



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE DU 21 DÉCEMBRE 2017 N° 2017-19 RELATIVE À LA MISE EN OEUVRE DE L'ACCÈS RÉGULÉ DES TIERS AUX STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL EN FRANCE**

Le projet de loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels en France et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a été adopté par l'Assemblée nationale le 19 décembre 2017. Il prévoit, dans son article 12, que le revenu des opérateurs de stockage est régulé. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, et la différence, positive ou négative, entre les recettes des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel, dit tarif ATRT. Les modalités d'enchères sont fixées par la CRE après proposition des opérateurs.

La réforme de l'accès aux stockages a pour objectif de garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant la transparence sur les coûts du stockage et en supprimant la complexité liée au système actuel d'obligations individuelles.

La mise en œuvre de ces dispositions est envisagée à compter de l'année gazière 2018-2019.

### **Une régulation des revenus des opérateurs de stockage**

Le système d'obligations de stockage en vigueur jusqu'à présent avait pour objectif d'assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau national. Les obligations de stockage représentent, depuis 2014, environ les deux tiers des capacités de stockage commercialisées en France.

Les opérateurs de stockage français avaient donc la certitude de vendre une partie importante de leurs capacités, sachant en outre que l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché du stockage est extrêmement difficile pour des raisons techniques, réglementaires et financières.

Cette situation engendre un risque de tarifs excessifs qui pourrait alourdir le coût de la sécurité d'approvisionnement pour le consommateur final. Ce risque est renforcé par l'actuel faible niveau de transparence sur la définition des prix des opérateurs. Dans ce contexte, l'introduction d'une régulation des revenus des opérateurs vise à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 452-1 modifié du code de l'énergie prévoit que « *Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux ou les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. [...]* »

La CRE, afin de déterminer les coûts supportés par les opérateurs des infrastructures de stockage, a demandé en juillet 2017 à Storengy, TIGF et Géométhane de lui transmettre leurs dossiers de demande tarifaire.

La CRE a, par la suite :

- mené une analyse critique approfondie des dossiers de demande en particulier sur les questions de détermination de la base d'actifs régulés (BAR) ;

- auditionné les opérateurs de stockages et leurs actionnaires ;

Ces travaux ont permis à la CRE d'estimer des niveaux initiaux de BAR pour chacun des opérateurs d'environ 3,35 milliards d'euros pour Storengy, environ 1,05 milliard d'euros pour TIGF et environ 0,19 milliard d'euros pour Géométhane.

Concernant la rémunération du capital, la CRE envisage, à ce stade, une fourchette de coût moyen pondéré du capital (CMPC) comprise entre 5,75 % et 6,75 %, soit une prime comprise entre 50 points de base et 150 points de base s'ajoutant au niveau retenu pour le transport de gaz dans le cadre du tarif ATRT6.

En fonction des paramètres retenus en termes de rémunération du capital et des durées d'amortissement utilisées pour le gaz coussin, les revenus autorisés des opérateurs pour l'année 2018 seraient compris :

- entre 486 et 562 M€ pour Storengy ;
- entre 139 et 162 M€ pour TIGF ;
- entre 39 et 42 M€ pour Géométhane.

Le coût total du stockage de gaz serait ainsi compris entre 664 et 766 M€ pour l'année 2018.

Enfin, la CRE prévoit, à ce stade et compte tenu des délais contraints de mise en œuvre de la réforme, de retenir une période de régulation limitée à deux ans.

### **Une commercialisation aux enchères des capacités de stockage**

Le nouvel article L. 421-5-1 du code de l'énergie prévoit que « *Les capacités des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 sont souscrites à l'issue d'enchères publiques.* »

« *Les modalités de ces enchères sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition des opérateurs de stockage. Les modalités des enchères comprennent notamment le calendrier de commercialisation des capacités, les prix de réserve des enchères, les produits commercialisés et le type d'enchères mises en œuvre. Elles sont publiées sur le site internet des opérateurs. [...]* »

La CRE a mené des travaux approfondis sur la commercialisation des capacités de stockage. Elle a ainsi organisé deux ateliers de travail avec les acteurs de marché en mars et mai 2016 et a publié une première consultation publique le 9 juin 2016<sup>1</sup>.

Afin d'approfondir plusieurs sujets, la CRE a organisé un nouvel atelier de travail avec les acteurs de marché, le 13 octobre 2017. Les contributions non confidentielles reçues à l'issue de cet atelier sont publiées sur le site internet de la CRE.

TIGF et Storengy ont soumis à la CRE en novembre 2017 leurs propositions détaillées concernant les modalités de commercialisation des capacités de stockage.

A l'issue de ces travaux, la CRE envisage d'organiser les enchères de capacités de stockage selon les principes suivants :

- l'objectif premier de la commercialisation est de maximiser les souscriptions de capacité de stockage. Dans un second temps seulement, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché ;
- les enchères seront organisées selon des modalités transparentes, en particulier concernant les produits mis en vente et les prix de réserve ;
- les opérateurs de stockage proposeront une offre simple, dans la continuité des offres précédentes ;
- les enchères s'étaleront sur plusieurs jours, de manière à commercialiser les capacités par lots de taille raisonnable.

### **Une compensation intégrée au tarif de transport de gaz**

L'article L. 452-1 modifié du code de l'énergie prévoit notamment que « *les gestionnaires de réseaux de transport reversent aux opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-3-1 une part du montant recouvré selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

Lors de l'atelier de travail du 13 octobre 2017, la CRE a présenté ses premières orientations, ainsi que les premières réflexions des GRT.

La CRE envisage, à ce stade, de conserver pour la compensation une assiette similaire à celle utilisée pour déterminer les obligations de stockage des expéditeurs dans le système actuel. Compte tenu des délais particulièrement

<sup>1</sup> [Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juin 2016 relative aux règles de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de la réforme de l'accès des tiers aux stockages](#)

21 décembre 2017

contraints de mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz, la CRE considère que cette solution présente l'avantage de préserver la prévisibilité des coûts nécessaires au bon fonctionnement des marchés. En outre, elle fait porter la compensation sur les clients protégés dont l'alimentation doit être garantie ou ne peut être techniquement interrompue dans les situations critiques.

L'assiette envisagée, à ce stade, par la CRE prend en compte les catégories suivantes des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution :

- les consommateurs domestiques, y compris les ménages résidant dans un immeuble chauffé collectivement ;
- les consommateurs non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation<sup>2</sup> ;
- les consommateurs n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou qui ne se sont pas déclarés délestables.

Pour ces consommateurs, la compensation serait fonction de leur modulation hivernale.

Cette assiette étant similaire à celle qui permettait de dimensionner les obligations de stockage, la CRE considère que la facture des consommateurs concernés ne devrait évoluer qu'à la marge : les montants acquittés par ces derniers à leur fournisseur de gaz incluaient le coût des obligations de stockage qui sera remplacé par un terme dédié dans le tarif de transport.

Paris, le 21 décembre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO

---

<sup>2</sup> La liste de ces clients est fixée dans chaque département par arrêté préfectoral.

# SOMMAIRE

<b>CONSULTATION PUBLIQUE DU 21 DÉCEMBRE 2017 N° 2017-19 RELATIVE À LA MISE EN OEUVRE DE L'ACCÈS RÉGULÉ DES TIERS AUX STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL EN FRANCE.....</b>	<b>1</b>
<b>1. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE .....</b>	<b>6</b>
1.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX.....	6
1.2 PÉRIMÈTRE DE RÉGULATION .....	6
1.3 DÉFINITION DU REVENU AUTORISÉ PRÉVISIONNEL .....	8
1.3.1 Charges nettes d'exploitation .....	8
1.3.2 Charges de capital normatives (CCN).....	8
1.3.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP) .....	9
1.4 DURÉE ET CALENDRIER TARIFAIRE.....	10
1.5 PRINCIPE D'UN TARIF « 100% AU CRCP » .....	10
1.6 FONCTIONNEMENT DU CRCP .....	10
1.7 RÉGULATION INCITATIVE.....	11
1.7.1 Proposition de Storengy.....	11
1.7.2 Proposition de TIGF.....	11
1.7.3 Analyse préliminaire de la CRE .....	11
<b>2. REVENUS AUTORISÉS DES OPÉRATEURS DE STOCKAGE.....</b>	<b>12</b>
2.1 DEMANDES DE REVENUS AUTORISÉS DES OPÉRATEURS .....	12
2.1.1 Demande de Storengy .....	12
2.1.2 Demande de TIGF .....	13
2.1.3 Demande de Géométhane .....	15
2.2 ANALYSES PRÉLIMINAIRES DE LA CRE.....	16
2.2.1 Modalités d'établissement de la BAR.....	16
2.2.2 Taux de rémunération des actifs .....	19
2.2.3 Niveau des charges de capital normatives .....	20
2.2.4 Niveau des charges nettes d'exploitation .....	21
2.2.5 Revenus autorisés - Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE.....	21
<b>3. MODALITÉS DE COLLECTE AUPRÈS DES UTILISATEURS DES RÉSEAUX DE TRANSPORT .....</b>	<b>23</b>
3.1 INTRODUCTION D'UN TERME TARIFAIRE ADDITIONNEL DANS LE TARIF ATRT6 .....	23
3.2 ASSIETTE DE COMPENSATION.....	23
3.2.1 Rappel du système d'obligations en vigueur .....	23
3.2.2 Assiette envisagée par la CRE.....	24
3.2.3 Méthode de calcul de l'assiette de la compensation .....	24
3.2.4 Reversement de la compensation par les GRT aux opérateurs de stockage .....	27
<b>4. RÈGLES DE COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS DE STOCKAGE .....</b>	<b>29</b>
4.1 PRINCIPES GÉNÉRAUX.....	29
4.1.1 Objectifs de la commercialisation.....	29
4.1.2 Marge de manœuvre laissée aux opérateurs de stockage .....	29
4.2 CALENDRIER DE COMMERCIALISATION .....	30
4.2.1 Période de commercialisation.....	30
4.2.2 Enchaînement des enchères entre TIGF et Storengy .....	30

4.2.3	Découpage des produits en lots et règles de constitution des lots.....	31
4.3	PRODUITS PROPOSÉS À LA COMMERCIALISATION .....	32
4.3.1	Produits standards envisagés par les opérateurs de stockages .....	32
4.3.2	Produits spécifiques et cas d'application.....	33
4.3.3	Commercialisation sur plusieurs années .....	33
4.4	MÉCANISME D'ENCHÈRES .....	34
4.4.1	Type d'enchère choisi .....	34
4.4.2	Modalités précises du <i>fixing</i> .....	35
4.4.3	Plateforme d'enchères .....	37
4.5	PRIX DE RÉSERVE .....	38
4.5.1	Publicité.....	38
4.5.2	Formule .....	38
4.6	CAS PARTICULIER DU STOCKAGE SÉDIANE B .....	41
4.6.1	Proposition de Storengy.....	41
4.6.2	Analyse préliminaire de la CRE .....	42
4.7	SERVICES PROPOSÉS PAR LES OPÉRATEURS DE STOCKAGE .....	42
4.8	RETOUR D'EXPÉRIENCE ET COMMERCIALISATIONS ULTÉRIEURES.....	42
<b>5.</b>	<b>SYNTHÈSE DES QUESTIONS .....</b>	<b>44</b>
<b>6.</b>	<b>MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>45</b>

## **1. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE**

### **1.1 Principes généraux**

Le projet de loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement adopté par l'Assemblée nationale le 19 décembre 2017, ci-après « loi Hydrocarbures » prévoit en son article 12 que le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel comprend :

- d'une part, le tarif et les conditions commerciales d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, dit « tarif ATRT ». Le tarif ATRT6 est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2017, selon les modalités précisées dans la délibération de la CRE du 15 décembre 2016<sup>3</sup> ;
- d'autre part, le tarif et les conditions commerciales d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane, dit « tarif ATS » sur lequel porte la présente consultation en vue d'une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> avril 2018.

L'élaboration du tarif ATS repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des opérateurs de stockage (Storengy, TIGF et Géométhane).

La perception des revenus autorisés des opérateurs est réalisée, d'une part, par la commercialisation des capacités de stockage auprès des clients des opérateurs de stockage et, d'autre part, par la perception d'un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT.

### **1.2 Périmètre de régulation**

Le nouvel article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « *Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long termes et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel conclus par la France avec un État membre de l'Union européenne ou un État membre de l'Association européenne de libre-échange sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs.* »

A cet effet, l'article modifié L. 421-10 du code de l'énergie prévoit notamment que « *Les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel exploitant à la fois des stockages inclus dans les infrastructures mentionnées à l'article L. 421-3-1 et des stockages non inclus dans de telles infrastructures tiennent une comptabilité séparée de chacune de ces activités. Les activités de ces opérateurs ne concourant pas aux finalités mentionnées à l'article L. 421-3 font également l'objet d'une comptabilité séparée.* »

Le niveau des charges retenu est déterminé conformément au nouvel article L. 452-1 du code de l'énergie qui prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux ou les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46 [...]* ».

Les coûts des opérateurs de stockage et leurs recettes sont donc considérés au périmètre des infrastructures de stockage prévu par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE). Ils sont pris en compte dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

L'article 9 du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit ainsi que :

« *Durant la première période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage de gaz en France considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont celles mentionnées ci-dessous, à hauteur des volumes et débits mentionnés :*

*1° Sites en exploitation commercialisant des capacités de stockage à hauteur de 137,9 TWh en volume et 2 372,5 GWh/j en débit de soutirage :*

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF.

**CONSULTATION PUBLIQUE DU 21 DÉCEMBRE 2017 N 2017-19 RELATIVE À LA MISE EN OEUVRE DE L'ACCÈS REGULE DES TIERS AUX STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL EN FRANCE**

21 décembre 2017

Liste des sites	Société	Année de mise en service	Type
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Gournay (gaz B)	Storengy	1976	Aquifère
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Tersanne	Storengy	1970	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Lussagnet	TIGF	1957	Aquifère
Izaute	TIGF	1981	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin

2° Sites disposant d'une autorisation d'exploiter et ayant cessé de commercialiser des capacités de stockage à hauteur de 9,5 TWh en volume et 60 GWh/j en débit de soutirage :

Liste des sites	Société	Année de mise en exploitation réduite	Type
Saint-Clair-sur-Epte	Storengy	2015	Aquifère
Soings-en-Sologne	Storengy	2014	Aquifère
Trois-Fontaines	Storengy	2014	Déplété

3° Capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et du code de l'environnement :

Liste des sites	Société	Année de mise en service prévisionnelle	Type	Volume utile GM3	Volume utile TWH	Débit GWh/j à 45 % de volume utile	Débit MM3/j à 45 % volume utile
Hauterives	Storengy	2017	Salin	0,1	1,1	90	8
Lussagnet phase 1	TIGF	2020	Aquifère	0,11	1,3	86	7,4
Manosque 2	Géométhane	2019-2021	Salin	0,2	2,36	119	10,1
Ensemble des sites				0,41	4,8	295	25,5

### 1.3 Définition du revenu autorisé prévisionnel

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de stockage, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN) et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) au titre de la période tarifaire passée :

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP.

#### 1.3.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des opérateurs dans la mesure où, en application de l'article modifié L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

L'ensemble des données prévisionnelles des plans d'affaires communiqués par Storengy, TIGF et Géométhane fait l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions envisagées par la CRE et présentées dans la partie 2.2.4 de la présente consultation publique.

#### 1.3.2 Charges de capital normatives (CCN)

##### 1.3.2.1 Modalités de calcul des charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par les opérateurs – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.



