

Paris, le 21 mars 2014

**Réponse de Direct Energie à la Consultation publique de la CRE du 18 février 2014 relative à la création d'une place de marché gaz unique en France en 2018**

En réponse à la consultation de la CRE mentionnée ci-dessus, Direct Energie souhaite apporter les éléments suivants :

**A) Sur le contexte :**

Direct Energie constate comme la CRE un différentiel de prix significatif entre les Peg Nord et Sud, notamment depuis novembre 2013. Ce différentiel provient notamment des arbitrages faits par les opérateurs de GNL en faveur des pays asiatiques au détriment des terminaux européens<sup>1</sup>, dans un contexte d'export important vers l'Espagne rendant la capacité physique de transit entre le Nord et le Sud insuffisante pour assurer la convergence des prix entre les deux zones.

**Ce différentiel de prix vient peser directement sur les coûts d'approvisionnement de l'ensemble des opérateurs alimentant des sites en zone Sud, et non pas seulement sur les consommateurs gazo-intensifs** (qui bénéficient par ailleurs d'un accès privilégié à la capacité de transit Nord/Sud, suite aux décisions de la CRE d'une part, et aux récentes dispositions législatives d'autre part). A ce titre, il conviendra que la CRE veille à ce que ces surcoûts soient correctement répercutés dans les tarifs réglementés de vente (TRV).

Par ailleurs, contrairement à ce qu'affirme la CRE, il n'est pas évident que ce différentiel de prix viennent d'une manière ou d'une autre compromettre l'ouverture des marchés s'agissant des consommateurs dont la consommation annuelle est supérieure à 30 MWh qui verront disparaître fin 2015 leurs tarifs réglementés : il convient en effet de rappeler que la capacité des fournisseurs à proposer des offres de fourniture en zone Sud dépend avant tout de la visibilité dont ils disposent sur leur capacité à acheminer du gaz dans cette zone à un prix connu et donc sur la commercialisation des capacités de transit existantes sur un horizon suffisant. A ce titre, les précédentes allocations, limitées à 1 an, ne remplissaient pas cet objectif.

De même, les enchères organisées début mars 2014 sur l'horizon 2014-2018, en anticipation de la mise en œuvre des codes de réseaux européens, ne satisfont pas cet objectif de visibilité puisque les fournisseurs ne sauront qu'a posteriori le coût de revient des capacités acquises compte tenu de la redistribution des surplus d'enchère au prorata des parts de marché effectivement constatées en zone Sud. **Direct Energie souhaite rappeler qu'elle a toujours été défavorable à ce mode de**

---

<sup>1</sup> La CRE ayant, selon ses enquêtes, exclu toute manipulation de prix de marché

**commercialisation**, notamment dans ses réponses aux consultations de la CRE le 18 juin 2010<sup>2</sup>, le 28 juin 2011<sup>3</sup>, le 7 septembre 2012, le 6 novembre 2012 et le 23 juin 2013<sup>4</sup>. En particulier, Direct Energie s'est toujours déclarée en faveur d'une allocation au prorata des engagements de livraison physique en zone Sud.

Par conséquent, **c'est bien l'évolution de l'espace économique des clients qui resteront éligibles aux TRV qui est préoccupante**, car on peut légitimement avoir des doutes sur la correcte répercussion dans les TRV<sup>5</sup> des surcoûts induits par le niveau actuel du spread N/S, sauf à ce qu'un TRV spécifique à la zone Sud soit créé.

Enfin, il ne paraît pas inutile de rappeler que **la sécurité d'approvisionnement de la zone Sud n'est aujourd'hui pas menacée**, les capacités physiques d'injection de gaz dans cette zone étant suffisantes (liaison pipe existante, terminaux GNL, stockages) au regard de la pointe de consommation (la disponibilité effective de la molécule étant assurée par le signal prix du Peg Sud).

