

Consultation publique

Le 5 juin 2013

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative à la commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord de GRTgaz, Sud de GRTgaz, TIGF et l'Espagne disponibles à compter du 1^{er} avril 2014

Depuis la création d'une zone Nord unique le 1^{er} janvier 2009, le marché français du gaz est structuré en trois zones distinctes : GRTgaz Nord, GRTgaz Sud et TIGF. Les règles d'allocation des capacités de transport de gaz à la liaison GRTgaz Nord - GRTgaz Sud, à l'interface GRTgaz Sud – TIGF et aux interconnexions entre le réseau de TIGF et l'Espagne font l'objet chaque année de travaux en Concertation Gaz, puis d'une consultation publique et d'une délibération de la CRE.

L'allocation précédente de ces capacités a été réalisée entre la fin d'année 2012 et le début de l'année 2013 pour les capacités disponibles entre le 1^{er} avril 2013 et le 31 mars 2014.

La présente consultation publique porte sur l'allocation des capacités disponibles à partir du 1^{er} avril 2014, à la liaison Nord-Sud, à l'interface GRTgaz Sud - TIGF (PIR Midi) et aux interconnexions France/Espagne.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document, au plus tard le 26 juin 2013.

Contenu

1.	CONTEXTE	3
1.1	CONTEXTE EUROPEEN.....	3
1.2	CONTEXTE NATIONAL.....	3
2.	ALLOCATION DES CAPACITES A LA LIAISON NORD-SUD	4
2.1	QUANTITES COMMERCIALISABLES	4
2.2	PRODUITS DE CAPACITE COMMERCIALISES.....	4
2.3	REGLES D'ALLOCATION POUR LE PRODUIT SEMESTRIEL DEMARRANT AU 1 ^{ER} AVRIL 2014	5
2.4	REGLES D'ALLOCATION POUR LES CAPACITES NORD-SUD A COMPTER DU 1 ^{ER} OCTOBRE 2014.....	6
2.5	COMMERCIALISATION DES CAPACITES INTERRUPTIBLES.....	7
2.6	ALLOCATION DES CAPACITES SUD VERS NORD	8
2.7	COUPLAGE DE MARCHÉ.....	8
3.	ALLOCATION DES CAPACITES AU PIR MIDI	9
3.1	QUANTITES ET PRODUITS COMMERCIALISES	9
3.2	REGLES D'ALLOCATION.....	9
4.	ALLOCATION DES CAPACITES A L'INTERFACE ENTRE TIGF ET L'ESPAGNE	9
4.1	QUANTITES ET PRODUITS COMMERCIALISES	9
4.2	ALLOCATION POUR LE PRODUIT SEMESTRIEL DEMARRANT AU 1 ^{ER} AVRIL 2014	10
4.3	ALLOCATION POUR LES CAPACITES DISPONIBLES A COMPTER DU 1 ^{ER} OCTOBRE 2014.....	10
5.	MODALITES DE GESTION DES EXCEDENTS DE RECETTES EN CAS D'ALLOCATION AUX ENCHERES.....	10
5.1	REVERSEMENT DES EXCEDENTS DE RECETTES D'ENCHERES AU COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET PRODUITS (CRCP).....	11
5.2	REVERSEMENT DES EXCEDENTS DE RECETTE D'ENCHERES DANS UN COMPTE REGULE DE FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS.....	11
5.3	REDISTRIBUTION SUR UNE BASE ANNUELLE AUX EXPEDITEURS LIVRANT DES CLIENTS FINALS.....	11
6.	RAPPEL DES QUESTIONS.....	12
7.	CALENDRIER INDICATIF ENVISAGE	13

1. Contexte

1.1 Contexte européen

Le code de réseau sur les règles d'allocation des capacités de transport (code de réseau CAM) a été adopté le 15 avril 2013 après avoir obtenu l'avis favorable des Etats membres de l'Union européenne. Il devra s'appliquer au plus tard à compter du 1^{er} Novembre 2015.

Ce nouveau règlement européen prévoit que les capacités aux points d'interconnexion entre systèmes entrée-sortie au sein de l'Union européenne sont allouées aux enchères, sous la forme de produits groupés de durées standardisées et selon un calendrier commun. Le code prévoit également que 10% au moins des capacités techniques doivent être commercialisées à court terme, sous la forme de produits dont la durée est inférieure à l'année.

Pour les liaisons entre zones internes aux états-membres, le code de réseau CAM prévoit que le régulateur national peut, après consultation des utilisateurs du réseau, décider de prendre des mesures proportionnées pour limiter les demandes individuelles lors des enchères.

Afin de commercialiser les capacités de transport aux enchères, 20 gestionnaires de réseau de transport, issus de sept pays membres de l'Union européenne, se sont associés pour créer la plateforme PRISMA. Celle-ci est disponible depuis le 1^{er} avril 2013 et permettra à terme de vendre les capacités primaires et secondaires.