$CCN = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$

### **1.3.2.2 Modalités de calcul du taux de rémunération du capital**

En l'absence d'opérateurs régulés de sites de stockage de gaz naturel cotés en bourse, la CRE envisage d'utiliser une approche indirecte pour définir le taux de rémunération de l'activité, conformément à ce qui est fait dans le cadre du tarif régulé d'accès aux installations de terminaux méthaniers (dit tarif ATTM).

Pour cela, la CRE envisage de s'appuyer sur le taux de rémunération de l'activité de gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel. Cette activité est exercée par des entreprises cotées et présente une nature économique proche de celle de l'activité d'opérateur de stockage de gaz naturel et de terminaux méthaniers.

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE envisage ensuite d'ajuster le CMPC de l'activité des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel sur la base de considérations économiques et financières en majorant ce taux d'une prime spécifique liée à l'activité d'opérateur de sites de stockage régulés.

### **1.3.2.3 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)**

La CRE envisage de retenir, pour la définition du niveau initial de la BAR des opérateurs de stockage, les modalités de calcul de la BAR en vigueur pour le tarif ATRT. La valeur de la BAR est établie sur la base d'une méthodologie de type « coûts courants économiques » dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 (dite Commission Hourri) chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Les valeurs brutes comptables des actifs sont retraitées des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements.

Une fois le niveau initial de la BAR défini, son niveau évoluera ensuite chaque année des mises en services et des sorties d'actifs, de l'amortissement des actifs et de la réévaluation à l'inflation.

Les actifs sont réévalués de l'inflation, au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Une fois la BAR initiale définie, les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie que la CRE envisage à ce stade de retenir sont détaillées au paragraphe 2.2.1.3.

### **1.3.2.4 Rémunération des actifs avant leur mise en service**

La CRE envisage de retenir le principe de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) au coût de la dette nominale avant impôt, en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

Comme dans le tarif régulé ATTM, la CRE envisage de fixer le niveau de ce taux par référence au taux retenu dans le tarif ATRT en vigueur augmenté de la prime spécifique stockage.

Le montant des IEC est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1<sup>er</sup> janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses d'investissements et des mises en service d'actifs effectuées au cours de l'année.

## **1.3.3 Compte de régularisation des charges et produits (CRCP)**

Le tarif ATS est défini à partir d'hypothèses sur le niveau des charges et des recettes. La CRE envisage, à ce stade, de mettre en œuvre un mécanisme de régularisation *a posteriori* (sur les années suivantes), le CRCP, afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels.

Ce cadre général est cohérent avec les cadres en vigueur pour l'ensemble des tarifs d'infrastructures fixés par la CRE, et présente l'avantage d'être maîtrisé et transparent. Les opérateurs de stockage, dans leurs dossiers tarifaires, ont proposé des cadres tarifaires fondés sur ce fonctionnement.

**Question 1** Etes-vous favorable aux principes généraux relatifs à la détermination du revenu autorisé des opérateurs de stockage ?

**Question 2** Etes-vous favorable à l'introduction d'un CRCP afin de régulariser a posteriori les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels des opérateurs ?

#### **1.4 Durée et calendrier tarifaire**

Les opérateurs de stockage ont demandé dans leurs dossiers tarifaires des périodes de régulation allant de quatre à six ans, avec l'objectif partagé de bénéficier d'une visibilité suffisante au regard, notamment, des cycles d'investissements longs dans les infrastructures et des risques de sortie de certains actifs des stockages visés par la PPE.

La CRE considère que, compte tenu des délais particulièrement courts de mise en œuvre de la réforme et de l'impossibilité pour la CRE d'auditer l'ensemble des éléments fournis par les opérateurs dans ce délai, le choix d'une première période de régulation plus courte, de deux ans, est préférable. Il permettra, après une première phase de mise en œuvre, de tirer des enseignements du retour d'expérience en vue de la définition d'un futur tarif sur une période plus longue.

Ces retours d'expériences permettront en particulier de mettre en œuvre, le cas échéant, des régulations incitatives adaptées qui nécessitent des périodes d'application plus longues.

Par ailleurs, la CRE envisage une mise à jour tarifaire annuelle, au 1<sup>er</sup> avril de chaque année, permettant la prise en compte des meilleures prévisions des charges et produits pour l'année à venir ainsi que le calcul du solde du CRCP à apurer l'année suivante.

**Question 3** Etes-vous favorable à une première période de régulation courte, de deux ans ?

#### **1.5 Principe d'un tarif « 100% au CRCP »**

Les délais particulièrement courts de mise en œuvre du tarif ATS ne permettent pas à la CRE de proposer une trajectoire de charges nettes d'exploitation suffisamment pertinente pour y appliquer une régulation incitative efficace : fixée à un niveau trop élevé, la trajectoire générerait des revenus indus pour les opérateurs. Au contraire, fixée à un niveau trop bas, elle ne permettrait pas de couvrir les coûts des opérateurs.

La CRE propose pour ce premier exercice, de retenir un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes sont régularisés *a posteriori* via le CRCP. Ce mécanisme garantit un niveau tarifaire *in fine* strictement égal aux dépenses et recettes réelles de l'opérateur, mais présente toutefois le défaut de ne pas inciter les opérateurs à maîtriser leurs dépenses notamment en terme de charges d'exploitation.

Des contrôles *a posteriori* pourront néanmoins être diligentés pour s'assurer du caractère efficace et prudent des charges engagées. Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

#### **1.6 Fonctionnement du CRCP**

La CRE prévoit de définir le tarif ATS à partir d'hypothèses sur le niveau des charges et recettes. Elle envisage ainsi d'introduire un CRCP afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits prévisionnels, et les charges et les produits réalisés. La méthode de calcul du CRCP serait cohérente avec un équilibre tarifaire par année civile.

La CRE envisage de calculer le solde du CRCP au 31 décembre de chaque année. Il prendrait en compte les écarts de charges ou de revenus constatés par rapport aux charges nettes d'exploitation prévisionnelles. Le solde de ce compte au 31 décembre de l'année N serait apuré l'année N+1 à l'occasion de l'évolution tarifaire annuelle par une diminution ou une augmentation du revenu autorisé, dans la limite d'une variation du revenu autorisé prévisionnel de chaque opérateur de +/- 5 %. En cas de dépassement de ce seuil de +/-5%, la régularisation de l'écart restant serait effectuée au travers des CRCP des années suivantes, toujours dans cette même limite de seuil.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le CRCP serait actualisé au taux sans risque nominal qui sera retenu pour la période tarifaire.

Les postes couverts par le CRCP pour le tarif ATS seraient les suivants dans la limite du périmètre des infrastructures régulées :

- charges nettes d'exploitation ;
- charges de capital normatives ;
- recettes de commercialisation des capacités de stockage, y compris les services annexes, et des revenus perçus auprès des utilisateurs des réseaux de transport ;
- achats et ventes de gaz de performance.

**Question 4** Etes-vous favorable, pour la première période tarifaire, à un cadre tarifaire fondé sur un tarif « 100% au CRCP » et à un apurement annuel de ce CRCP dans la limite de +/- 5 % du revenu autorisé prévisionnel ?

## **1.7 Régulation incitative**

### **1.7.1 Proposition de Storengy**

Storengy indique être favorable au principe d'une régulation incitative. Néanmoins, il lui semble préférable d'attendre un retour d'expérience suffisant, d'un à deux ans, de façon à construire collectivement les éventuelles mesures incitatives qui permettraient, le cas échéant, d'améliorer le système et d'en définir les indicateurs et objectifs pertinents.

### **1.7.2 Proposition de TIGF**

TIGF indique être favorable au principe de régulation incitative.

TIGF est ouvert à ce que de telles mesures soient mises en œuvre après un retour d'expérience sur la commercialisation.

### **1.7.3 Analyse préliminaire de la CRE**

Des mesures de régulation incitatives pourraient être envisagées afin d'inciter les opérateurs à être les plus performants possible sur leurs produits commercialisés.

La CRE considère que, si une régulation incitative devait être mise en œuvre, elle pourrait prendre l'une des deux formes décrites ci-après. Ces deux solutions sont cohérentes avec l'objectif prioritaire de maximisation des volumes vendus.

#### **1. Permettre aux opérateurs de conserver une partie des revenus issus des enchères :**

Pour maintenir l'objectif principal, qui est de maximiser les capacités vendues et non le revenu issu des enchères, l'incitation sur les revenus issus des enchères pourrait être assortie d'une condition portant sur les capacités vendues. Par exemple, sous réserve de l'atteinte de 90 % de ses volumes vendus, un opérateur pourrait conserver un pourcentage des premiums d'enchères générés par ses ventes. Les capacités les plus performantes (avec le meilleur débit) devraient faire l'objet de premiums d'enchères plus importants. Cette mesure de régulation incitative permettrait en conséquence de rémunérer les stockages les plus performants.

#### **2. Attribuer des bonus aux opérateurs en fonction des capacités de stockage vendues lors des enchères :**

Un bonus pourrait être accordé au-delà d'un certain pourcentage de capacités vendues, puis être augmenté proportionnellement jusqu'à ce que tout soit vendu. Les différents niveaux de bonus seraient fixés ex-ante par la CRE. La CRE considère néanmoins que les opérateurs de stockage ont déjà fortement intérêt à commercialiser l'intégralité de leurs stockages, afin de maintenir leurs performances physiques.

**Question 5** Etes-vous favorable à l'introduction d'une régulation incitative sur la commercialisation ? Si oui, quelle forme souhaiteriez-vous qu'elle prenne ?

## **2. REVENUS AUTORISÉS DES OPÉRATEURS DE STOCKAGE**

### **2.1 Demandes de revenus autorisés des opérateurs**

#### **2.1.1 Demande de Storengy**

##### **2.1.1.1 Demande de BAR**

Storengy indique avoir établi sa demande de BAR initiale à partir des principes et méthodes retenues par la CRE lors de la définition des premiers tarifs ATRT qui s'était alors fondée sur les conclusions de la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 (la Commission Hourri), chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Storengy indique avoir appliqué des modalités de réévaluation des actifs similaires à celles appliquées dans le tarif ATRT et avoir retenu des durées d'amortissement des actifs correspondant à leur durée de vie technique :

- Puits, cavités et collectes : 50 ans
- Installations de traitement et de compression : 30 ans
- Bâtiments et génie civil : 30 ans
- Matériels de mesure, télé-exploitation et autres : 10 ans
- Petits matériels : 5 ans
- Terrains : non-amortis
- Gaz coussin : horizon 2260, cet horizon correspond à l'horizon d'extinction des ressources de gaz naturel dans le monde selon l'AIE (World Energy Outlook 2011).

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de BAR de Storengy :

<b>En M€</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
BAR au 01/01/N	4 022	4 183
<i>dont gaz coussin</i>	2 215	2 242
<i>dont autres actifs</i>	1 806	1 940
Immobilisations en cours	351	199

La BAR de Storengy intègre les actifs de tous les sites listés dans le périmètre retenu par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). A noter que dans sa demande, les actifs des sites en exploitation réduite (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines), dits « sous-cocon », sont intégrés à la BAR à une valeur nulle.

Les trajectoires de BAR et d'IEC sont construites sur la base des prévisions d'investissements et de mises en service d'actifs de Storengy suivantes :

<b>En M€ courants</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Investissements	93	88
Mises en services	245	122

##### **2.1.1.2 Demande de taux de rémunération des actifs**

Storengy a formulé une demande de taux de rémunération de 7,25 % (réel, avant impôt) pour les actifs inclus dans la BAR. L'opérateur indique que ce taux, qui se situe 200 points de base au-dessus du taux de rémunération du tarif ATRT6 (5,25 %), traduit les risques inhérents à l'activité de stockage de gaz que l'opérateur estime être au moins aussi élevés que ceux portés par l'activité d'exploitation de terminal méthanier régulé.

Pour les immobilisations en cours (IEC) (actifs non inclus dans la BAR car non mis en service), Storengy a formulé une demande de taux de rémunération de 5,70 % (nominal, avant impôt) et indique que ce taux correspond au taux du tarif ATRT6 augmenté de la même prime de 200 points de base que pour le taux de rémunération de la BAR.

##### **2.1.1.3 Demande de charges de capital normatives**

La demande de trajectoire de charges de capital de Storengy est la suivante :

En M€ courants	2018	2019
Amortissement de la BAR	127	133
Rémunération de la BAR	292	303
Rémunération des IEC	20	11
<b>Charges de capital normatives (CCN)</b>	<b>439</b>	<b>447</b>

#### 2.1.1.4 Demande de charges nettes d'exploitation

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de CNE de Storengy :

En M€ courants	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	180	189

Les charges nettes d'exploitation sont constituées des charges brutes d'exploitation diminuées des produits d'exploitation eux-mêmes composés des prestations effectuées pour l'opérateur de transport et de la production immobilisée.

#### 2.1.1.5 Demande de revenu autorisé

Le tableau suivant présente la demande de revenu autorisé de Storengy pour la période 2018-2021 :

En M€ courants	2018	2019
Charges de capital normatives (CCN)	439	447
Charges nettes d'exploitation (CNE)	180	189
<b>Revenu autorisé (RA)</b>	<b>619</b>	<b>636</b>

### 2.1.2 Demande de TIGF

#### 2.1.2.1 Demande de BAR

TIGF indique avoir établi sa demande de BAR initiale à partir des principes et méthodes retenues par la CRE lors de la définition des premiers tarifs ATRT qui s'était alors fondée sur les conclusions de la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 (la Commission Hourri), chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

TIGF indique avoir appliqué des modalités de réévaluation et d'amortissement des actifs similaires à celles appliquées dans le tarif ATRT :

- Puits, canalisations et branchements : 50 ans
- Postes de livraison, de détente, de comptage et compression : 30 ans
- Immobilier et constructions : 30 ans
- Matériels, outillages, SI et installations annexes : 10 ans
- Logiciels : 5 ans
- Terrains : non-amortis

Ainsi que :

- Gaz coussin : 250 ans

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de BAR de TIGF :

En M€ courants	2018	2019
BAR au 01/01/N	1 372	1 456
<i>dont gaz coussin</i>	1 012	1 022
<i>dont autres actifs</i>	360	434
Immobilisations en cours	89	44

La BAR de TIGF intègre les actifs de tous les sites listés dans le périmètre retenu par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), à savoir les sites d'Izaute et de Lussagnet.

Les trajectoires de BAR et d'IEC sont construites sur la base des prévisions d'investissements et de mises en service d'actifs de TIGF suivantes :

En M€ courants	2018	2019
Investissements	72	62
Mises en services	102	62

Ces investissements comprennent notamment le projet dit « Lussagnet phase 1 » listé dans la PPE parmi les capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et de code de l'environnement.

#### 2.1.2.2 Demande de taux de rémunération des actifs

TIGF a formulé une demande de taux de rémunération de 7,50 % (réel, avant impôt) pour les actifs inclus dans la BAR. L'opérateur indique que ce taux, qui se situe 225 points de base au-dessus du taux de rémunération du tarif ATRT6 (5,25 %), est soutenu par des analyses qualitatives du risque de l'activité de stockage de gaz naturel qui conduisent à positionner cette activité à un niveau de risque et de rentabilité au moins équivalent à celui des terminaux méthaniers régulés.

Pour les immobilisations en cours (IEC) (actifs non inclus dans la BAR car non mis en service), TIGF a formulé une demande de taux de rémunération de 3,70 % (nominal, avant impôt), identique au taux de rémunération des IEC retenu dans le tarif ATRT6.