#### **B) Sur les investissements envisagés en vue de créer une place de marché unique à horizon 2018 :**

**Direct Energie est favorable aux investissements identifiés par la CRE et les GRT visant à augmenter le transit entre les zones Nord et Sud à horizon 2018, notamment afin d'insensibiliser le coût de fourniture des consommateurs en zone Sud des choix de mix énergétiques des pays étrangers ou des exports vers l'Espagne.**

Direct Energie exprime toutefois ses plus vives réserves quant aux études technico-économiques menées sous l'égide de la CRE, notamment s'agissant de l'analyse « coûts / bénéfices » demandée (tardivement<sup>6</sup>) à Poyry :

- Il est inquiétant que le scénario d'investissement finalement retenu (Val de Saône + Gascogne Midi) ait été identifié in extremis, ce qui semble témoigner d'une connaissance incertaine du réseau gazier français
- Comme Direct Energie l'a mentionné à de nombreuses reprises, dans les groupes de travail ou bien directement à la CRE, l'étude Poyry n'est absolument pas référente :
  - l'évaluation des gains associés à la volatilité des prix ou à la liquidité du marché de gros en zone Sud (du même ordre de grandeur que le bénéfice de la disparition du spread N/S, selon le rapport final de Poyry) est grossièrement inexacte<sup>7</sup>.

---

<sup>2</sup> « Direct Energie n'est pas favorable à une poursuite des réflexions sur [l'introduction d'un mécanisme d'enchères pour les capacités annuelles commercialisées sur la liaison Nord vers Sud] »

<sup>3</sup> « Direct Energie est opposé à un mécanisme d'enchères »

<sup>4</sup> « Direct Energie n'est pas favorable [...] aux règles d'allocations proposées par la CRE à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014 »

<sup>5</sup> Il sera d'ailleurs intéressant de lire la délibération de la CRE sur les TRV au 01/04/2014 suite à la hausse de 7% des termes de livraison de l'ATRT à cette même date...

<sup>6</sup> l'étude en question ayant été réalisée postérieurement à la délibération (19/07/2012) de la CRE demandant la création d'une place de marché unique en 2018.

<sup>7</sup> car ces gains ne doivent porter que sur la part de la consommation en zone Sud non alimentée par les capacités existantes

- la granularité mensuelle de l'étude, de même que le fait de raisonner hors tout aléa de consommation<sup>8</sup>, ne paraît pas de nature à refléter correctement les occurrences de congestions entre le Nord et le Sud.
- La fusion des Peg Nord et Sud entraînera une disparition du signal prix en zone Sud : ainsi les stockages ou les émissions GNL ne répondront plus aux besoins spécifiques de la zone Sud, mais à un signal France, ce qui générera donc des surcoûts que l'étude Poyry occulte malheureusement.
- Les métriques utilisées pour estimer les gains ne sont pas robustes, alors même qu'il existe une littérature en la matière, se basant notamment sur des calculs de *welfare* (cf. les présentations adressées à Poyry et la CRE).

Ainsi, il est inexact d'affirmer que le schéma d'investissement retenu permet d'avoir une VAN positive ou voisine de zéro pour deux scénarios de marché sur trois.

En tout état de cause, **compte tenu du fait que les consommateurs espagnols seront parmi les premiers à tirer bénéfice de ces investissements, il est indispensable que les coûts soient partagés entre la France et l'Espagne**, par exemple via un fond inter-GRT comme cela existe en électricité. Cette nécessité de partage des coûts est tout aussi avérée pour les mesures transitoires mentionnées par la CRE.

### **C) Sur les dispositions transitoires d'ici à 2018**

La CRE évoque dans son document de consultation plusieurs mesures permettant de réduire totalement ou partiellement le différentiel de prix entre le Nord et le Sud :

1. une **fusion anticipée des zones Nord et Sud**, charge à GRTgaz de contractualiser les volumes de gaz nécessaires à garantir l'absence de congestion en zone Sud. Par ailleurs, et en complément, la CRE imagine une possible révision des obligations de service public visant à imposer des obligations de flux en zone sud pour les détenteurs de capacités de regazéification, le coût d'un tel dispositif pouvant être mutualisé sur l'ensemble des acteurs via la création de « certificats GNL ».

**Direct Energie est défavorable à un tel dispositif<sup>9</sup>**, dont la mise en œuvre pourrait engendrer des coûts non maîtrisables et vraisemblablement très largement supérieurs aux investissements prévus à compter de 2018. En particulier, au-delà du seul différentiel de prix entre le GNL asiatique et les marchés du nord-ouest de l'Europe, il conviendrait de prendre en compte dans le coût prévisionnel d'une fusion anticipée :

- la perte pour un opérateur GNL de sa capacité à arbitrer entre les marchés européens et asiatiques (perte de l'optionnalité, en plus de la valeur intrinsèque)
- la désoptimisation des stockages mentionnée ci-dessus.