1.2 Contexte national

1.2.1 Les orientations de la CRE pour réduire le nombre de places de marché

La CRE a initié dès 2009 des réflexions visant à simplifier la structure du marché français du gaz. En 2012, elle a mené une large concertation avec l'ensemble des acteurs de marché sur les moyens de regrouper les trois places de marché actuelles en une seule.

A l'issue de ces travaux, la CRE a retenu les décisions et les orientations suivantes (délibérations du 19 juillet et du 13 décembre 2012) :

- création d'un point d'échange gaz (PEG) commun GRTgaz Sud - TIGF au plus tard le 1^{er} avril 2015 ;
- objectif de création d'un PEG unique au plus tard en 2018, après le doublement de l'artère de Bourgogne (projet Val de Saône), dont le coût est estimé à 600 M€.

1.2.2 Matérialisation de la congestion nord-sud depuis le 1^{er} semestre 2012

Depuis le 1^{er} semestre 2012, la liaison Nord-Sud est congestionnée, ce qui se traduit par une demande de capacité supérieure à l'offre et une utilisation de la capacité proche de 100%. Des écarts significatifs apparaissent entre les prix *day-ahead* constatés au PEG Nord et au PEG Sud, le prix au PEG Sud étant plus élevé : en moyenne 0,1 €/MWh en 2011, 1,5 €/MWh en 2012 et 2 €/MWh au premier trimestre 2013.

Cette situation résulte principalement du contexte actuel du marché du GNL mondial. En effet, les prix élevés sur les marchés asiatiques conduisent à des tensions sur l'approvisionnement en gaz naturel du sud de la France : entre 2011 et 2012, les émissions de GNL depuis les terminaux de Fos ont diminué de 25%, alors que les flux vers l'Espagne ont augmenté de 40%.

1.2.3 La dernière allocation de capacités Nord - Sud

Lors de l'allocation précédente, réalisée fin 2012 pour les capacités disponibles entre le 1^{er} avril 2013 et le 31 mars 2014, la CRE, après consultation des acteurs de marché, a décidé de faire évoluer les règles d'allocation pour mieux prendre en compte l'existence d'une congestion au niveau de cette liaison.

La nouvelle procédure s'est déroulée avec une allocation des capacités en deux tranches :

- une première tranche de 23 GWh/j, ouverte à tous les expéditeurs, est allouée au prorata des demandes (celles-ci étant limitées à 2,5 GWh/j), avec une priorité pour les expéditeurs titulaires d'un contrat de raccordement ;

- une deuxième tranche, ouverte à tous les expéditeurs sauf les participants à la première tranche, est allouée au prorata en fonction des engagements de livraison physique de chaque expéditeur.

46 expéditeurs ont obtenu des capacités Nord vers Sud à l'issue de cette allocation.

1.2.4 Interface GRTgaz Sud - TIGF

Cette interface n'étant pas congestionnée, la CRE a reconduit pour les capacités disponibles du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014 les règles d'allocation antérieures par guichet au prorata des demandes.

1.2.5 Interface entre TIGF et l'Espagne

Larrau et Biriadou sont les deux points d'interconnexion qui relient le réseau de TIGF aux réseaux de transport de gaz en Espagne.

L'interconnexion de Larrau a été renforcée et dispose depuis le 1^{er} avril 2013 d'une capacité ferme technique de 165 GWh/j dans les deux sens. Cette capacité est intégralement souscrite jusqu'au 31 mars 2014 dans le sens France vers Espagne.

L'interconnexion de Biriadou sera renforcée au 1^{er} décembre 2015. La capacité sera portée à 60 GWh/j fermes dans le sens Espagne vers France et 60 GWh/j interruptibles dans le sens France vers Espagne, parmi lesquels 10 GWh/j continueront à être commercialisés en capacités fermes en été.

2. Allocation des capacités à la liaison Nord-Sud

Deux réunions de concertation ont eu lieu le 15 février et le 18 mars 2013 pour préparer l'allocation des capacités au-delà du 1^{er} avril 2014. Les participants ont insisté sur la nécessité d'obtenir de la visibilité sur plusieurs années sur l'allocation des capacités Nord-Sud. En revanche, aucun consensus n'a émergé sur le mode d'allocation à mettre en œuvre.

2.1 Quantités commercialisables

Les capacités techniques annuelles dans le sens Nord vers Sud sont de 230 GWh/j de capacités fermes et 220 GWh/j de capacités interruptibles. Une partie de ces capacités est déjà souscrite ou allouée au mécanisme de couplage de marché :

- 77 GWh/j de capacités fermes et 34 GWh/j de capacités interruptibles sont souscrits à long terme au titre de contrats historiques, notamment pour le transit vers l'Espagne ;
- 27 GWh/j de capacités fermes et 14 GWh/j de capacités interruptibles sont souscrits jusqu'au 31 mars 2015 au titre des allocations réalisées en 2010 et en 2011 ;
- 30 GWh/j de capacités interruptibles sont affectées au couplage de marché.

Ainsi, à partir du 1^{er} avril 2014, GRTgaz sera en mesure de commercialiser 126 GWh/j de capacités fermes ainsi que 142 GWh/j de capacités interruptibles.