#### 2.1.2.3 Demande de charges de capital normatives

La demande de trajectoire de charges de capital de TIGF est la suivante :

En M€ courants	2018	2019
Amortissement de la BAR	40	46
Rémunération de la BAR	103	109
Rémunération des IEC	3	2
<b>Charges de capital normatives (CCN)</b>	<b>146</b>	<b>157</b>

#### 2.1.2.4 Demande de charges nettes d'exploitation

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de CNE de TIGF :

En M€ courants	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	42	44

#### 2.1.2.5 Demande de revenu autorisé

Le tableau suivant présente la demande de revenu autorisé de TIGF pour la période 2018-2019 :

En M€ courants	2018	2019
Charges de capital normatives (CCN)	146	157
Charges nettes d'exploitation (CNE)	42	44
<b>Revenu autorisé (RA)</b>	<b>188</b>	<b>201</b>

### 2.1.3 Demande de Géométhane

#### 2.1.3.1 Demande de BAR

Géométhane indique avoir établi sa demande de BAR initiale à partir des principes et méthodes retenues par la CRE lors de la définition des premiers tarifs ATRT qui s'était alors fondée sur les conclusions de la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 (la Commission Hourri), chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Géométhane indique avoir appliqué des modalités de réévaluation des actifs similaires à celles appliquées dans le tarif ATRT et avoir retenu des durées d'amortissement des actifs correspondant à leur durée de vie technique ou économique :

- Puits, cavités et collectes : 50 ans
- Immobilier et constructions : 30 ans
- Equipements têtes de puits : 25 ans
- Installations techniques : 10 à 30 ans
- Outillages industriels : 15 ans
- Véhicules : 10 ans
- Logiciels et petits matériels : 5 ans
- Gaz coussin : horizon 2260, cet horizon correspond à l'horizon d'extinction des ressources de gaz naturel dans le monde selon l'AIE (World Energy Outlook 2011).

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de BAR de Géométhane :

En M€	2018	2019
BAR au 01/01/N	202	214
<i>dont gaz coussin</i>	38	39
<i>dont autres actifs</i>	163	175
Immobilisations en cours	71	83

La BAR de Géométhane intègre les actifs de tous les sites listés dans le périmètre retenu par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), à savoir ceux du site de Manosque.

Les trajectoires de BAR et d'IEC sont construites sur la base des prévisions d'investissements et de mises en service d'actifs de Géométhane suivantes :

En M€ courants	2018	2019
Investissements	32	50
Mises en services	20	-

Ces investissements comprennent notamment le projet dit « Manosque 2 » listé dans la PPE parmi les capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et de code de l'environnement.

### 2.1.3.2 Demande de taux de rémunération des actifs

Géométhane a formulé une demande de taux de rémunération de 7,50 % (réel, avant impôt) pour les actifs inclus dans la BAR. L'opérateur indique que ce taux, qui se situe 225 points de base au-dessus du taux de rémunération du tarif ATRT6 (5,25 %), traduit les risques inhérents à l'activité de stockage de gaz ainsi que la spécificité, selon lui, de Géométhane qui ne dispose que d'un seul site de stockage.

Géométhane a par ailleurs formulé une demande de taux de rémunération bonifié de 150 points de base pour les actifs de son projet Manosque Phase 2, soit un taux de 9,0 % (réel, avant impôt), que l'opérateur justifie notamment par les besoins de décongestion de la zone Sud-Est et de fluidification des liaisons Nord-Sud que ces investissements devraient permettre de satisfaire.

Pour les immobilisations en cours (IEC) (actifs non inclus dans la BAR car non mis en service), Géométhane a formulé une demande de taux de rémunération de 5,70 % (nominal, avant impôt) et indique que ce taux correspond au taux retenu par la CRE dans la cadre du tarif ATRT augmenté d'un premium de 200 points de base.

### 2.1.3.3 Demande de charges de capital normatives

La demande de trajectoire de charges de capital de Géométhane est la suivante :

En M€ courants	2018	2019
Amortissement de la BAR	9	10
Rémunération de la BAR	15	16
Rémunération des IEC	5	6
<b>Charges de capital normatives (CCN)</b>	<b>29</b>	<b>32</b>

### 2.1.3.4 Demande de charges nettes d'exploitation

Le tableau suivant présente la demande de trajectoire de CNE de Géométhane :

En M€	2018	2019
Charges nettes d'exploitation	15	16

Les charges nettes d'exploitation sont constituées des charges brutes d'exploitation diminuées des produits d'exploitation, eux-mêmes composés des prestations réalisées pour le compte de l'opérateur de transport et de la production immobilisée.

### 2.1.3.5 Demande de revenu autorisé

Le tableau suivant présente la demande de revenu autorisé de Géométhane pour la période 2018-2019 :

En M€ courants	2018	2019
Charges de capital normatives (CCN)	29	32
Charges nettes d'exploitation (CNE)	15	16
<b>Revenu autorisé (RA)</b>	<b>45</b>	<b>48</b>

## 2.2 Analyses préliminaires de la CRE

### 2.2.1 Modalités d'établissement de la BAR

#### 2.2.1.1 Périmètre des actifs

Le périmètre à retenir pour le calcul de la BAR des opérateurs est défini par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui liste, pour chacun des opérateurs, les sites et les projets faisant partie du périmètre de la régulation.



Les opérateurs indiquent que le périmètre des actifs qu'ils ont retenu pour le calcul de la BAR est conforme au périmètre défini dans la PPE.

Storengy indique avoir fait figurer à une valeur nulle les actifs des sites de stockage que l'opérateur a placé en exploitation réduite (sites « sous-cocon »), et dont la valeur a été intégralement dépréciée dans les comptes de l'opérateur.

La CRE considère que le périmètre présenté par les opérateurs est conforme à celui défini par la PPE.

#### **2.2.1.2 Valeur des actifs à retenir comme base de calcul de la BAR**

La CRE considère que les valeurs d'actifs qu'elle doit retenir comme base de calcul de la BAR des opérateurs sont les valeurs brutes telles qu'elles figurent dans la comptabilité sociale (en normes françaises) de chacun des opérateurs dans la mesure où ces valeurs sont le reflet du coût des actifs au moment où ils ont intégré le patrimoine de l'opérateur (suite à leur achat ou à leur apport).

Ce principe est celui retenu par la CRE dans le calcul de la BAR de l'ensemble des opérateurs des infrastructures gazières qu'elle régule.

La demande de Storengy est conforme à ce principe, à la différence de celle de TIGF qui, pour le gaz coussin, retient des valeurs substantiellement différentes de celles figurant dans sa comptabilité. La demande de Géométhane fait apparaître également, dans une moindre mesure, des écarts entre valeurs comptables et valeurs retenues pour le calcul de la BAR.

La CRE envisage de procéder à des retraitements pour TIGF et Géométhane afin de mettre en cohérence les valeurs d'actifs retenues pour le calcul de la BAR et les valeurs d'actifs figurant en comptabilité.

#### **2.2.1.3 Durées d'amortissement des actifs**

La CRE considère que les durées d'amortissement à retenir pour chacune des catégories d'actifs constitutives de la BAR doivent être cohérentes avec les durées d'amortissement retenues par les opérateurs dans leur comptabilité sociale respective depuis la mise en service de leurs actifs.

A ce titre, les proportions d'amortissement des actifs à l'entrée dans la régulation (c'est-à-dire dans la BAR d'ouverture) doivent être cohérentes avec les proportions d'amortissement comptable de ces actifs.

##### **a) Actifs hors gaz coussin**

La CRE constate que pour les cavités et les actifs de surface (puits, installations techniques, immobilier et constructions, matériels etc.), les durées d'amortissement soumises par chaque opérateur sont cohérentes avec les modalités d'amortissement comptables appliquées jusqu'à présent par les trois opérateurs.

En conséquence, la CRE envisage de retenir, pour le calcul de la BAR initiale comme pour le calcul de l'amortissement annuel des actifs, les durées d'amortissement suivantes :

<b>Catégories d'actifs</b>	<b>Durées de vie normatives</b>
Puits, cavités, collecte	50 ans
Installations de traitement, de compression, de livraison, de comptage	20 à 30 ans
Immobilier et constructions	30 ans
Matériel divers	10 à 15 ans
Logiciels, petits matériels	5 ans

##### **b) Gaz coussin**

Le gaz dit « coussin » désigne le gaz injecté de façon pérenne dans les réservoirs souterrains et indispensable au fonctionnement des stockages car nécessaire au maintien d'une pression minimale de stockage permettant la fourniture du volume utile avec le profil de soutirage requis. Celui-ci est enregistré en immobilisation dans la comptabilité des opérateurs.

##### ***Nature amortissable du gaz coussin***

Les opérateurs, dans leur demande, et en cohérence avec leurs comptes, amortissent le gaz coussin.

Les biens amortissables sont les éléments de l'actif immobilisé qui perdent de la valeur du fait de l'usage ou du temps. Le caractère amortissable d'un actif pourrait être remis en cause si aucune perte de valeur n'était constatée dans le temps.

Le gaz coussin revêt à ce titre une nature particulière dans la mesure où il s'agit d'une « commodité », à la différence des autres actifs figurant dans le patrimoine des opérateurs. Usuellement, la valeur d'une « commodité » n'évolue pas en fonction de son usage ou du temps mais en fonction de son prix de marché.

La CRE constate néanmoins que soutirer le gaz coussin serait très complexe et coûteux, et qu'en tout état de cause, il n'existe pas de certitude qu'il puisse être récupéré par les opérateurs, ce qui amène les opérateurs français à amortir cet actif.

La CRE estime par ailleurs que ne pas amortir le gaz coussin aurait pour conséquence de ne pas couvrir une partie des coûts auxquels font face les opérateurs.

A ce stade, la CRE envisage d'amortir le gaz coussin dans le calcul de la BAR et donc du revenu autorisé des opérateurs.

#### **Modalités d'amortissement dans le calcul de la BAR initiale**

Les opérateurs ont retenu, dans leur comptabilité respective, les durées d'amortissement suivantes :

<b>Durées d'amortissement</b>	<b>Storengy</b>	<b>TIGF</b>	<b>Géométhane</b>
en comptabilité sociale	- jusqu'en 2008 : 50 ans - 2008-2010 : horizon 2068 - depuis 2011 : horizon 2260	25 ans	Horizon 2068

Dans leurs demandes, les opérateurs retiennent une durée d'amortissement pour le gaz coussin, pour établir le niveau de la BAR initiale comme pour définir le niveau des amortissements futurs, de 250 ans pour TIGF et à l'horizon 2260 pour Storengy et Géométhane.

<b>Durées d'amortissement</b>	<b>Storengy</b>	<b>TIGF</b>	<b>Géométhane</b>
Demandes des opérateurs	Horizon 2260	250 ans	Horizon 2260

La prise en compte pour le calcul de la BAR initiale de ces durées d'amortissement plus longues que celles historiquement retenues dans la comptabilité des opérateurs conduit mécaniquement à ce que la proportion d'amortissement du gaz coussin dans la BAR initiale soit nettement inférieure à celle constatée dans leurs comptes.

<b>Proportions d'amortissement</b>	<b>Storengy</b>	<b>TIGF</b>	<b>Géométhane</b>
en comptabilité sociale au 31 décembre 2016	39 %	48 %	13 %
dans la demande de BAR initiale	< 5 %	< 5 %	< 5 %

La CRE estime que retenir les durées d'amortissement présentées par chaque opérateur dans leur demande tarifaire conduirait à faire payer à nouveau au consommateur final une partie des amortissements de la valeur du gaz coussin déjà constatés dans les résultats passés des opérateurs.

La CRE considère, à ce stade, que des ajustements sont nécessaires afin que les proportions d'amortissement du gaz coussin à l'entrée dans la régulation soient cohérentes avec les niveaux d'amortissements comptables de cet actif.

#### **Modalités d'amortissement du gaz coussin pour le futur**

Comme présenté précédemment, aucun des opérateurs n'amortit le gaz coussin sur la même durée dans ses comptes sociaux. Ces durées sont de 25 ans pour TIGF, horizon 2068 pour Géométhane et horizon 2260 pour Storengy. La CRE s'interroge sur la pertinence de la demande des opérateurs d'un amortissement du gaz coussin sur des durées aussi longues, notamment au regard de la durée des concessions et des durées d'amortissement des autres actifs de stockage.

La CRE étudie donc des scénarii de durées d'amortissement plus courtes, notamment 50 ans.

### 2.2.1.4 Trajectoire prévisionnelle de BAR 2018-2019

Les niveaux prévisionnels de BAR présentés ci-dessous sont calculés à partir du niveau des immobilisations en service au 31 décembre 2016 et des hypothèses de mises en service pour les années 2017 et 2018 transmises par les opérateurs. Ils tiennent compte des ajustements sur la valeur des actifs pris en compte dans le calcul de la BAR et sur les proportions d'amortissement du gaz coussin à l'entrée dans la régulation.

BAR au 01/01/N en Md€	Storengy		TIGF		Géométhane	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Demandes des opérateurs	4,02	4,18	1,37	1,45	0,20	0,21
<i>dont gaz coussin</i>	2,22	2,24	1,01	1,02	0,04	0,04
<i>dont autres actifs</i>	1,81	1,94	0,36	0,43	0,16	0,18
Niveaux envisagés par la CRE	3,35	3,49	1,05	1,10	0,19	0,20
<i>dont gaz coussin</i>	1,40	1,39	0,74	0,72	0,03	0,03
<i>dont autres actifs</i>	1,95	2,10	0,31	0,38	0,15	0,17

**Question 6** Avez-vous des remarques concernant les modalités de calcul de la BAR et les niveaux envisagés par la CRE ?

**Question 7** Avez-vous des modalités alternatives de calcul de la BAR à proposer ?

### 2.2.2 Taux de rémunération des actifs

Les taux de rémunération (réels, avant impôt) présentés par les opérateurs dans leur demande tarifaire (7,25 % pour Storengy, 7,50 % pour TIGF et Géométhane) sont égaux ou supérieur au CMPC en vigueur dans le tarif des terminaux méthaniers ATTM5 (7,25 %). Cette demande s'appuie sur une appréciation du risque de l'activité de stockage de gaz naturel à un niveau au moins égal à celui de l'activité de terminal méthanier régulé.

Les opérateurs mentionnent notamment les risques qu'ils considèrent spécifiques au stockage de gaz parmi lesquels le risque géologique des sous-sols, le risque lié à l'introduction de la régulation et le risque de substituabilité de leur activité (concurrence des terminaux méthaniers, des interconnexions avec l'étranger, etc.).

La CRE a mené des analyses quant au niveau de risque de l'activité de stockage de gaz naturel relativement au niveau de risque des activités régulées de transport et de terminaux méthaniers. Ces analyses, confirmées par des éléments de benchmark au niveau européen, conduisent à considérer un niveau de risque de l'activité de stockage de gaz supérieur à celle du transport de gaz mais inférieur aux terminaux méthaniers.

En effet, le nouveau mécanisme régulé d'accès au stockages protège les opérateurs du risque de non-couverture de leurs coûts (la compensation stockage étant perçue par le biais d'un terme dédié dans le tarif ATRT), à la différence des terminaux méthaniers dont la couverture des coûts est conditionnée à la souscription de leurs offres.

Conformément aux principes exposés au paragraphe 1.3.2.2 et à la suite des analyses de risque réalisées, la CRE s'oriente à ce stade vers la fixation d'un taux de rémunération (réel, avant impôt) pour la période ATS compris entre celui de l'ATRT6 (5,25 %) et celui de l'ATTM5 (7,25 %).

Dans la présente consultation publique, la borne basse de la fourchette du revenu autorisé des opérateurs est calculée avec un taux de rémunération de 5,75 % (ATRT6 + 50 pdb) et la borne haute avec un taux de 6,75 % (ATRT6 + 150 pdb). La même prime spécifique est prise en compte dans le calcul de la rémunération des immobilisations en cours (IEC).

Géométhane demande une prime de rémunération additionnelle de 150 pdb appliquée aux actifs de son projet « Phase 2 », dès la phase d'IEC, puis lors de l'intégration des actifs dans la BAR, prévue pour l'essentiel à compter de 2021-2022. Dans la présente consultation, aucune prime n'est appliquée.