La CRE avait d'ailleurs repoussé cette solution dans sa délibération du 02/07/2009 : *« l'engagement de flux dans les terminaux méthaniers indépendamment des besoins des expéditeurs concernés irait à l'encontre de l'évolution du marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL), dans lequel les terminaux méthaniers jouent un rôle grandissant d'arbitrage. Un tel mécanisme pourrait pénaliser l'attractivité du*

---

<sup>8</sup> ou bien des occurrences d'émissions nulles à Montoir pouvant générer des congestions en zone Nord nécessitant de réduire le transit N/S

<sup>9</sup> de même visiblement que la CRE, qui qualifiait de « fumeux » ce scénario lors du GT ad'hoc du 25/02/2014

*marché français, dans un contexte de concurrence grandissante entre les terminaux méthaniers européens ».*

**Direct Energie est par ailleurs également défavorable à la mise en place d'un mécanisme de « certificats GNL » pesant sur les expéditeurs livrant des consommateurs en zone Sud**, car il risquerait d'être extrêmement fragile sur le plan juridique : un tel mécanisme, centré sur le seul GNL, serait en effet contraire aux dispositions européennes en vigueur, notamment celles relatives à la « *diversification des sources d'énergie ainsi que des voies d'acheminement des sources d'approvisionnement en gaz*<sup>10</sup> » ou encore celles mentionnées dans la Directive 2004/67/CE concernant les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

En tout état de cause, si une fusion anticipée devait être instaurée, **Direct Energie demande à ce que les coûts soient portés par GRTgaz de sorte à pouvoir être mutualisés ensuite sur tous les consommateurs** (à l'instar des investissements de décongestion de la zone Sud). Par ailleurs, il reviendra à la CRE d'être particulièrement vigilante sur la mise en œuvre de ces dispositions, compte tenu du très faible nombre d'acteurs opérant du GNL à Fos.

2. la **commercialisation de capacités Nord / Sud supplémentaires** par contractualisation par GRTgaz d'un service de nomination quotidienne à la liaison Nord-Sud dans le sens Sud vers Nord associé à un engagement de flux à Fos ou au point d'entrée Pirineos.

La solution proposée n'est pas suffisamment étayée pour permettre à Direct Energie de se prononcer : quel est le niveau de spread N/S visé ? L'objectif fixé à GRTgaz est-il d'atteindre un spread cible quels qu'en soient les coûts, ou bien au contraire s'agit-il d'allouer à GRTgaz un « budget » en faveur de la réduction du spread ? Les impacts en terme de convergence des prix sont par ailleurs difficiles à anticiper.

En tout état de cause, sa mise en œuvre doit satisfaire les prérequis suivants :

- Le mandat de GRTgaz doit être clairement défini ;
- Les coûts devront être répercutés dans les coûts à recouvrer par GRTgaz et mutualiser sur l'ensemble des consommateurs en France ;
- **Les acteurs ayant souscrit des capacités lors des enchères Prisma organisées à compter du 03/03/2014 devraient pouvoir demander à être libérés de leur engagement, la mise en œuvre des dispositions prévues par la CRE venant rompre l'équilibre économique sous-tendant les souscriptions effectuées** (pour mémoire, Direct Energie avait demandé<sup>11</sup> le report de ces enchères). Dans le cas contraire, les mécanismes prévus par la CRE visant à réduire le spread seraient juridiquement fragilisés.

### **3. Autres solutions**

---

<sup>10</sup> Règlement UE n°994/2010, considérant 20

<sup>11</sup> Notamment lors de la réunion du 27/02/2014, au ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie

**Direct Energie s'est déjà prononcée en faveur d'une plus grande ouverture des possibilités de contractualisation de GRTgaz**, notamment lors de la dernière consultation publique de la CRE sur les règles d'équilibrage exceptionnelles pour l'hiver 2013/2014. Ainsi, son accès au marché ne devrait pas être limité aux seuls produits Within-Day ou Day-Ahead, mais devrait permettre d'effectuer des achats / ventes localisées lui permettant de réduire d'éventuelles congestions réseaux : contractualisation en vue d'assurer des flux depuis les stockages, contractualisation en vue de réduire les flux en sortie vers l'Espagne, etc.

Aussi, **Direct Energie est favorable à la mise en œuvre de telles dispositions**, mais demande toutefois que la CRE reste vigilante sur les impacts économiques associés.