A partir du 1^{er} avril 2015, GRTgaz sera en mesure de commercialiser 153 GWh/j de capacités fermes et 156 GWh/j de capacités interruptibles.

Les chiffres présentés ci-dessus ne préjugent pas des résultats de travaux qui pourront être menés entre GRTgaz et les autres opérateurs en vue d'accroître les capacités qui pourront être proposées à la commercialisation sur la liaison Nord-Sud.

2.2 Produits de capacité commercialisés

2.2.1 Analyse préliminaire

Les travaux en Concertation Gaz ont montré que les acteurs de marché attachent une grande importance à la visibilité sur les conditions d'accès au sud du territoire. Ils demandent de manière quasi-unanime que les capacités Nord-Sud soient commercialisées sur plusieurs années.

La CRE est favorable à cette demande. Elle considère qu'il est crucial de donner de la visibilité au marché sur les souscriptions de capacité à la liaison Nord-Sud. A ce stade, la CRE envisage que

GRTgaz commercialise les capacités Nord-Sud sur une durée de quatre ans jusqu'en 2018, date de la création potentielle d'une place de marché unique en France.

Concernant la nature des produits commercialisés, les produits annuels prévus par le code de réseau CAM commencent au 1^{er} octobre. Jusqu'à présent, le produit annuel Nord-Sud était commercialisé sur des périodes démarrant au 1^{er} avril.

Ainsi, pour pouvoir commercialiser des produits annuels dont la période est conforme au code de réseau CAM à partir d'octobre 2014, il est nécessaire de commercialiser un produit semestriel de « recalage » démarrant au 1^{er} avril 2014. Du fait de l'augmentation du volume de capacités disponibles au 1^{er} avril 2015, il sera également nécessaire de commercialiser un produit de recalage pour la période du 1^{er} avril 2015 au 30 septembre 2015.

Question 1 : Partagez-vous le besoin de visibilité exprimé en Concertation Gaz ? Considérez-vous que la durée de quatre ans envisagée par la CRE pour les capacités Nord-Sud soit adéquate ?

2.3 Règles d'allocation pour le produit semestriel démarrant au 1^{er} avril 2014

Le code de réseau CAM entrera en vigueur au plus tard le 1^{er} novembre 2015. La mise en œuvre d'enchères pour les allocations de capacité n'est donc pas obligatoire avant cette échéance. Par ailleurs, il est envisagé dans le cadre de l'Initiative régionale Sud de commercialiser aux enchères les capacités aux interconnexions entre TIGF et l'Espagne au 1^{er} octobre 2014 au plus tard.

En conséquence, les capacités Nord-Sud pourraient ne pas être commercialisées aux enchères pour le produit semestriel. Cette orientation a retenu l'accord quasi-unanime des participants lors des travaux de la Concertation Gaz.

La CRE envisage, pour l'allocation du produit semestriel de recalage du 1^{er} avril au 30 septembre 2014, de reconduire pour la totalité de la capacité disponible la méthode d'allocation au prorata des engagements de livraison physique en deux phases, qui a donné des résultats satisfaisants. Les règles d'allocation sont rappelées en annexe.

Le tarif de ce produit serait fixé au *prorata temporis*, soit 50%, du tarif régulé de la capacité annuelle fixé par la CRE.

Question 2 : Etes-vous en faveur d'une allocation au prorata des engagements de livraison physique pour le produit semestriel de recalage à compter du 1^{er} avril 2014 à la liaison Nord-Sud?

2.3.1 Ajustement sur le coefficient de développement du portefeuille

Afin de favoriser le potentiel de développement de la concurrence, le facteur de développement pris en compte pour calculer les plafonds de demande individuelle à partir des portefeuilles d'engagement de livraison physique pourrait être porté de 1,2 à 1,3.

2.3.2 Calendrier et date de prise en compte des engagements de livraison physique

La vente de ces capacités pourrait avoir lieu en octobre 2013 afin d'avoir la meilleure visibilité possible sur les engagements de livraison physique des expéditeurs au 1^{er} avril 2014. Comme lors de l'allocation de novembre 2012, les informations les plus récentes sur les portefeuilles de capacité des expéditeurs seraient prises en compte pour calculer les engagements de livraison physique.

Question 3 : Etes-vous favorable aux modalités de commercialisation envisagées ?

2.4 Règles d'allocation pour les capacités Nord-Sud à compter du 1^{er} octobre 2014

2.4.1 Analyse préliminaire

Comme indiqué précédemment, la CRE juge nécessaire de donner la meilleure visibilité possible aux expéditeurs sur leurs conditions d'approvisionnement dans le sud de la France. A ce titre, elle propose d'allouer les capacités à la liaison Nord-Sud jusqu'en 2018.

Les expéditeurs titulaires d'un contrat de raccordement ont de la visibilité sur leurs besoins de livraison à quatre ans dans la mesure où il s'agit de sites industriels dont les souscriptions de capacités de livraison sont stables à moyen terme. Il est donc possible pour ces acteurs d'envisager une méthode d'allocation pluriannuelle fondée sur leurs besoins.

