actuelle), *...puisqu'ils ne peuvent pas le répercuter, alors que les acteurs commerciaux savent qu'ils peuvent répercuter cette hausse sur leurs clients du Sud (y compris d'ailleurs sur les plus exposés que sont les gazo-intensifs!) : les offres commerciales dans le Sud le démontrent !* D'autre part la redistribution du sur-revenu d'enchères au prorata des livraisons dans le Sud peut conduire à des effets pervers (certains fournisseurs pouvant avoir intérêt à ce que les enchères sortent à un niveau relativement élevé). Pour répondre à ces 2 problèmes majeurs du processus actuel de redistribution, et dans l'esprit du Code de Réseau CAM (fixant un plancher à tout prix de capacité acquis aux enchères), **ARKEMA demande que, sans que soit retouchée l'assiette de redistribution (càd en excluant toujours les volumes gazo-intensifs livrés avec les capacités acquises en phase 1), soit plafonné pour chaque acteur le montant redistribué de la manière suivante** –dans un souci d'équité rationnelle-- :
 - Plafonnement pour les consommations non gazo-intensives du Sud :
 - ce plafonnement de la redistribution serait progressif comme suit (plusieurs termes additionnels, appliqués à des parts successives du niveau moyen de redistribution calculé annuellement (càd du 1,2 €/MWh pour l'année gazière 2015)) :
 - pour la part de redistribution allant jusqu'au niveau de 80% du tarif de transport régulé (0.57€/MWh), l'ensemble des consommations seraient éligibles à 100% de la redistribution (soit déjà un 1^{er} terme de 0.456€/MWh);
 - de 80% du tarif de transport régulé (soit 0.456 €/MWh) à 1 €/MWh, les consommations non gazo-intensives ne seraient éligibles qu'à 60% de la redistribution (soit un 2^{ème} terme limité à 0.272€/MWh) ;

- au-delà de 1 €/MWh de redistribution, le taux alloué aux consommations non gazo-intensives serait de 30%.
 - Ainsi dans le cas actuel, où la CRE prévoit une redistribution d'environ 1.2 €/MWh pour l'année gazière 2015, les consommations non gazo-intensives se verraient attribuer une redistribution de tout de même 0.96 €/MWh ($=0.456 + 0.326 + 0.178$) .
 - Au-delà, le solde du sur-revenu serait redistribué à la seule part des consommations gazo-intensives n'ayant pas bénéficié des capacités Nord-Sud allouées au tarif régulé (issues de la phase 1 des allocations annuelles).
 - Plafonnement pour les consommations gazo-intensives du Sud (donc exclusivement celles n'ayant pas bénéficié des capacités allouées au tarif régulé) :
 - redistribution plafonnée (en €/MWh) au niveau des enchères diminué de 20% du tarif régulé de la capacité Nord-Sud (par cohérence avec la mesure 1 mentionnée ci-dessus).
-