Taux de rémunération	Storengy	TIGF	Géométhane
Demandes des opérateurs			
<i>Taux de rémunération de la BAR (réel, avant IS)</i>	7,25 %	7,50 %	7,50 %
<i>Taux de rémunération des IEC (nominal, avant IS)</i>	5,70 %	3,70 %	5,70 %
<i>Primes additionnelles</i>	-	-	0,15 %
Niveaux envisagés par la CRE			
<i>Taux de rémunération de la BAR (réel, avant IS)</i>		[5,75 % - 6,75 %]	
<i>Taux de rémunération des IEC (nominal, avant IS)</i>		[4,20 % - 5,20 %]	
<i>Primes additionnelles</i>		-	

**Question 8** Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de taux de rémunération des actifs envisagés par la CRE ?

### 2.2.3 Niveau des charges de capital normatives

Sur la base du niveau de la BAR des opérateurs pour les années 2018 et 2019, des différentes durées d'amortissement du gaz coussin envisagées et de la fourchette de taux de rémunération des actifs présentés ci-dessus, la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives des opérateurs est présentée ci-dessous :

Les hypothèses sous-jacentes au calcul de la borne basse sont :

- les trajectoires de BAR ajustées telles que présentées au paragraphe 2.2.1.4 ;
- un taux de rémunération de la BAR de 5,75 %;
- un amortissement du gaz coussin sur 250 ans.

Les hypothèses sous-jacentes au calcul de la borne haute sont :

- les trajectoires de BAR ajustées telles que présentées au paragraphe 2.2.1.4 ;
- un taux de rémunération de la BAR de 6,75 %;
- un amortissement du gaz coussin sur une durée de 50 ans à partir de l'entrée en régulation.

Charges de capital normatives (en M€)	Storengy		TIGF		Géométhane	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Demandes des opérateurs	439	447	146	157	29	32
Niveaux envisagés par la CRE						
Borne basse	320	330	97	105	23	25
Borne haute	382	390	120	127	26	29

**Question 9** Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de charges de capital envisagés par la CRE ?

### 2.2.4 Niveau des charges nettes d'exploitation

Comme explicité au paragraphe 1.5, la CRE n'est pas en mesure, pour la première période tarifaire, d'établir une trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation suffisamment pertinente pour y appliquer une régulation incitative pluriannuelle efficace.

Les trajectoires proposées par les opérateurs TIGF et Géométhane sont ainsi reprises telles quelles dans le calcul du revenu autorisé pour les exercices 2018 et 2019.

Concernant Storengy, la CRE examine les modalités de prise en compte de certains contrats de prestations groupe inclus dans la demande tarifaire. Des travaux d'analyse sont en cours et dans l'attente des résultats définitifs, la CRE présente une fourchette :

- dans la borne basse, un ajustement à hauteur de 75 % du montant des contrats de prestations groupe en cours d'analyse est pris en compte, soit -15 M€ en moyenne par an ;
- dans la borne haute, l'intégralité de la demande de Storengy est prise en compte.

La CRE s'assurera par ailleurs lors de sa délibération finale de la correcte estimation des postes « impôts et taxes » et « charges sociales » au regard du niveau de revenu autorisé et des paramètres fiscaux en vigueur.

Charges nettes d'exploitation (en M€)	Storengy		TIGF		Géométhane	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Demande des opérateurs	180	189	42	44	15	16
Niveaux envisagés par la CRE						
Borne basse	166	174	42	44	15	16
Borne haute	180	189	42	44	15	16

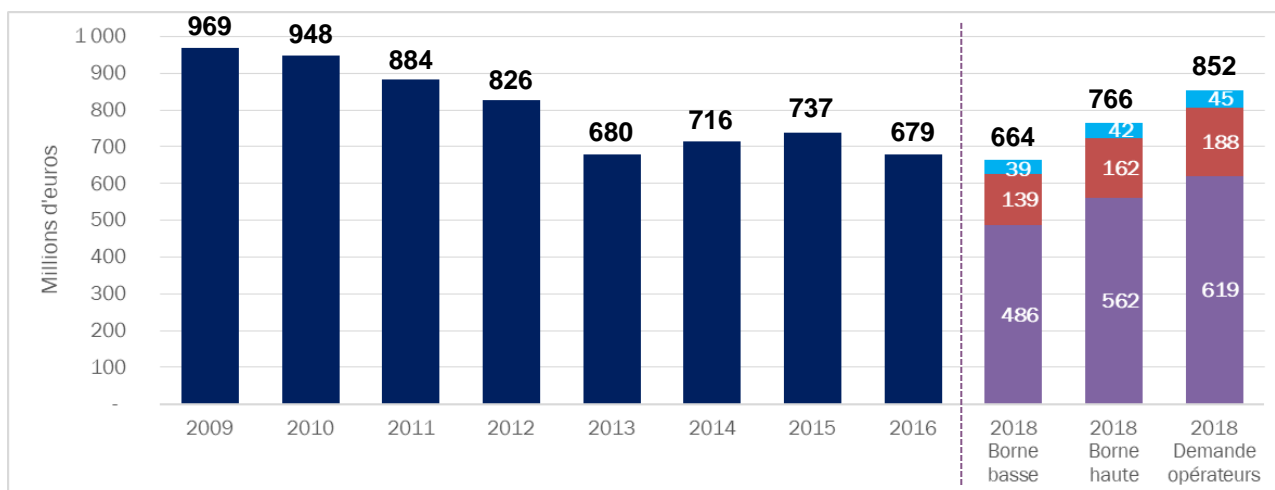
**Question 10** Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?

### 2.2.5 Revenus autorisés - Synthèse de l'analyse préliminaire de la CRE

Sur la base des éléments présentés ci-avant, le tableau suivant présente les fourchettes de revenus autorisés envisagés par la CRE pour les trois opérateurs :

Revenus autorisés (en M€)	Storengy		TIGF		Géométhane		TOTAL	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Demandes des opérateurs	619	636	188	201	45	48	852	885
Niveaux envisagés par la CRE								
Borne basse	486	504	139	149	39	41	664	694
Borne haute	562	579	162	171	42	45	766	795

**Estimation des chiffres d'affaires historiques et fourchette de revenus autorisés 2018 (M€)**



Il convient de noter que TIGF retient, dans sa demande, une durée d'amortissement du gaz coussin de 250 ans, très largement supérieure à celle retenue dans sa comptabilité lors des exercices passés (25 ans). Dans le cadre du scénario haut, dans lequel le gaz coussin est amorti sur 50 ans, le revenu autorisé de TIGF est de 162 M€. A titre illustratif, recalculé avec des durées d'amortissement différentes, le revenu autorisé de TIGF serait de 151 M€ en considérant une durée de 250 ans et 176 M€ en considérant une durée de 25 ans.

**Question 11** Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de revenus autorisés envisagées par la CRE ?

### **3. MODALITÉS DE COLLECTE AUPRÈS DES UTILISATEURS DES RÉSEAUX DE TRANSPORT**

Le projet de loi Hydrocarbures prévoit la modification de l'article L. 452-1 du code de l'énergie de sorte que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport [...] sont établis manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1 ».

Par ailleurs, il prévoit que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel peuvent comporter une part fixe, une part proportionnelle à la capacité souscrite et une part proportionnelle à la différence entre la capacité ferme souscrite en hiver et l'utilisation annuelle moyenne de cette capacité » et que « les gestionnaires de réseaux de transport reversent aux opérateurs des stockages souterrains de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-3-1 une part du montant recouvré selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie ».

Une compensation sera calculée pour chaque opérateur de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé fixé par la CRE et les recettes tirées de la commercialisation des capacités aux enchères. Les compensations de Storengy, TIGF et Géométhane seront sommées pour établir une compensation à la maille France.

#### **3.1 Introduction d'un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT6**

La CRE envisage, à ce stade, de définir un nouveau terme tarifaire dans le tarif ATRT6 qui permettra de recouvrir le montant de la compensation auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF. Ce terme tarifaire sera introduit dans le tarif ATRT6 à l'occasion d'une délibération complémentaire à la délibération relative à la mise à jour au 1<sup>er</sup> avril 2018 du tarif de transport. Cette délibération interviendrait à la suite des enchères de capacités, et au plus tard le 31 mars 2018, de manière à fixer le niveau du terme tarifaire au plus juste.

Le terme tarifaire stockage serait identique pour chaque GRT et serait facturé aux expéditeurs utilisant leurs réseaux respectifs. Il sera remis à jour chaque année en fonction du résultat des enchères.

$$\text{Terme tarifaire stockage} = \frac{\text{Compensation France}}{\sum_{\text{FRANCE}} \text{Assiettes Clients}}$$

Ainsi, la compensation à percevoir auprès de chaque expéditeur est définie comme la somme des compensations de chacun de ses clients.

$$\text{Compensation expéditeur } A = \text{Terme tarifaire stockage} * \sum_{\text{Clients Expéditeur } A} \text{Assiettes Clients}$$

#### **3.2 Assiette de compensation**

##### **3.2.1 Rappel du système d'obligations en vigueur**

Le dispositif encadrant l'accès des tiers aux capacités de stockage en France a été défini par décret en 2006, dans le contexte de l'ouverture des marchés du gaz. Cet accès est fondé sur la définition d'un droit de stockage individuel associé à chaque consommateur final, dépendant de son profil de consommation. Plus le profil d'un consommateur est modulé, plus ses droits unitaires de stockage augmentent.

Les enveloppes annuelles de droits de stockage, en volume (GWh) et en pointe (GWh/j), sont arrêtées par le ministre en charge de l'énergie<sup>4</sup>, de manière à refléter les besoins en stockage des fournisseurs en fonction de leur portefeuille de clients, et permettant de garantir la continuité d'approvisionnement de leurs clients finals en pointe de froid, c'est-à-dire de couvrir les surplus de consommation des clients finals dans le cas d'un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les 50 ans, dit (« risque 2 % » ou « pointe P2 »).

Par ailleurs, les obligations de stockage imposent aux fournisseurs de gaz de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. L'article R. 421-15 du code de l'énergie précise qu'ils doivent avoir constitué, au 31 octobre de chaque année, un stock minimal de gaz correspondant à « 80 % de la somme des droits de stockage en volume utile et en débit de soutirage, tels que définis à l'article R. 421-6, de ceux de ses clients mentionnés à l'article R. 121-47 raccordés au réseau de distribution », c'est-à-dire des clients raccordés au réseau de distribution domestiques, non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, ou non interruptibles ou délestables. Les obligations de stockage ont été renforcées par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 dans un contexte de baisse des taux de souscriptions et de niveaux de remplissage des stockages particulièrement bas en France et en Europe : le décret a introduit une obligation de stockage en débit, venant s'ajouter à l'obligation en volume déjà existante.

<sup>4</sup> Arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage, mis à jour annuellement (dernière mise à jour : arrêté du 27 janvier 2017 modifiant l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage)

Les fournisseurs de gaz répercutent les coûts de stockage aux clients concernés par les obligations dans leur facture d'énergie.

### 3.2.2 Assiette envisagée par la CRE

La CRE considère que les stockages souterrains de gaz naturel rendent un double service :

- d'une part, ils permettent aux expéditeurs de soutirer et de vendre depuis les stockages, en hiver, un gaz moins coûteux, qu'ils y ont injecté au cours de l'été : cette valeur, communément appelée « valeur de marché », devrait être traduite dans les revenus associés à la commercialisation aux enchères des capacités de stockage ;
- d'autre part, ils permettent d'alimenter les clients finals, en particulier les clients protégés, lors des pointes de froid pendant lesquelles les capacités disponibles aux frontières françaises (aux interconnexions et aux terminaux méthaniers) ne suffisent pas à garantir l'alimentation des clients finals. Dans le système actuel (décrit au 3.2.1), la souscription et le remplissage des stockages pour garantir le passage de la pointe sont assurés par la présence d'obligations dont le niveau dépend de la modulation de chacun des clients. Dans le système régulé mis en œuvre par la loi hydrocarbures, le coût de cette valeur « sécurité d'approvisionnement » des stockages correspond aux coûts résiduels nécessaires au maintien en fonction et au remplissage des stockages au-delà des recettes tirées des enchères de commercialisation des capacités de stockage correspondant au terme de compensation.

En conséquence, la CRE envisage, à ce stade, de conserver pour la compensation une assiette similaire à celle utilisée pour déterminer les obligations de stockages des expéditeurs dans le système actuel : cette assiette prendrait en compte les clients protégés, c'est-à-dire dont l'alimentation doit être garantie ou ne peut être techniquement interrompue dans les situations critiques, en fonction de leur modulation.

Dans le contexte de délais particulièrement contraints de mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz, la CRE considère en outre que cette solution présente l'avantage de préserver la prévisibilité des coûts nécessaires au bon fonctionnement des marchés.

La CRE retient, à ce stade, les catégories suivantes de clients raccordés aux réseaux de distribution pour la définition de l'assiette :

- les clients domestiques, y compris les ménages résidant dans un immeuble chauffé collectivement ;
- les clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation<sup>5</sup> ;
- les clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou qui ne se sont pas déclarés délestables.

Cette assiette étant similaire à celle qui permettrait de dimensionner les obligations de stockages, la CRE considère que la facture des clients concernés ne devrait évoluer qu'à la marge : les montants acquittés par ces derniers à leur fournisseur de gaz incluaient le coût des obligations de stockage qui sera remplacé par un terme dédié dans le tarif de transport.

**Question 12** Etes-vous favorable à l'assiette envisagée par la CRE ?

### 3.2.3 Méthode de calcul de l'assiette de la compensation

#### 3.2.3.1 Méthodes proposées par GRTgaz et TIGF

##### 3.2.3.1.1 Méthode 1 : « Pointe P2 »

La méthode 1, dite « Pointe P2 », consiste à facturer la compensation en fonction du niveau de consommation à la pointe de chaque consommateur et de sa consommation moyenne, rappelant ainsi le système actuel des obligations décrit plus haut.

Chaque client final d'un expéditeur se voit attribuer une modulation correspondant à la différence entre sa consommation de pointe au risque 2 % (P2) et 110 % de sa consommation journalière moyenne.

Cette méthode consiste à calculer la pointe P2 pour les clients profilés mais également pour les clients « à souscription ». En effet, les GRD attribuent également à ces derniers une consommation annuelle de référence (CAR) et

<sup>5</sup> La liste de ces clients est fixée dans chaque département par arrêté préfectoral.



un profil de référence fondés sur leur part de modulation hivernale, conformément à la méthode appliquée pour les clients profilés. Les CAR et les profils attribués à ces clients seraient transmis aux GRT par les GRD.

- La consommation de pointe est déterminée, par la formule suivante :

$$\text{Pointe } P2 = A. zi. CAR$$

Où :

- CAR : consommation annuelle de référence, la CAR est actuellement calculée une fois par an par les GRD pour l'ensemble des clients, puis est transmise aux GRT pour les clients profilés. Les modalités de calcul de la CAR sont disponibles sur le site du GTG<sup>6</sup>.
  - A : coefficient traduisant le rapport entre les capacités, dites « normalisées », calculées par les GRT pour les points de livraison (PDL) « non à souscription », alimentés en aval d'un PITD donné, et la consommation journalière de pointe de ces PDL calculée par l'algorithme de profilage des GRD. Une mise à jour de ce coefficient est réalisée au 1<sup>er</sup> avril de chaque année via une délibération de la CRE.
  - Zi : coefficient de conversion prenant en compte la station météo et le profil de consommation du client. La méthode d'attribution des profils est disponible sur le site du GTG<sup>7</sup>.
- La consommation journalière moyenne correspond à la CAR divisée par 365.