Les besoins des autres expéditeurs, au contraire, dépendent de leur portefeuille de clients qui varie chaque année. Il ne semble donc pas envisageable pour ces expéditeurs que l'allocation des capacités Nord-Sud sur une période de 4 ans soit fondée sur leurs engagements de livraison physique actuels. Pour ne pas figer les parts de marché à leur niveau actuel, l'allocation des capacités aux enchères serait plus appropriée.

En conséquence, la CRE envisage, à ce stade, de retenir une allocation sur quatre ans en deux phases, respectivement pour les capacités fermes et interruptibles :

- au prorata des engagements de livraison physique pour une tranche de 23 GWh/j ;
- aux enchères pour le reste des capacités commercialisées.

2.4.2 Règle de limitation des demandes lors des enchères

Afin d'éviter qu'un ou deux acteurs puissent souscrire l'intégralité des capacités disponibles, la CRE est favorable à ce que les demandes individuelles des expéditeurs soient limitées au tiers de la capacité commercialisée à partir du deuxième tour d'enchères. Une telle disposition est autorisée par le code de réseau CAM.

2.4.3 Volumes commercialisés

A ce stade, la CRE juge qu'il n'est pas souhaitable de commercialiser dès 2013 l'intégralité des capacités disponibles jusqu'en 2018. Cela conduirait à figer prématurément les souscriptions de capacités à la liaison Nord-Sud par les expéditeurs. La CRE propose de commercialiser successivement 100%, 50%, 25% et 25% de la capacité ferme et interruptible pour les quatre années à partir du 1^{er} octobre 2014.

A ce stade, la CRE envisage de réserver 10% de capacité (soit 23 GWh/j de capacité ferme et 22 GWh/j de capacité interruptible) pour le court terme (produits trimestriels) à partir du 1^{er} octobre 2015 en application du code CAM.

2.4.4 Règles d'allocation envisagées

a) Phase 1 : Allocation au prorata des besoins pour des capacités allant du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2018

Dans la continuité des allocations au prorata de novembre 2012, 23 GWh/j de capacités annuelles fermes et 23 GWh/j de capacités annuelles interruptibles seraient commercialisées sous forme de quatre produits annuels entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2018.

Les règles d'allocation seraient les mêmes que celles mises en œuvre pour l'allocation du produit semestriel de recalage (voir annexe). L'ensemble des expéditeurs présents sur le réseau de GRTgaz pourraient participer à cette phase avec une priorité pour les expéditeurs titulaires d'un contrat de raccordement en cas de demande supérieure à 23 GWh/j.

Les capacités invendues lors de cette phase seront commercialisées dans la phase 2.

Le tarif de ce produit serait égal au tarif régulé fixé par la CRE.

b) Phase 2 : Allocation aux enchères pour des capacités fermes allant du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2018

Si l'ensemble des capacités est vendu à l'issue de la phase 1, les capacités commercialisées entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2018 seraient les suivantes :

- 103 GWh/j de capacités annuelles fermes pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015 ;
- 26 GWh/j de capacités fermes pour la période du 1^{er} avril 2015 au 30 septembre 2015. Ces capacités seront commercialisées sous forme de produits trimestriels ;
- 64 GWh/j de capacités annuelles fermes pour la période du 1^{er} octobre 2015 au 30 septembre 2016 ;
- 32 GWh/j de capacités annuelles fermes pour la période du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2018.

Les prix de réserve de ces produits pour les enchères seraient égaux aux tarifs régulés fixés par la CRE.

L'ensemble des expéditeurs présents sur le réseau de GRTgaz pourraient participer à cette phase.

La CRE envisage que la commercialisation des capacités disponibles à partir du 1^{er} octobre 2014 à la liaison Nord-Sud soit réalisée en mars 2014, conformément au calendrier prévu dans le code de réseau CAM.

Question 4 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation proposées par la CRE pour la commercialisation des capacités disponibles à compter du 1^{er} octobre 2014 ?

Question 5 : Etes-vous favorable à la règle de limitation des demandes individuelles au tiers de la capacité commercialisée ?

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de commercialiser en mars 2014, les capacités disponibles à compter du 1^{er} octobre 2014 ?

2.5 Commercialisation des capacités interruptibles

L'affermissement des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud est directement corrélé, en été et dans la limite de 190 GWh/j, aux émissions de gaz sur le réseau de transport depuis le terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne.

Dans un contexte de marché du GNL favorisant les détournements de cargaisons vers les marchés asiatiques et sud-américains, le taux d'affermissement des capacités interruptibles a diminué du fait de la baisse du nombre de déchargements de méthaniers au terminal de Montoir-de-Bretagne.

Dans ce cadre, GRTgaz et Elengy ont mené une première réflexion sur deux dispositifs qui permettraient d'inciter le déchargement de cargaisons à Montoir et *in fine* d'augmenter les flux de gaz vers le sud de la France. Ces propositions sont présentées ci-dessous et également disponibles en annexe de la présente note de consultation.

2.5.1 Proposition d'Elengy

Ce dispositif consiste à ce que 40 à 50 GWh/j de capacité interruptibles à la liaison Nord-Sud (correspondant à l'émission moyenne d'une cargaison sur un mois) soient réservés aux expéditeurs déchargeant du GNL au terminal de Montoir. Ces capacités seraient affermées grâce aux émissions de gaz depuis le terminal de Montoir et vendues au tarif régulé de la capacité ferme.

2.5.2 Proposition de GRTgaz

Dans une même logique d'incitation à l'affermissement de capacités interruptibles à la liaison Nord Sud, GRTgaz propose de redistribuer une part de l'excédent de recettes des enchères de capacités interruptibles aux expéditeurs ayant émis du gaz depuis le terminal de Montoir.

Cette redistribution se ferait à un pas de temps mensuel en redistribuant aux expéditeurs de Montoir une part de l'excédent de recettes généré sur le mois concerné (un douzième de l'excédent annuel plus les excédents mensuel et quotidiens). Cette part serait calculée à partir du ratio entre les émissions depuis le terminal de Montoir et les capacités interruptibles souscrites.

2.5.3 Analyse de la CRE

De façon générale, la CRE est favorable à toute proposition conduisant à maximiser la capacité effectivement disponible à la liaison Nord-Sud. A ce titre, les propositions d'Elengy et de GRTgaz sont de nature à augmenter le nombre de déchargements à Montoir et en conséquence à renforcer la disponibilité de la capacité interruptible à la liaison Nord-Sud.

Ces deux propositions présentent toutefois des inconvénients. Celle d'Elengy conduit à donner un accès privilégié aux utilisateurs du terminal de Montoir aux capacités à la liaison Nord-Sud, au détriment de l'ensemble des expéditeurs souhaitant souscrire des capacités sur ce point. Celle de GRTgaz pourrait avoir un effet inflationniste sur le prix des enchères des capacités interruptibles, dans la mesure où les expéditeurs présents à Montoir auraient une bonne visibilité sur le niveau d'affermissement et donc sur la part de la redistribution qu'ils recevraient.

A ce stade, la CRE considère que ces propositions pourraient entrer dans le champ des outils contractuels qu'elle a demandé à GRTgaz d'analyser et d'expérimenter dans sa délibération du 19 juillet 2012.

A ce titre, elle envisage de demander à GRTgaz et Elengy d'approfondir dans le cadre de la Concertation Gaz la définition de ces produits avec pour objectif de proposer à la CRE des modalités d'expérimentation à compter du 1^{er} avril 2014.

La CRE note toutefois que, dans l'hypothèse où il serait décidé de mettre en œuvre la proposition d'Elengy, il serait nécessaire que 50 GWh/j de capacités interruptibles soient réservés pour la commercialisation de produits interruptibles mensuels pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2014.

Les capacités interruptibles (à l'exception éventuellement des 50 GWh/j mentionnés ci-dessus) seraient commercialisées conformément aux règles définies pour les capacités fermes.

Question 7 : Que pensez-vous de la proposition d'Elengy ? Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz ? Etes-vous favorable à la proposition de réserver 50 GWh/j de capacités interruptibles sous forme de produits mensuels ?

2.6 Allocation des capacités Sud vers Nord

203 GWh/j de capacités fermes et 320 GWh/j de capacités interruptibles seront commercialisables entre le 1^{er} avril 2014 et le 31 mars 2015. A partir du 1^{er} avril 2015 le montant de capacités interruptibles sera porté à 350 GWh/j dans le sens Sud vers Nord.

En cohérence avec les règles d'allocation retenues pour les capacités dans le sens Nord vers Sud, la CRE envisage à ce stade que le produit de recalage 1^{er} avril 2014 – 30 septembre 2014 soit commercialisé via un prorata simple. Le tarif de ce produit serait fixé au *prorata temporis*, soit 50%, du tarif régulé de la capacité annuelle fixé par la CRE.

Pour les capacités commercialisées à partir du 1^{er} octobre 2014, la CRE envisage que celles-ci soient vendues sous forme de produits annuels via une vente aux enchères sur 4 ans, avec un prix de réserve égal au prix régulé.

Question 8 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation envisagées par la CRE pour l'allocation des capacités Sud vers Nord ?

2.7 Couplage de marché

Le couplage de marché à la liaison Nord-Sud est un mécanisme de commercialisation implicite de la capacité permettant d'acheter du gaz en zone Nord et de vendre le volume correspondant en zone Sud pour la journée du lendemain ou vice-versa en fonction du niveau de spread de prix entre PEG Sud et PEG Nord.

Depuis le 1^{er} avril 2013, 30 GWh/j de capacité interruptible sont consacrés au mécanisme de couplage de marché dans le sens Nord vers Sud. Les capacités invendues à l'issue du couplage de marché sont réintégrées à l'offre de capacités *use-it-and-buy-it*.

Un bilan du fonctionnement du couplage de marché sera réalisé en 2013. A ce stade la CRE envisage de prolonger le mécanisme de couplage de marché au 1^{er} avril 2014.