Sous réserve d'une mise en place d'un dispositif d'interruptibilité au 1<sup>er</sup> avril 2018, les capacités qui seraient contractualisées comme interruptibles par un client (Int), seraient déduites de la modulation. Ainsi, la formule finale du calcul de la modulation du client final serait la suivante :

$$\text{Modulation client} = A. zi. CAR - 110\% \times \frac{CAR}{365} - Int$$

L'assiette correspondant à chaque client est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Assiette Client} = \frac{\text{modulation du client}}{\text{somme des modulations à la maille France}}$$

### **3.2.3.1.2 Méthode 2 : « capacités souscrites - consommations moyennes journalières »**

La méthode 2, dite « capacités souscrites – consommations moyennes journalières », présentée et privilégiée par les deux GRT, prévoit que la compensation dont chaque expéditeur devrait s'acquitter soit appliquée sur la différence, lorsqu'elle est positive, entre, d'une part, la capacité souscrite ferme par chacun de ses clients sur chaque PITD et, d'autre part, la somme de la consommation moyenne journalière de chaque client et de la part de sa capacité déclarée interruptible.

Ainsi, la modulation affectée à chaque client serait la suivante :

$$\text{Modulation client} = \text{Max}(0; CJN - \frac{CAR}{365} - Int)$$

Où :

La capacité journalière normalisée (CJN) est définie selon le type du client :

- client profilé (client non mesuré ni relevé quotidiennement) : CJN= A. zi. CAR
- client à souscription (client mesuré et relevé quotidiennement) : la CJN est égale à sa capacité journalière d'acheminement souscrite (CJA) un jour donné du mois, qui reste à fixer.

<sup>6</sup> calcul des consommations annuelles de référence

<sup>7</sup> Calcul des coefficients Zi

L'assiette correspondant à chaque client est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Assiette Client} = \frac{\text{modulation du client}}{\text{somme des modulations à la maille France}}$$

### 3.2.3.2 Analyse de la CRE

#### Méthode 1 : « pointe P2 »

La méthode dite de « pointe P2 » est fondée sur l'écart entre la pointe P2 du client et 110 % de sa consommation moyenne journalière. Ce calcul est, en théorie, identique au calcul actuel des droits de stockage.

La CRE considère que cette méthode permet de tenir compte de la consommation de pointe de chaque client, et donc de sa modulation, qu'il soit client profilé ou « à souscription ». Néanmoins, le coefficient de 110 %, appliqué à la consommation moyenne journalière, et utilisé dans le calcul des droits de stockage est normatif.

Par ailleurs, les clients « à souscription » souscrivent généralement de la capacité à un niveau inférieur à leur pointe P2. Ils paieraient de ce fait une compensation plus élevée en utilisant cette méthode qu'en utilisant la méthode 2. En particulier, un client saisonnier se verrait facturé les mois où il n'a pas souscrit de capacité contrairement à la méthode 2.

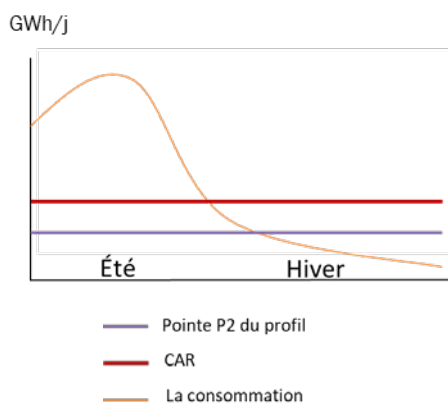
Enfin, si cette méthode venait à être mise en œuvre, les GRD devraient attribuer des CAR et des profils de référence à l'ensemble des clients « profilés » ou « à souscriptions » et les transmettre mensuellement aux GRT, et non pas 3 fois par an aux stockeurs comme aujourd'hui.

#### Méthode 2 : « capacités souscrites - consommations moyennes journalières »

Cette méthode prend en compte la modulation des différents consommateurs. La modulation d'un client étant la différence entre sa capacité souscrite et sa consommation moyenne journalière. Néanmoins, elle pourrait introduire un biais pour le client contre-modulé « à souscription », qui paierait une compensation en été lorsque sa capacité souscrite est supérieure à sa consommation moyenne journalière alors qu'il n'en paye pas dans le système actuel des droits de stockage, sa consommation de pointe P2 étant inférieure à sa consommation moyenne journalière. Ce biais est représenté ci-dessous :

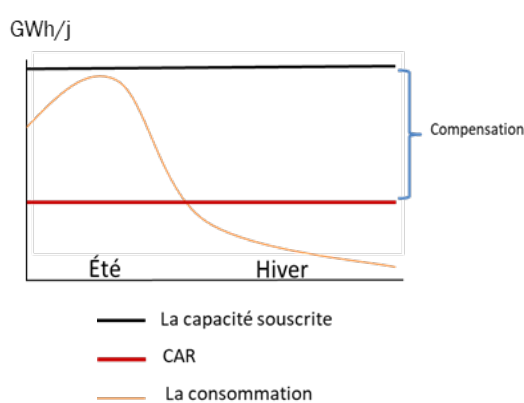
#### Méthode 1 : « pointe P2 »

##### Client contre-modulé



#### Méthode 2 : capacités souscrites - consommations moyennes journalières

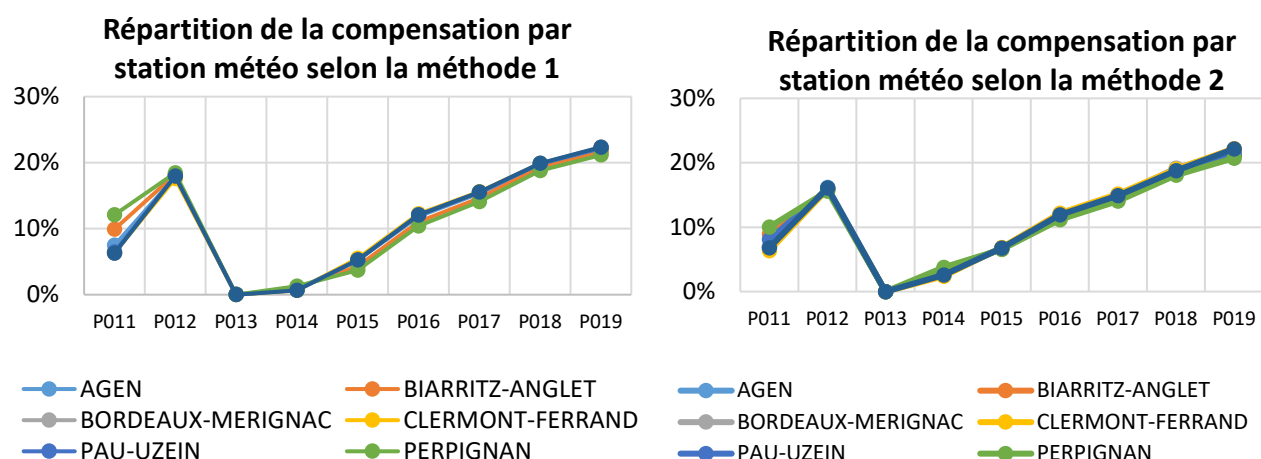
##### Client contre-modulé



Pour corriger ce biais, un test de contre-modulation pourrait être réalisé par les GRD afin d'identifier les clients contre-modulés et de les exclure de l'assiette de compensation.

Enfin, cette méthode permet une continuité avec le système actuel d'attribution des droits de stockage dans la répartition des coûts, tout en étant plus transparente que la méthode 1, le GRD n'attribuant pas de profil aux clients à souscription.

L'assiette de collecte de la compensation serait ainsi proche de la répartition actuelle des obligations de stockage, comme le montrent les graphiques ci-dessous :

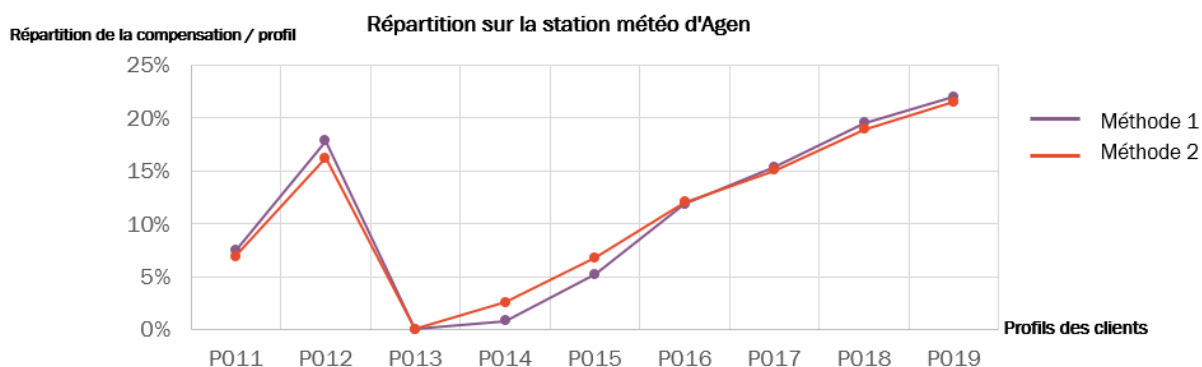


Les acteurs ayant participé à l'atelier stockage du 13 octobre 2017 organisé par la CRE, se sont prononcés en majorité en faveur de la méthode 2, cette dernière étant, selon eux, représentative du besoin de modulation propre à chaque consommateur.

Enfin, en appliquant cette méthode, un client qui ne consomme pas de gaz pendant une période de l'année et qui ne souscrit pas de capacité, n'aurait pas à payer de compensation pour la période en question.

La CRE considère, à ce stade, que cette méthode est à privilégier.

Un exemple des résultats de la répartition de la compensation, par méthode, est présenté dans le graphique ci-dessous. Cette répartition est calculée pour des clients profilés, sur la station météo d'Agen, en faisant l'hypothèse que les CAR associées à chaque profil sont identiques :



**Question 13** Parmi les méthodes proposées, laquelle vous semble la plus pertinente pour définir l'assiette de la compensation ?

**Question 14** Avez-vous des remarques complémentaires sur les méthodes envisagées ?

### 3.2.4 Reversement de la compensation par les GRT aux opérateurs de stockage

#### 3.2.4.1 Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que la compensation soit collectée par chaque GRT auprès des utilisateurs de son réseau, puis reversée à chaque opérateur de stockage au prorata de la compensation devant être reçue.

GRTgaz et TIGF percevraient en M+1 les paiements des expéditeurs, et les reverseraient en M+2 aux opérateurs de stockage. A titre d'exemple :

- TIGF verserait  $\alpha$  % du montant perçu à Storengy,  $\beta$  % du montant perçu à TIGF Stockage, et  $\delta$  % à Géométhane ;
- GRTgaz verserait  $\alpha$  % du montant perçu à Storengy,  $\beta$  % du montant perçu à TIGF Stockage, et  $\delta$  % à Géométhane ;

Où :

- $\alpha$  : le rapport entre la compensation prévisionnelle annuelle de Storengy et la compensation prévisionnelle annuelle totale.
- $\beta$  : le rapport la compensation prévisionnelle annuelle de TIGF Stockage et la compensation prévisionnelle annuelle totale.
- $\delta$  : le rapport la compensation prévisionnelle annuelle de Géométhane et la compensation prévisionnelle annuelle totale.

GRTgaz propose que chacun des GRT signe un contrat avec chacun des gestionnaires des stockages, encadrant la prestation de recouvrement et de reversement de la compensation et précisant les engagements pris par chacune des parties prenantes ainsi que les modalités opérationnelles. Concernant les expéditeurs, la contractualisation pour collecter la compensation serait intégrée au contrat d'acheminement.

#### **3.2.4.2 Proposition de TIGF**

Dans sa proposition, TIGF préconise une méthode de reversement de la compensation qui permettrait de limiter les flux inter-opérateurs, chaque GRT calculant la compensation à verser au gestionnaire de stockage opérant sur sa zone :

- si le montant du reversement à effectuer par le GRT est inférieur à la compensation du gestionnaire de stockage de sa zone d'équilibrage, le GRT n'effectue qu'un seul virement à destination de ce stockeur ;
- si le montant du reversement à effectuer par le GRT est supérieur à la compensation du gestionnaire de stockage de sa zone d'équilibrage, le GRT effectue un reversement pour chacun des gestionnaires de stockage.

#### **3.2.4.3 Analyse de la CRE**

La CRE est favorable, à ce stade, à la proposition de GRTgaz, la considérant plus équitable entre les opérateurs de stockage et donnant davantage de visibilité aux acteurs de marché. Le calcul de la compensation étant établi à la maille France, un reversement de cette même compensation par zone semble peu approprié. Cette méthode présente également l'avantage d'être applicable à tous les cas de figure.

La CRE considère que le reversement aux opérateurs de stockage devrait être effectué au début du mois M+2.

**Question 15** Etes-vous favorable à la proposition de GRTgaz selon laquelle chacun des deux GRT verse une compensation aux trois opérateurs de stockage ?

## **4. RÈGLES DE COMMERCIALISATION DES CAPACITÉS DE STOCKAGE**

Les règles de commercialisation des capacités de stockage ont donné lieu à 3 ateliers, organisés par la CRE, avec les acteurs de marché, en 2016 et 2017. Les supports de ces ateliers et les contributions des acteurs sont accessibles sur le site internet de la CRE<sup>8</sup>. Par ailleurs, la CRE a consulté les parties prenantes sur ce sujet en juin 2016<sup>9</sup>.

A l'issue de ces travaux, la CRE considère que plusieurs grands principes sont consensuels pour la vente des capacités de stockage pour l'année 2018-2019 :

1. l'objectif premier de la commercialisation est de maximiser les souscriptions de capacité de stockage. Dans un second temps seulement, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché ;
2. les enchères seront organisées selon des modalités transparentes, en particulier concernant les produits mis en vente et les prix de réserve ;
3. les opérateurs de stockage proposeront une offre simple, dans la continuité des offres précédentes ;
4. les enchères s'étaleront sur plusieurs jours, de manière à commercialiser les capacités par lots de tailles raisonnables.

La CRE consulte les acteurs de marché sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage afin, d'une part, d'arbitrer sur les différents sujets sur lesquels aucun consensus n'a été trouvé lors des ateliers et, d'autre part, de définir des modalités de commercialisation adaptées au contexte de la première année, à savoir une durée de commercialisation courte avec une faible anticipation possible de la part des opérateurs de stockage comme des expéditeurs.

### **4.1 Principes généraux**

#### **4.1.1 Objectifs de la commercialisation**

La CRE considère que l'objectif principal de la commercialisation des capacités de stockage doit être de vendre suffisamment de capacités pour atteindre le niveau de souscriptions nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Pour cela, les modalités de la commercialisation doivent être simples afin d'assurer son succès en un temps contraint. Dans un second temps, il est souhaitable de dégager un revenu significatif du processus de commercialisation afin de limiter autant que possible l'impact des coûts de stockage sur les utilisateurs des réseaux de transport.

Dans leur réponse à la consultation publique du 9 juin 2016, la majorité des acteurs de marché s'est exprimée favorablement à la poursuite de l'objectif de maximisation des souscriptions. Ce consensus a été confirmé dans le cadre de l'atelier de travail organisé par la CRE le 13 octobre 2017.

#### **4.1.2 Marge de manœuvre laissée aux opérateurs de stockage**

La CRE considère que les opérateurs de stockage sont les plus à même de proposer une offre commerciale adaptée et susceptible de répondre aux attentes de leurs clients, en raison notamment des contraintes opérationnelles liées au stockage. Les modalités de commercialisation proposées dans la présente consultation publique sont donc issues des propositions de TIGF et Storengy. La commercialisation du stockage de Manosque, détenu par Géométhane, est réalisée par Storengy. A ce titre, la proposition de Storengy s'applique également à ce stockage.