Question 9 : Pensez-vous que les capacités interruptibles consacrées au couplage doivent être maintenues à compter du 1^{er} avril 2014 ?

3. Allocation des capacités au PIR Midi

La dernière allocation de capacités saisonnières au PIR Midi a eu lieu en avril 2013. Les capacités ont été commercialisées via une vente par guichet au prorata. Une partie des capacités seulement a été effectivement vendue.

3.1 Quantités et produits commercialisés

Concernant le PIR Midi, respectivement 198 GWh/j et 106 GWh/j de capacités fermes seraient commercialisés en entrée et en sortie de la zone TIGF.

Les capacités disponibles à cette interconnexion ne seront plus commercialisées à compter du 1^{er} avril 2015, date de fusion des PEG Sud et TIGF. En conséquence, l'intégralité des capacités disponibles entre le 1^{er} avril 2014 et le 31 mars 2015 seraient commercialisées.

En cohérence avec les produits commercialisés à la liaison Nord – Sud, la CRE envisage que soient commercialisés :

- un produit semestriel dit de « recalage » démarrant au 1^{er} avril 2014 ;
- un produit semestriel du 1^{er} octobre 2014 au 31 mars 2015.

3.2 Règles d'allocation

La CRE considère qu'il ne serait pas opportun de développer le système d'information pour mettre en œuvre des enchères à l'interface Sud-TIGF. Ce développement serait exploité deux fois au maximum, pour les produits démarrant au 1^{er} avril 2014 et au 1^{er} octobre 2014, et présenterait peu d'avantages étant donnée l'absence de congestion au PIR Midi.

En conséquence, la CRE envisage que GRTgaz et TIGF reconduisent le mécanisme de prorata simple pour les deux produits semestriels. Le tarif de ce produit serait fixé au *prorata temporis*, soit 50%, du tarif régulé de la capacité annuelle fixé par la CRE

Dans la continuité des précédentes allocations, la CRE propose que la commercialisation des capacités au PIR Midi ait lieu après celle des capacités à la liaison Nord-Sud. Etant donné l'absence de congestion au PIR Midi, ceci permettrait aux expéditeurs de connaître leur niveau d'allocation à la liaison Nord-Sud afin d'ajuster au mieux leur besoin de capacité à cette interface.

Question 10 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation proposées par la CRE pour les capacités au PIR Midi à compter du 1^{er} avril 2014 ?

4. Allocation des capacités à l'interface entre TIGF et l'Espagne

La capacité à Larrau a été portée à 165 GWh/j au 1^{er} avril 2013 dans les deux sens. La dernière commercialisation de capacités disponibles à Larrau a eu lieu en novembre 2012 pour la période du 1^{er} avril 2013 au 30 mars 2014. Toute la capacité offerte dans le sens France vers l'Espagne, soit 18,4 GWh/j, a été vendue au prorata. Aucune capacité n'a été vendue dans le sens Espagne vers France.

4.1 Quantités et produits commercialisés

18,4 GWh/j et 33 GWh/j de capacités fermes annuelles sont disponibles respectivement en sortie et en entrée du réseau de TIGF vers l'Espagne à Larrau à compter du 1^{er} avril 2014.

En cohérence avec les produits commercialisés à la liaison Nord-Sud, la CRE envisage que soient commercialisés :

- un produit semestriel dit de « recalage » démarrant au 1^{er} avril 2014 ;
- des produits annuels à compter du 1^{er} octobre 2014.

4.2 Allocation pour le produit semestriel démarrant au 1^{er} avril 2014

a) Choix de la méthode d'allocation

Il est envisagé dans le cadre de l'Initiative régionale Sud de commercialiser aux enchères les capacités aux interconnexions France/Espagne au plus tard à compter du 1^{er} octobre 2014. A ce titre, la CRE est favorable à ce que TIGF et les GRT espagnols puissent adhérer à la plateforme PRISMA pour la commercialisation de leurs capacités aux enchères.

La reconduction du mécanisme de prorata simple pour le produit semestriel de recalage serait cohérente avec les règles envisagées à la liaison Nord-Sud et au PIR Midi pour les produits démarrant au 1^{er} avril 2014. Toutefois, cette question devra être traitée dans le cadre de l'Initiative régionale Sud.

b) Calendrier de commercialisation

Dans la continuité des précédentes allocations, la CRE est favorable à ce que la commercialisation des capacités à Larrau ait lieu après celle des capacités à la liaison Nord-Sud.

4.3 Allocation pour les capacités disponibles à compter du 1^{er} octobre 2014

Conformément aux travaux en cours dans le cadre de l'initiative régionale Sud, la CRE envisage de retenir des règles d'allocation aux enchères aux interconnexions avec l'Espagne.

Dans ce cadre, les 18,4 GWh/j de capacité disponible représentent environ 11% de la capacité technique maximale (165 GWh/j). Le code de réseau CAM prévoit que 10% au moins des capacités techniques doivent être commercialisées à court terme, sous la forme de produits dont la durée est inférieure à l'année. A ce stade, la CRE est favorable à ce que ces capacités soient commercialisées sous forme de produits trimestriels.

Les capacités disponibles seraient commercialisées conformément au calendrier prévu par le code de réseau CAM, soit en juin 2014 pour les produits trimestriels allant du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015.

Suivant les recommandations du code de réseau CAM, un point d'interconnexion virtuel avec l'Espagne regroupant les capacités à Larrau et à Biriadou pourrait être créé. La répartition des capacités entre les différentes maturités pourrait être revue en cas de création de ce point virtuel.

Question 11 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation envisagées par la CRE pour les capacités à compter du 1 ^{er} avril 2014 à Larrau et à Biriadou ?
--

5. Modalités de gestion des excédents de recettes en cas d'allocation aux enchères

La mise en œuvre d'enchères pourrait conduire à des prix de capacité supérieurs aux prix de réserve des enchères, qui seront égaux aux tarifs régulés.

Le code de réseau CAM prévoit pour chaque point d'interconnexion une répartition de l'excédent de revenu des enchères entre les GRT concernés. Il définit une règle par défaut consistant à répartir l'excédent pour moitié à chacun des GRT.

La décision tarifaire ATRT5 prévoit que les règles de gestion de ces excédents pour les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2014, seront définies par la CRE après proposition des GRT et travail en Concertation Gaz.

D'une manière générale, la CRE est favorable à l'application de la règle par défaut pour la répartition des éventuels excédents de recettes, soit une répartition à 50/50 aux GRT concernés.

Concernant les interconnexions avec l'Espagne, l'application de cette règle est envisagée dans le cadre de l'initiative régionale Sud.

Concernant la liaison Nord-Sud, l'application de cette règle conduirait à affecter l'intégralité des excédents de revenu éventuels à GRTgaz.

La CRE considère que GRTgaz et TIGF devront restituer l'intégralité des excédents de revenu des enchères. Les principes de redistribution de ces excédents sont en cours de définition dans le projet d'orientation-cadre portant sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport.

Il est nécessaire de prévoir les modalités de restitution aux utilisateurs des réseaux de transport de l'éventuel excédent de revenu revenant aux GRT français. A la suite des travaux menés en Concertation Gaz, la CRE a analysé trois types de mécanismes différents.

5.1 Reversement des excédents de recettes d'enchères au compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Les règles de gestion du CRCP conduiraient à une redistribution aux utilisateurs des réseaux de transport homogène sur une période de quatre ans et sur l'ensemble des termes tarifaires.

Analyse préliminaire

Cette option est la plus simple car elle ne nécessite pas d'évolution des règles tarifaires. Toutefois elle présente les inconvénients suivants :

- les excédents de recettes des enchères ne seraient reversés en totalité aux utilisateurs que quatre ans après l'année d'utilisation des capacités ;
- concernant la liaison Nord-Sud, cette redistribution se ferait indifféremment aux utilisateurs des zones Nord et Sud de GRTgaz alors que, dans les conditions actuelles de marché, seuls les expéditeurs souscrivant des capacités à la liaison Nord-Sud seraient exposés aux surcoûts des enchères.

Pour ces raisons, la CRE n'est pas favorable à cette option à ce stade.

Question 12 : Partagez-vous l'analyse défavorable de la CRE sur le reversement des excédents de recettes d'enchères au CRCP ?

5.2 Reversement des excédents de recettes d'enchères dans un compte régulé de financement des investissements

Cette solution conduirait les GRT à utiliser les excédents de recettes des enchères pour financer les investissements de décongestion du réseau.

Analyse préliminaire

Un tel dispositif a déjà été mis en œuvre dans le cadre du troisième tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE3) pour RTE.

Toutefois la CRE n'a pas reconduit ce mécanisme dans le cadre du nouveau tarif de RTE (TURPE4), dans la mesure où il a conduit à ce que les montants qui lui ont été affectés soient soumis à l'impôt sur les sociétés et au prélèvement de dividendes. En conséquence, dans le cas où ce dispositif serait mis en œuvre chez les GRT, seule une partie des excédents serait effectivement disponible pour le financement des investissements.

Pour ces raisons, la CRE n'est pas favorable à cette option à ce stade.

Question 13 : Partagez-vous l'analyse défavorable de la CRE sur le reversement des excédents dans un compte régulé de financement des investissements ?

5.3 Redistribution sur une base annuelle aux expéditeurs livrant des clients finals

A ce stade de ses analyses, la CRE est favorable à la redistribution sur une base annuelle des excédents de revenus aux expéditeurs livrant des clients finals.

Cette option conduirait à redistribuer, chaque année, les excédents de recettes d'enchères à l'ensemble des expéditeurs livrant des clients finals. Chaque année, les tarifs de GRTgaz et TIGF devront être adaptés de façon à ce que l'excédent de recettes généré une année soit redistribué au cours de la même année.