Par souci de transparence et dans le but de donner de la visibilité à tous les acteurs de marché, la CRE a souhaité consulter le marché sur les modalités précises de commercialisation proposées par les opérateurs. La délibération de la CRE fixera les règles applicables aux modalités de commercialisation, tout en laissant une certaine marge de manœuvre aux opérateurs, notamment sur les caractéristiques précises des produits commercialisés ainsi que sur le calendrier exact de commercialisation et l'ordre de commercialisation des différents produits.

**Question 16** Etes-vous favorable aux principes généraux envisagés par la CRE pour la commercialisation des capacités de stockage pour la première année ?

<sup>8</sup> <http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/stockage>

<sup>9</sup> Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juin 2016 relative aux règles de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de la réforme de l'accès des tiers aux stockages

## **4.2 Calendrier de commercialisation**

### **4.2.1 Période de commercialisation**

#### **4.2.1.1 Proposition de TIGF et Storengy**

TIGF et Storengy souhaitent, une fois les textes nécessaires publiés, que la phase initiale de commercialisation des capacités de stockage débute le lundi 26 février ou le lundi 5 mars 2018, et qu'elle soit close avant le 31 mars 2018.

Ils souhaitent que toutes les capacités disponibles soient proposées au marché au cours de cette phase initiale.

Afin de donner toute la visibilité nécessaire aux acteurs de marché pour se positionner sur chaque enchère, les opérateurs proposent de publier plus d'une semaine avant la première enchère :

- le calendrier complet des ventes ;
- les caractéristiques précises des produits proposés ;
- les règles exactes des enchères ;
- les conditions contractuelles et les prix des services complémentaires aux produits de stockage.

#### **4.2.1.2 Analyse préliminaire de la CRE**

A ce stade, la CRE est favorable à une phase de commercialisation initiale de 4 ou 5 semaines permettant la commercialisation de 100 % des capacités disponibles avant le 31 mars 2018. Bien qu'une telle durée soit courte, elle permet de tenir compte du calendrier contraint de la commercialisation tout en laissant une durée satisfaisante pour les enchères.

La CRE est favorable à ce que les enchères se déroulent selon un processus parfaitement transparent vis-à-vis des acteurs de marché. Ainsi, elle est favorable à la proposition des opérateurs concernant la publication des modalités précises d'enchères.

**Question 17** Etes-vous favorable à une phase de commercialisation initiale de 4 ou 5 semaines permettant la commercialisation de 100 % des capacités disponibles avant le 31 mars 2018 ?

### **4.2.2 Enchaînement des enchères entre TIGF et Storengy**

#### **4.2.2.1 Proposition de Storengy**

Storengy n'est pas opposé à ce que les enchères des deux opérateurs de stockage soient organisées sur des journées distinctes, à condition que la répartition des journées de commercialisation entre TIGF et Storengy soit proportionnelle à la quantité commercialisée par chaque opérateur. Ainsi, étant donné que TIGF commercialise de l'ordre de 25 % de la capacité totale disponible, Storengy propose que TIGF dispose d'une journée par semaine et Storengy de 3.

#### **4.2.2.2 Proposition de TIGF**

TIGF est favorable à ce que les journées de commercialisation soient réparties entre les deux opérateurs. Il souhaite que chaque opérateur dispose du même nombre de journées de commercialisation chaque semaine. Pour TIGF, le séquençage des enchères ne doit pas dépendre des volumes à commercialiser par chacun des opérateurs.

TIGF demande que, si Storengy bénéficiait de plus de jours d'enchère que TIGF, alors les deux opérateurs devraient néanmoins disposer de deux jours d'enchères chacun la première semaine (le mardi et le jeudi pour TIGF, le mercredi et le vendredi pour Storengy).

#### **4.2.2.3 Analyse préliminaire de la CRE**

Dans sa consultation publique du 9 juin 2016, la CRE avait proposé que les opérateurs commercialisent leurs capacités sur les mêmes journées. Plusieurs expéditeurs ont indiqué que cela allait contre l'objectif de maximiser les souscriptions lors de la phase d'enchères : l'appétence d'un expéditeur pour un produit de stockage dépendrait de ce qu'il se voit allouer sur d'autres produits. Ainsi, une vente simultanée sur plusieurs enchères en parallèle créerait des incertitudes pour les expéditeurs, et pourrait les conduire à minimiser leur demande.

Pour ces raisons, la CRE ne souhaite pas que plusieurs enchères aient lieu simultanément. Pour ce faire, elle considère que la solution la plus simple est que les enchères organisées par TIGF et Storengy soient sur des jours distincts.

Concernant les jours concernés, plusieurs acteurs de marché ont indiqué à la CRE que les vendredis étaient des journées chargées en terme de *trading* et de *dispatching*, et qu'il était donc préférable de ne pas organiser d'enchères ces jours-là.

Par ailleurs, certains acteurs ont indiqué qu'il était souhaitable de disposer d'une journée pour préparer les enchères de la semaine, et qu'à ce titre, il serait souhaitable de ne pas organiser d'enchères le lundi.

Prenant en compte ces éléments, la CRE considère que deux options de calendriers hebdomadaires sont envisageables :

- Option A : aucune enchère le lundi et le vendredi. Storengy disposerait alors de deux journées d'enchères et TIGF d'une journée d'enchère chaque semaine. Dans le cas où le calendrier serait réduit à 4 semaines, cela conduirait Storengy à proposer des volumes moyens de 12,5 TWh chaque journée et TIGF des volumes moyens de 8 TWh.
- Option B : similaire à l'option A mais avec la possibilité pour Storengy d'organiser des enchères le lundi et pour TIGF le vendredi, ou inversement.

Enfin, comme le propose TIGF, il pourrait être envisagé que chaque opérateur dispose du même nombre de jours d'enchères la première semaine.

#### Question 18 Quel calendrier hebdomadaire vous paraît préférable ?

### 4.2.3 Découpage des produits en lots et règles de constitution des lots

#### 4.2.3.1 Proposition de Storengy

Storengy souhaite être en mesure de proposer chaque jour de vente une capacité maximale de l'ordre de 15 TWh. Par ailleurs, il souhaite être en mesure de proposer en au moins 3 lots chaque produit dont la quantité globale proposée à la vente est supérieure à 10 TWh.

#### 4.2.3.2 Proposition de TIGF

TIGF propose que chaque opérateur organise au moins deux enchères pour chaque produit standard commercialisé.

#### 4.2.3.3 Analyse préliminaire de la CRE

Lors de la précédente consultation publique, une majorité d'acteurs de marché a indiqué souhaiter que les ventes de capacité n'excèdent pas de l'ordre de 10 TWh par jour. Afin de limiter la quantité journalière proposée au marché, la CRE envisage à ce stade que les produits de taille significative soient proposés en plusieurs lots.

Elle envisage les règles suivantes :

- les produits dont les volumes associés sont supérieurs à 7 TWh doivent être proposés au moins en deux lots au marché ;
- les produits dont les volumes associés sont supérieurs à 14 TWh doivent être proposés au moins en trois lots au marché.

La CRE considère que cette règle est de nature à répartir la commercialisation des différents produits sur toute la période d'enchère, et qu'elle conduira à limiter les risques pour les utilisateurs des stockages en cas de non-attribution lors d'une enchère. Elle limite également les risques de perturber le fonctionnement des marchés en générant des achats de gaz pour des montants significatifs en parallèle de la réservation de capacité de stockage. Les opérateurs de stockage prévoient d'organiser au plus deux enchères par journée de commercialisation, ce qui conduirait à une capacité maximale proposée de 14 TWh par jour.

#### Question 19 Etes-vous favorable à la règle proposée par la CRE concernant la constitution des lots commercialisés ?

### **4.3 Produits proposés à la commercialisation**

#### **4.3.1 Produits standards envisagés par les opérateurs de stockages**

##### **4.3.1.1 Proposition de Storengy**

Storengy souhaite disposer d'une grande liberté en termes de produits commercialisés, en n'étant pas limité dans le nombre de produits proposés. En effet, Storengy indique travailler actuellement avec les acteurs de marché pour définir l'offre la plus adaptée possible. A ce stade, Storengy prévoit de commercialiser jusqu'à 12 produits différents. Parmi ces 12 produits, plusieurs ont des caractéristiques identiques appliquées à des PITS différents.

Storengy souhaite que les opérateurs de stockage puissent ajuster leur offre jusqu'à deux semaines avant le début des enchères. Une fois les détails de l'offre publiés, dans l'objectif de donner de la visibilité au marché, Storengy souhaite que l'offre ne puisse subir aucun changement, y compris en cas d'inventus : les produits proposés ainsi que leurs caractéristiques et les volumes associés sont fixés pour toute la période d'enchères.

##### **4.3.1.2 Proposition de TIGF**

TIGF prévoit de proposer jusqu'à 4 produits standards différents aux enchères, 3 trois produits bundlés (volume et débits d'injection et soutirage) et 1 produit correspondant à une offre de volume seul.

TIGF indique ne pas connaître aujourd'hui les quantités exactes qu'il pourra commercialiser et n'est donc pas en mesure d'indiquer le volume associé à chacun des produits qu'il souhaite proposer.

Par ailleurs TIGF souhaite qu'en cas d'inventus sur un produit, il ait la possibilité de reporter la quantité invendue sur une autre enchère du même produit ou sur une enchère d'un produit différent. Un tel transfert serait notifié au marché au plus tard 24h avant le début de l'enchère concernée par le transfert.

##### **4.3.1.3 Analyse préliminaire de la CRE**

A ce stade, la CRE souhaite laisser une grande liberté aux opérateurs de stockage sur les produits commercialisés. En effet, les opérateurs sont les plus à même de discuter avec leurs clients dans l'objectif de proposer une offre commerciale adaptée aux attentes du marché. Néanmoins, dans la précédente consultation publique organisée par la CRE sur les modalités d'enchères, la grande majorité des acteurs a souhaité que la CRE fixe un nombre maximal de produits pouvant être commercialisés. Les réponses étaient principalement en faveur de limiter l'offre de TIGF à 3 produits et celle de Storengy à 6 produits.

Afin de simplifier le processus d'enchères, la CRE souhaite que l'offre de stockage se rapproche des offres des années précédentes. En effet, étant donné que les délais pour prendre connaissance des produits commercialisés seront courts, une offre proche des offres passées permettrait aux acteurs de marché d'enchérir sur des produits qui leur sont connus. Au cours des années précédentes, TIGF a proposé jusqu'à 5 produits principaux. Pour l'année 2017-2018, Storengy a commercialisé 14 produits. Ainsi, la CRE envisage de limiter TIGF à la commercialisation de 5 produits standards, et Storengy à la commercialisation de 14 produits standards.

La CRE demande à TIGF et Storengy de travailler en étroite collaboration avec leurs clients potentiels afin de définir l'offre la plus adaptée possible.

La CRE n'est pas opposée à des transferts de capacité d'une enchère à une autre ou d'un produit à un autre, tels qu'envisagés par TIGF, à la condition que les modalités de tels transferts soient explicités par l'opérateur concerné en amont de la phase d'enchère.

**Question 20** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le nombre maximal de produits pouvant être proposés par chaque opérateur ?

**Question 21** Etes-vous favorable au transfert d'une capacité non attribuée à l'issue d'une enchère sur une autre enchère du même produit ou sur la capacité commercialisable d'un autre produit tel que proposé par TIGF ?



### 4.3.2 Produits spécifiques et cas d'application

#### 4.3.2.1 Proposition de Storengy

Si, une fois que l'intégralité des capacités a été proposée au marché, il restait des invendus, Storengy propose de pouvoir commercialiser les capacités disponibles en ayant la possibilité d'adapter l'offre résiduelle, avec les mêmes modalités de prix de réserve que pour la campagne initiale.

Par ailleurs, après la commercialisation initiale, Storengy envisage de commercialiser, de façon marginale, des produits de court terme pour l'année gazière 2018-2019, si ceux-ci sont susceptibles de répondre à des besoins complémentaires du marché.

#### 4.3.2.2 Proposition de TIGF

TIGF propose que, au 31 mars 2018, si les autorités publiques venaient à constater que les souscriptions correspondant aux seuils minimaux nécessaires à la sécurité d'approvisionnement n'étaient pas atteintes, alors la phase initiale de commercialisation soit prolongée de semaine en semaine jusqu'à l'atteinte de ces seuils, ou jusqu'au déclenchement du filet de sécurité.

Si au 31 mars 2018, les seuils minimaux sont atteints, alors TIGF souhaite pouvoir commercialiser les invendus de manière libre.

#### 4.3.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE est favorable à ce que toutes les capacités soient proposées lors de phase de commercialisation initiale et à ce qu'aucun autre produit que les produits standards ne puisse être commercialisé avant la fin de la phase de commercialisation initiale. Cela permet de donner de la visibilité aux acteurs de marché sur toute la phase de commercialisation initiale.

Une fois la commercialisation initiale terminée, deux cas de figure se présentent :

- si les seuils minimaux nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne sont pas atteints, alors la CRE souhaite que la commercialisation des capacités sous forme de produits standards se poursuive, jusqu'à l'atteinte de ces seuils ;
- si ces seuils sont atteints, la CRE est alors favorable, à ce stade, à ce que les opérateurs soient libres de proposer des produits autres que les produits standards, selon les modalités qu'ils souhaitent.

Dans l'hypothèse où des produits autres que les produits standards seraient commercialisés, la CRE souhaite que les opérateurs commercialisent ces produits en toute transparence, en publiant une semaine avant chaque vente les caractéristiques précises des produits proposés ainsi que les volumes de capacité qui leur sont associés.

**Question 22** Etes-vous favorable à ce qu'aucun autre produit que les produits standards ne puisse être commercialisé avant la fin de la phase de commercialisation initiale ?

**Question 23** Une fois la commercialisation initiale terminée, êtes-vous favorable aux modalités proposées par la CRE ?

### 4.3.3 Commercialisation sur plusieurs années

#### 4.3.3.1 Proposition de Storengy

Storengy propose que la commercialisation des produits puisse également porter sur les années stockages 2019-2020 et 2020-2021. Il souhaite que les enchérisseurs aient la possibilité de souscrire ces produits sur l'une ou l'autre de ces années contractuelles de façon indépendante.

Storengy propose que ces enchères soient organisées selon des modalités validées par la CRE après proposition des opérateurs de stockage, et qu'elles soient organisées dès le mois de mai 2018 puis de façon régulière sur la suite de l'année de stockage 2018-2019. Storengy est favorable à ce que la quantité totale proposée sur les années 2019-2020 et 2020-2021 puisse atteindre 50 % des capacités totales annuelles des opérateurs de stockage.

#### 4.3.3.2 Proposition de TIGF

TIGF considère que le calendrier très contraint et l'impérative simplification des modalités commerciales applicables à cette première commercialisation en mode régulé justifie d'attendre la commercialisation de l'année de stockage 2019-2020 pour proposer à la vente des capacités pluriannuelles ou sur les années stockage N+2 et suivantes.

#### 4.3.3.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est consciente que le marché souhaite de la visibilité sur les coûts de stockage pour les années à venir. Néanmoins, le calendrier d'enchères prévu pour la première année étant très contraint, elle considère à ce stade que les capacités pour les années suivantes ne devraient pas être proposées dès le mois de mai 2018.

La CRE souhaite que les réflexions sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour la prochaine campagne de commercialisation débutent très tôt, dans le but que les règles soient arrêtées au plus tard en septembre ou octobre 2018, afin que la prochaine phase de commercialisation puisse commencer dès le mois de novembre 2018. Des produits sur plusieurs années pourraient éventuellement y être commercialisés.

Ainsi, la CRE estime contre-productif d'organiser une nouvelle phase d'enchère dès le mois de mai 2018, comme le propose Storengy, en même temps que le retour d'expérience sur la première commercialisation aux enchères, alors que la phase d'enchère suivante devrait avoir lieu quelques mois plus tard.