Cette redistribution pourrait être réalisée sous la forme d'une baisse de certains termes tarifaires ou d'un rabais sur la facture d'acheminement en proportion des volumes livrés par chaque expéditeur. A ce stade, la CRE est plutôt favorable à la première de ces deux options.

A ce stade, la CRE est favorable à ce que les excédents de recettes à la liaison Nord-Sud soient intégralement redistribués aux expéditeurs livrant les consommateurs du sud de la France. De cette façon, il n'y aurait pas de hausse globale de la facture d'acheminement liée aux enchères à la liaison Nord-Sud.

Pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 31 mars 2015, GRTgaz reverserait la totalité des excédents de recettes liés aux enchères à la liaison Nord-Sud aux expéditeurs livrant des clients en zone GRTgaz Sud et TIGF reverserait 50% des excédents de recettes liés aux enchères de produits groupés aux interconnexions avec l'Espagne aux expéditeurs livrant des clients en zone TIGF.

Le reversement pourrait prendre la forme d'une baisse des termes tarifaires de capacités de livraison, d'acheminement sur le réseau régional et de sortie du réseau principal. Les termes tarifaires aux interconnexions France-Espagne et à la liaison Nord-Sud ne seraient pas concernés par cette baisse car ils constituent le prix de réserve des enchères pour l'année concernée. Modifier les prix de réserve en fonction du résultat des enchères perturberait le bon déroulement des enchères et pourrait avoir un effet inflationniste.

A compter du 1^{er} avril 2015, date de la création du PEG commun Sud - TIGF, il pourrait être envisagé que les excédents de recettes de TIGF aux interconnexions France-Espagne et de GRTgaz à la liaison Nord-Sud soient mis en commun. Dans cette hypothèse, la redistribution se ferait de façon homogène pour tous les utilisateurs des zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF. Les modalités de gestion commune des éventuels excédents de recettes d'enchères devront faire l'objet de travaux.

Question 14 : Etes-vous favorable à ce que les excédents de recettes à la liaison Nord-Sud soient intégralement redistribués, sur une base annuelle, aux expéditeurs livrant les consommateurs du sud de la France ?

Question 15 : Préférez-vous une redistribution proportionnelle aux capacités aval souscrites ou aux volumes livrés ?

Question 16 : Etes-vous favorable à ce que les excédents de recettes de TIGF et de GRTgaz soient mis en commun à compter du 1^{er} avril 2015 ?

6. Rappel des questions

Question 1 : Partagez-vous le besoin de visibilité exprimé en Concertation Gaz ? Considérez-vous que la durée de quatre ans envisagée par la CRE pour les capacités Nord-Sud est adéquate ?

Question 2 : Etes-vous en faveur d'une allocation au prorata des engagements de livraison physique pour le produit semestriel de recalage à compter du 1^{er} avril 2014 à la liaison Nord-Sud ?

Question 3 : Etes-vous favorable aux modalités de commercialisation envisagées ?

Question 4 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation proposées par la CRE pour la commercialisation des capacités disponibles à compter du 1^{er} octobre 2014 ?

Question 5 : Etes-vous favorable à la règle de limitation des demandes individuelles au tiers de la capacité commercialisée ?

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de commercialiser en octobre 2013, les capacités disponibles à compter du 1^{er} octobre 2014 ?

Question 7 : Que pensez-vous de la proposition d'Elengy ? Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz ? Etes-vous favorable à la proposition de réserver 50 GWh/j de capacités interruptibles sous forme de produits mensuels pour mettre en œuvre la proposition d'Elengy ?

Question 8 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation envisagées par la CRE pour l'allocation des capacités Sud vers Nord ?

Question 9 : Pensez-vous que les capacités interruptibles consacrées au couplage doivent être maintenues à compter du 1^{er} avril 2014 ?

Question 10 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation proposées par la CRE pour les capacités au PIR Midi à compter du 1^{er} avril 2014 ?

Question 11 : Etes-vous favorable aux règles d'allocation envisagées par la CRE pour les capacités à compter du 1^{er} avril 2014 à Larrau et à Bariatou ?

Question 12 : Partagez-vous l'analyse défavorable de la CRE sur le reversement des excédents de recettes d'enchères au CRCP ?

Question 13 : Partagez-vous l'analyse défavorable de la CRE sur le reversement des excédents dans un compte régulé de financement des investissements ?

Question 14 : Etes-vous favorable à ce que les excédents de recette à la liaison Nord-Sud soient intégralement redistribués, sur une base annuelle, aux expéditeurs livrant les consommateurs du sud de la France ?

Question 15 : Préférez-vous une redistribution proportionnelle aux capacités aval souscrites ou aux volumes livrés ?

Question 16 : Etes-vous favorable à ce que les excédents de recettes de TIGF et de GRTgaz soient mis en commun à compter du 1^{er} avril 2015 ?

7. Calendrier

Mardi 26 juin 2013 : clôture de la présente consultation ;

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 26 juin 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents /

Consultations publiques » ;

- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et réseaux de gaz : + 33.1.44.50.41.44

Nous vous remercions d'indiquer explicitement l'éventuel caractère confidentiel de votre contribution.