**Question 24** Etes-vous favorable à ne pas commercialiser de capacités sur plusieurs années avant l'été 2018 ?

## 4.4 Mécanisme d'enchères

### 4.4.1 Type d'enchère choisi

#### 4.4.1.1 Proposition des opérateurs

TIGF et Storengy proposent un type d'enchère à *fixing*<sup>10</sup>, partageant la position exprimée par la CRE dans sa consultation publique du 9 juin 2016, compte tenu notamment du calendrier particulièrement serré pour la commercialisation des produits relatifs à l'année de stockage 2018-2019.

Ils proposent une attribution à l'issue d'une enchère avec un prix d'adjudication du produit identique pour tous les acheteurs et égal au prix le plus bas parmi les prix retenus, permettant de satisfaire le maximum des quantités demandées (*pay as cleared*).

#### 4.4.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE partage la position des opérateurs concernant le type d'enchères. La CRE considère ainsi que, pour assurer le bon fonctionnement des enchères dans un calendrier contraint, le mécanisme d'enchères doit permettre une allocation simple et rapide des capacités. Elle envisage donc que les enchères pour cette année soient de type *fixing*.

Une partie significative des acteurs ayant répondu à la consultation publique du 9 juin 2016 avait exprimé le souhait d'enchères ascendantes. La CRE privilégie cependant la simplicité et la rapidité pour la première année, mais envisage de réétudier la question du type d'enchères pour la commercialisation des capacités de stockage à partir de l'an prochain.

Concernant le prix d'adjudication, la CRE est également favorable à ce qu'il soit le même pour l'ensemble des acteurs et fixé au niveau permettant de satisfaire au maximum la demande des participants (*pay as cleared*). Cette proposition a rencontré un large consensus lors de la consultation publique du 9 juin 2016 et répond bien à l'objectif de maximiser les quantités vendues.

<sup>10</sup> Le type d'enchère à *fixing* correspond à une enchère où les acteurs transmettent leurs courbes de demande / prix aux opérateurs pour un produit de stockage donné durant le même créneau, sans tours d'enchère successifs.

**Question 25** Etes-vous favorable à une enchère à *fixing* pour la commercialisation des produits relatifs à l'année de stockage 2018-2019, avec un réexamen possible du type d'enchères pour les années suivantes ?

**Question 26** Etes-vous favorable à un prix d'adjudication fixé en *pay as cleared* ?

#### **4.4.2 Modalités précises du *fixing***

##### **4.4.2.1 Proposition des opérateurs**

###### Expression de la demande de chaque participant :

Pour chaque produit proposé à la vente lors d'une enchère, l'enchérisseur saisit les points (Quantité en MWh ; Prix en €/MWh) qui définissent sa courbe de quantité demandée à l'achat en fonction du prix d'achat. Le nombre de points constituant cette courbe n'est pas limité.

Le Prix saisi doit être supérieur ou égal au prix de réserve de l'enchère éventuellement publié avant le début de l'enchère.

L'enchérisseur doit s'assurer que pour un Prix donné, il ne saisit qu'une seule Quantité, et qu'entre 2 points la Quantité demandée au Prix le plus bas est strictement supérieure à celle demandé au Prix le plus haut.

L'ensemble de ces points permet au stockeur de définir une courbe de quantité demandée à l'achat en fonction du prix d'achat de la façon suivante :

- la quantité réputée demandée à l'achat est nulle pour un prix strictement supérieur au prix le plus haut remis par l'enchérisseur ;
- au prix le plus haut remis par l'enchérisseur, la quantité réputée demandée à l'achat est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur qui consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle ;
- entre deux points successifs :
  - la quantité réputée demandée par l'acheteur est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur pour le Prix le plus haut des deux, tant que le prix est strictement supérieur au Prix le plus bas des deux ;
  - au prix le plus bas des deux points successifs, la quantité réputée demandée à l'achat est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur au Prix le plus bas, mais l'acheteur consent toutefois à être éventuellement alloué d'une quantité partielle ;
- la quantité réputée demandée à l'achat pour un prix inférieur ou égal au Prix minimum remis par l'acheteur est égale à la Quantité indiquée par l'acheteur pour ce Prix le plus bas remis.

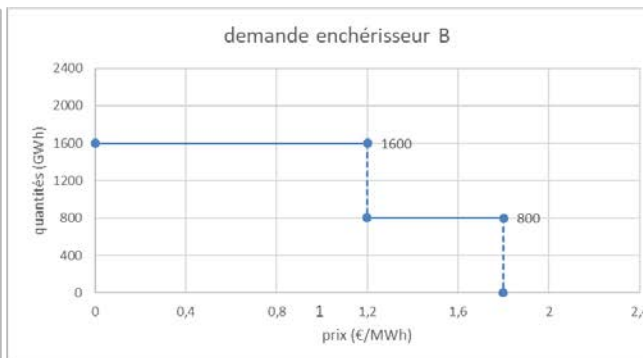
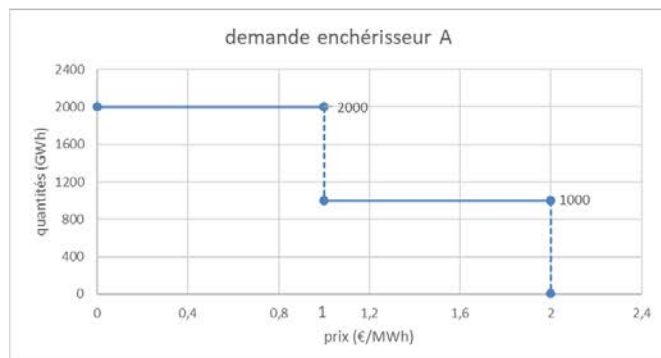
Le stockeur agrège ensuite les courbes de quantité demandée de l'ensemble des enchérisseurs en une seule courbe de demande.

###### Fixation de l'enchère : prix d'adjudication et attribution des capacités

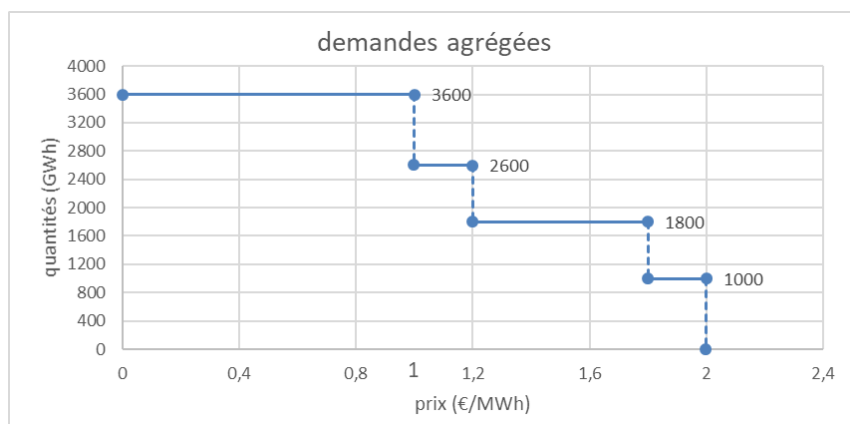
Le prix d'adjudication correspond au prix le plus élevé en dessous duquel la demande est égale ou supérieure à l'offre. Les quantités sont alors allouées de la manière suivante : l'ensemble des demandes à des prix supérieurs au prix d'adjudication sont satisfaites, puis les demandes au prix d'adjudication sont servies partiellement par la quantité restante à allouer sur la base d'un prorata.

La fixation de l'enchère peut être illustrée par l'exemple suivant :

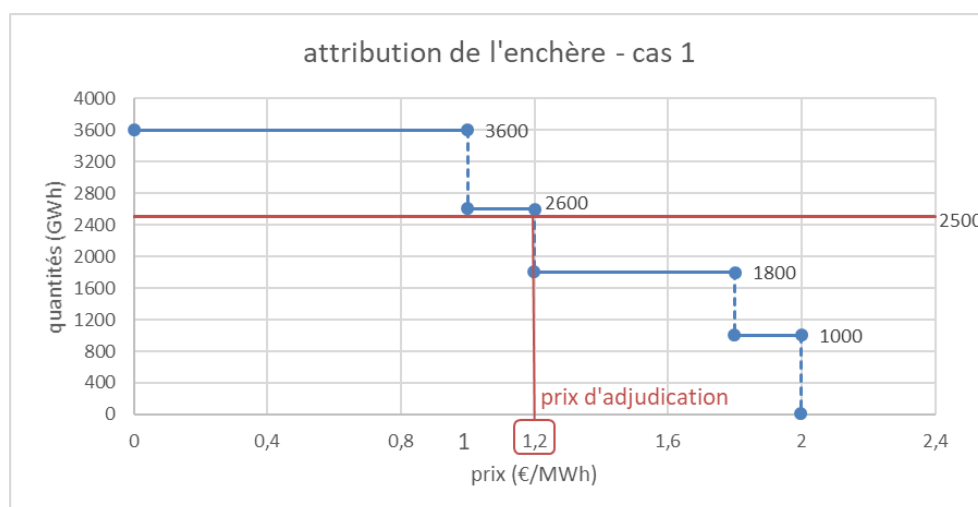
- la quantité de produit offerte par le stockeur est de 2500 GWh ; le prix de réserve est 0 €/MWh
- 2 enchérisseurs participent à l'enchère, A et B, qui présentent les demandes suivantes :
  - enchérisseur A = 2000 GWh de 0 jusqu'à 1 €/MWh, 1000 GWh au-delà de 1 jusqu'à 2 €/MWh ;
  - enchérisseur B = 1600 GWh de 0 jusqu'à 1,2 €/MWh, 800 GWh au-delà de 1,2 jusqu'à 1,8 €/MWh



- La courbe de demande agrégée est donc la suivante :



L'attribution des 2500 GWh offerts se fait donc au prix d'adjudication de 1,2 €/MWh pour lequel la demande est de 2600 GWh. L'ensemble de la demande à ce prix est excédentaire de 100 GWh par rapport à l'offre :



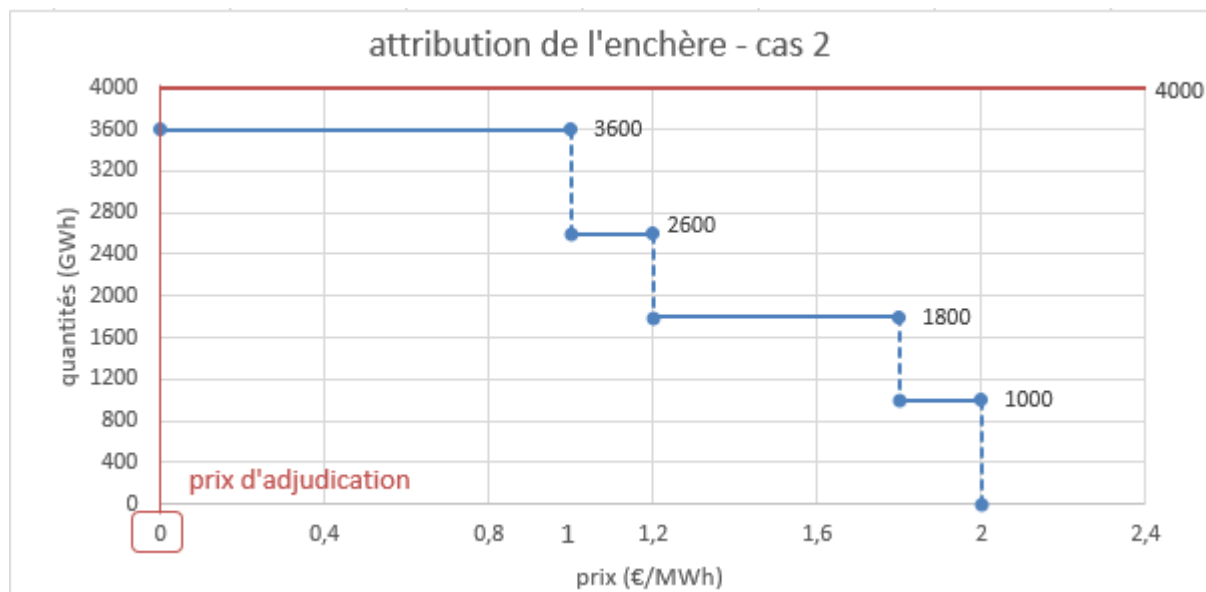
L'allocation des quantités est la suivante :

enchérisseur A = demande au prix supérieur au prix d'adjudication = 1 000 GWh

enchérisseur B = demande au prix supérieur au prix d'adjudication + part de la demande au prix d'adjudication = 800 + 700 = 1500 GWh

Dans le cas où l'ensemble des demandes des enchérisseurs ne couvre pas l'offre, le prix d'adjudication serait égal au prix de réserve. Chaque enchérisseur se voit alors alloué la quantité maximum demandée.

En reprenant l'exemple précédent avec demandes des enchérisseurs inchangées mais cette fois avec une quantité offerte par le stockeur de 4000 GWh, l'attribution est la suivante :



Au prix d'adjudication de 0 €/MWh correspondant au prix de réserve, la totalité des demandes exprimées par les enchérisseurs est servie (soit enchérisseur A = 2000 GWh, enchérisseur B = 1600 GWh) et il reste donc 4000 - 3600 = 400 GWh d'inventus.

Les modalités d'attribution sont détaillées dans les propositions des opérateurs, jointes au présent document de consultation publique.

#### 4.4.2.2 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les modalités proposées par les opérateurs sont appropriées. En effet, ces modalités permettent une allocation des capacités sur une base transparente et non discriminatoire, tout en évitant d'avoir des inventus lorsque la demande est supérieure à l'offre.

La CRE est en outre satisfaite que les deux opérateurs proposent des modalités identiques, simplifiant le déroulé des enchères pour les participants.

**Question 27** Etes-vous favorable à la méthode d'expression de la demande de chaque participant proposée par les opérateurs ?

**Question 28** Etes-vous favorable à la méthode de fixation de l'enchère et d'attribution des capacités proposée par les opérateurs ?

#### 4.4.3 Plateforme d'enchères

##### 4.4.3.1 Proposition de Storengy

Storengy souhaite utiliser sa propre plateforme de vente de capacités, [www.MyStorengy.fr](http://www.MyStorengy.fr), à laquelle tout acheteur potentiel de capacité peut s'inscrire préalablement à une vente en y créant son espace personnel sécurisé.

#### **4.4.3.2 Proposition de TIGF**

TIGF souhaite organiser les enchères sur une plateforme dédiée qui lui serait propre. Il prévoit qu'à l'issue de chaque enchère, chaque participant reçoive un mail récapitulatif des capacités du produit qui lui ont été attribuées et le prix applicable à ces capacités.

#### **4.4.3.3 Analyse préliminaire de la CRE**

Dans un souci de simplicité pour les participants aux enchères, la CRE estime souhaitable que TIGF et Storengy utilisent une plateforme commune pour la commercialisation. Néanmoins, étant donné les délais contraints de cette première commercialisation, la CRE ne considère pas pertinent d'imposer aux opérateurs la plateforme à utiliser pour la première année de vente.

A terme, la CRE demande que TIGF et Storengy travaillent conjointement pour être en mesure d'organiser les ventes sur une plateforme commune.

**Question 29** Etes-vous favorable à ce que les opérateurs de stockage soient libres de commercialiser les capacités de stockage sur la plateforme de leur choix pour la première année ?

### **4.5 Prix de réserve**

#### **4.5.1 Publicité**

##### **4.5.1.1 Proposition des opérateurs**

Les opérateurs ont noté que la publication de la valeur numérique du prix de réserve était plébiscitée par le marché comme paramètre important de transparence de l'enchère.

TIGF souhaite que la CRE fixe les prix de réserve sur proposition des opérateurs de stockage et publie *a minima* la méthodologie de calcul, au plus tard une semaine avant le début de la phase initiale de commercialisation.

Storengy n'est pas opposé à la publication de la valeur numérique du prix de réserve, même s'il considère que la confidentialité de cette valeur permet de révéler la « vraie valeur » stockage et est davantage de nature à favoriser le jeu de la concurrence sur les produits.

##### **4.5.1.2 Analyse préliminaire de la CRE**

La grande majorité des acteurs s'était prononcée en faveur d'un prix de réserve public lors de la consultation publique du 9 juin 2016.

Dans le contexte où l'objectif prioritaire est de maximiser les capacités vendues, la CRE estime qu'un prix de réserve qui ne serait pas public constituerait un frein à la participation aux enchères car les participants ne pourraient pas savoir si leurs offres sont recevables. La publication du prix de réserve permet de donner un cadre transparent à l'enchère et incite à la participation des acteurs.

Dans le cas où le prix de réserve serait déterminé par une formule, la CRE envisage de définir celle-ci publiquement dans sa décision. Pour chaque enchère, le prix de réserve résultant de l'application de la formule devrait être publié par l'opérateur organisant l'enchère en amont de celle-ci, dès que l'ensemble des paramètres permettant le calcul seraient disponibles.

**Question 30** Etes-vous favorable à la publication du prix de réserve en amont de chaque enchère ?

#### **4.5.2 Formule**

##### **4.5.2.1 Proposition de Storengy**

Storengy est opposé à ce que les enchères puissent conduire à des prix négatifs, ce qui aboutirait à la situation inédite d'un prestataire de service amené à devoir rémunérer son client pour la prestation rendue à ce dernier.

Par ailleurs, Storengy estime qu'un prix de réserve bas est préférable, car de nature à mobiliser le marché et l'inciter à participer massivement à la vente, augmentant la demande globale lors de l'enchère et la probabilité de sa réussite tant en quantité vendue qu'en prix à l'issue de la vente.

Storengy a échangé avec ses clients pour aboutir à la proposition suivante de formule pour le prix de réserve PR :

$$PR = \text{Max}(0 ; \alpha \times \text{spread} - \beta)$$

Avec :

- $\alpha$  reflète la performance du produit : c'est une grandeur qui décroît avec la durée effective nécessaire pour soutirer 100 % du volume, définie par :

$$\alpha = a + \frac{b}{\text{durée effective du produit au soutirage (en jours)}} \quad \text{avec } a = 0,75 \text{ et } b = 25$$

- $\text{spread}$  est la moyenne sur les 5 derniers jours ouvrables de l'écart du prix du gaz entre l'été et l'hiver suivant sur la place de marché PEG Nord telle que rendu public par Powernext :

$$\text{spread} = \sum_{k=-1}^{-5} \frac{(\text{WIN}(k) - \text{SUM}(k))}{5} - c \quad \text{avec } c \text{ rendant compte de l'écart bid/ask au PEG}_{\text{Nord}}, \text{ soit } 0,30 \text{ €/MWh}$$

- $\beta$  est une grandeur reflétant les coûts liés à l'utilisation du produit (coûts de transport, coûts financiers liés à l'immobilisation du gaz en stock, coûts d'injection et de soutirage) ainsi que l'éventuelle brique de risque liée à la localisation du produit (minorant les prix de réserve applicables aux stockages du sud de la France) et deux constantes reflétant, pour la première, la nécessaire marge de l'enchérisseur et, pour la seconde, la légère décote que doit avoir le prix de réserve par rapport à la valeur marché pour permettre une profondeur de vente :

$$\beta = \text{PITS} + \text{BFR} + \text{Variable} + \text{Localisation} + \text{Marge} + \text{Décote}$$

Avec :

- PITS = coût de transport au PITS
- BFR = 0,20 €/MWh
- Variable = somme des prix d'injection et de soutirage tels qu'ils seront définis par l'opérateur de stockage pour l'année stockage 2018-19 (correspondant aux 0,35+0,12 soit 0,47 €/MWh pour Storengy pour l'année stockage 2017-18)
- Localisation = 0,2 €/MWh pour les produits au PITS Nord Atlantique, et 0,5 €/MWh pour ceux en zone B et ceux en zone Sud
- Marge = 0,05 €/MWh
- Décote = 4 x Marge = 0,20 €/MWh

Si le  $\text{spread}$  était supérieur à 5 €/MWh, Storengy considère que les valeurs numériques des paramètres pourraient nécessiter un ajustement.

Storengy considère que l'intérêt d'une telle formule est d'intégrer les différentes caractéristiques permettant à la fois de faciliter l'accès aux capacités de stockage et de garantir un libre jeu de la concurrence entre les opérateurs, quelle que soit la situation de marché. Néanmoins, elle nécessite l'utilisation de données numériques publiées après la fin de la journée de trading qui précède l'enchère, ce qui conduit à un calcul et une éventuelle publication de la valeur numérique du prix de réserve relativement tardive la veille de l'enchère.

Enfin, compte tenu des conditions de marché actuelles, les prix de réserve obtenus avec cette formule seraient très bas, y compris pour les produits les plus performants. Si les conditions de marché n'ont pas évolué à la hausse d'ici la campagne de commercialisation, Storengy n'est pas opposée à ce que le prix de réserve de l'ensemble des produits proposés en 2018 soit égal à zéro pour simplifier le processus.

#### 4.5.2.2 Proposition de TIGF

TIGF ne souhaite pas que les prix de réserve puissent être négatifs, compte tenu du rôle essentiel des stockages souterrains dans la sécurité d'approvisionnement en gaz des consommateurs finaux.

TIGF souhaite en outre que l'impact de la création de la TRF en milieu d'année de stockage soit pris en compte dans le calcul des prix de réserve.

Dans ce contexte, TIGF propose que la perte de valeur des stockages du Sud, liée à la création de la TRF au 1<sup>er</sup> novembre 2018 et estimée à 1 €/MWh soit prise en compte en fixant deux prix de réserve différents :

- un prix de réserve applicable à tous les produits standards commercialisés sur les stockages du Sud tel que  $Pr_{Sud} = \text{Max}(0 ; \text{spread} - \text{coûts})$  ;
- un prix de réserve applicable à tous les produits standards commercialisés sur les stockages du Nord tel que  $Pr_{Nord} = \text{Max}(0 ; \text{spread} - \text{coûts} + \text{TRF})$  ;

avec :

- *spread* : moyenne sur les 5 derniers jours ouvrables précédant l'enchère des différentiels de prix de clôture PEGAS PEG NORD entre Season+2 et Season+1 (respectivement Season+1 et Quarter+1) pour les enchères organisées avant (respectivement après) le 30 mars ;
- *coûts* : constante positive reflétant les coûts logistiques et financiers supportés par l'acheteur (PITS, cyclage, immobilisation du gaz) ;
- TRF : constante positive reflétant la perte de valeur minimum pour les stockages du Sud liée à la création de la TRF au milieu de l'année de stockage 2018-2019.

TIGF préconise de ne pas intégrer dans la méthodologie de détermination des prix de réserve une variable fonction de la performance des produits de stockage. TIGF considère en effet qu'une telle variable serait probablement mal paramétrée et qu'elle complexifierait les modalités d'enchères. TIGF considère également que la performance des produits se reflètera dans les résultats des enchères.

Compte tenu des différentiels de prix de marché actuels et dans le but de simplifier au maximum les modalités de commercialisation pour 2018, TIGF suggère à la CRE de fixer les prix de réserve applicables aux produits standards comme suit :

- $Pr_{Sud2018} = 0,01$  €/MWh pour tous les produits standards des stockages du Sud ;
- $Pr_{Nord2018} = 1,01$  €/MWh pour tous les produits standards des stockages du Nord.

#### 4.5.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

TIGF et Storengy souhaitent tous les deux que les stockages ne puissent pas être vendus à prix négatifs. La CRE partage leur analyse. La CRE envisage donc, à ce stade, que tous les prix soumis, dans le cadre des enchères à *fixing*, soient positifs ou nuls.

Les deux opérateurs proposent des formules permettant de calculer les prix de réserve de chaque produit. Néanmoins, TIGF propose de retenir un prix de réserve unique à 0,01 €/MWh pour tous les stockages du Sud, donc pour tous ses produits, et Storengy indique ne pas être opposé à ce que l'ensemble des prix de réserve soient nuls.

La CRE considère qu'avec les conditions de marché actuelles, toute formule permettant de calculer les prix de réserve de chaque stockage conduira à des prix nuls ou très proches de 0. Ainsi, la CRE s'interroge, à ce stade, sur l'intérêt de fixer des prix de réserve strictement positifs pour cette première année de commercialisation sous un régime régulé. Par ailleurs, elle considère que ne pas appliquer de prix de réserve fondés sur une formule permettrait que l'offre des stockeurs soit plus lisible et plus attractive pour l'ensemble des acteurs de marché. Une telle solution éviterait que les stockeurs calculent et publient, chaque veille d'enchère, les prix de réserve applicables aux ventes du lendemain.

A ce stade, la CRE est favorable à ce qu'un prix de réserve nul s'applique pour tous les produits de stockage.

**Question 31** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'appliquer un prix de réserve nul pour tous les produits de stockage ?

Si une formule devait s'appliquer, la CRE est favorable à ce qu'elle reflète la valeur marché des stockages, tout en la minorant des coûts associés au stockage. Ainsi, elle devrait tenir compte de l'écart de prix du gaz entre l'été au cours duquel aura lieu l'injection et l'hiver au cours duquel aura lieu le soutirage, et des coûts supportés par les utilisateurs des stockages. La CRE considère que les principaux coûts supportés par les utilisateurs des stockages sont les coûts aux PITS et les coûts d'immobilisation du gaz.



Les formules de Storengy et de TIGF prennent toutes les deux ces éléments en compte.

La CRE s'interroge sur la pertinence d'intégrer la performance des stockages dans l'éventuelle formule de calcul des prix de réserve. En effet, la CRE considère difficile de bien dimensionner la majoration des prix de réserve s'appliquant aux produits les plus performants. Les enchères devraient suffire à différencier les prix des produits selon leurs performances.

L'existence de deux places de marché au moment de l'injection dans les stockages est de nature à rendre moins compétitifs les stockages de la TRS. Afin de prendre cet effet en compte :

- Storengy propose de minorer les prix de réserve applicables aux stockages du sud de la France ;
- TIGF propose de majorer les prix de réserve applicables aux stockages du nord de la France.

La proposition de TIGF présente le risque de fixer des prix de réserve à des valeurs plus élevées que les valeurs de marché pour les stockages du nord de la France. Ces stockages seraient alors exposés à un fort risque de ne pas être souscrits. La CRE est donc défavorable à cette solution. Au contraire, la proposition de Storengy permet de rendre plus attractifs les stockages du sud de la France sans nuire aux stockages du nord de la France. La CRE y est donc favorable. La question du juste dimensionnement de la minoration appliquée aux stockages du sud de la France resterait néanmoins posée si cette solution était retenue.

La CRE constate que la formule proposée par Storengy est en ligne avec l'analyse de la CRE sur la majorité de ces éléments. Ainsi, si des prix de réserve devaient s'appliquer, la CRE considère à ce stade que la formule proposée par Storengy est la plus pertinente. Toutefois, elle s'interroge sur la pertinence de prendre en compte de la performance des stockages, ainsi que sur le dimensionnement des différentes constantes.

**Question 32** Si des prix de réserve non nuls s'appliquent, souhaiteriez-vous qu'ils tiennent compte de la performance des produits ?

**Question 33** Si des prix de réserve non nuls s'appliquent, seriez-vous favorable à la proposition de Storengy de tenir compte de la moindre attractivité des stockages du Sud pour l'année 2018-2019 en minorant les prix de réserve de ces stockages ? Ou bien seriez-vous favorable à la proposition de TIGF ?

**Question 34** Si des prix de réserve non nuls devaient s'appliquer, considérez-vous que les constantes figurant dans la formule proposée par Storengy soient bien dimensionnées ?

## **4.6 Cas particulier du stockage Sédiane B**

### **4.6.1 Proposition de Storengy**

Storengy exploite le site de stockage de Gournay-sur-Aronde, connecté au réseau de gaz B situé dans le nord de la France. Les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B doivent pouvoir accéder à la capacité de stockage de gaz B qu'ils estiment nécessaire pour mener à bien leur mission.

Dans l'hypothèse où les prestataires ne réservent pas la totalité de ce stockage, Storengy souhaite que tous les acteurs qui le souhaitent puissent y accéder, à un prix de marché.

Ainsi, Storengy propose les modalités de commercialisation suivantes :

1. avant le début des enchères, les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B communiquent à Storengy et à la CRE, les capacités nécessaires à l'exercice de leurs missions. Ils s'engagent à remettre des offres au moins égales à leur besoin lors de l'enchère organisée sur ce stockage ;
2. Storengy organise une enchère de capacité sur le stockage en gaz B selon la même méthodologie que celle des autres stockages ;
3. calcul d'un prix de fixing et allocation provisoire des participants selon le résultat des enchères (qui ferait abstraction de la priorité d'accès susmentionnée permettant de définir un prix de vente qui tienne compte de l'ensemble des offres remises par le marché) ;
4. à l'issue de cette allocation provisoire, deux cas de figure se présentent :
  - a. si les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B sont pré-alloués à hauteur de capacités couvrant a minima leur besoin, la pré-allocation vaut pour allocation définitive ;
  - b. dans le cas contraire, les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B seront alloués à hauteur de leur besoin, au prix issu de l'enchère, en allouant ensuite prioritairement les capacités aux enchérisseurs non prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B ayant remis les offres les plus hautes.

#### **4.6.2 Analyse préliminaire de la CRE**

A ce stade, la CRE considère que la proposition de Storengy permet, d'une part, de garantir aux prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B d'accéder aux capacités de stockage qu'ils demandent et, d'autre part, de permettre à tous les acteurs de marché d'accéder à ce stockage s'ils le souhaitent, et ce, à prix de marché.

Elle y est donc favorable.

**Question 35** Etes-vous favorable, à la proposition de Storengy concernant les modalités de commercialisation du stockage de gaz B ?

#### **4.7 Services proposés par les opérateurs de stockage**

TIGF et Storengy proposent plusieurs services annexes. Ces services sont détaillés sur les sites internet des opérateurs.

Storengy n'envisage pas d'évolution majeure de ses services. Néanmoins il anticipe quelques ajustements dans leurs mises en œuvre et/ou dans leur tarification.

TIGF souhaite reconduire les services additionnels proposés lors de l'année de stockage en cours, en les ajustant légèrement, en tenant compte de sa nouvelle offre commerciale, des nouvelles dispositions contractuelles envisagées et du nouveau cadre réglementaire en vigueur.

La CRE n'est pas opposée à ce que ces services soient reconduits selon des modalités proches des modalités actuelles.

#### **4.8 Retour d'expérience et commercialisations ultérieures**

Afin de mener un retour d'expérience sur cette première commercialisation des capacités de stockage dans un cadre régulé, la CRE propose que toutes les parties prenantes puissent se réunir régulièrement dans le cadre d'une instance de concertation. Pour se faire, la CRE propose la création de la « Concertation stockage », qui serait pilotée par Storengy et TIGF, et qui serait organisée selon des principes similaires à ceux des Concertation gaz et Concertation GNL :

- un comité plénier assure le pilotage et définit le programme de travail. Il doit permettre la bonne représentation des différentes parties prenantes. Sa présidence est confiée aux opérateurs de stockage ;
- des groupes de travail, désignés par le comité plénier et animés par les opérateurs de stockage, traitent les différents thèmes identifiés par le comité et lui rendent compte de leurs travaux ;
- les opérateurs de stockage soumettent à la CRE, chacun pour ce qui le concerne, des propositions issues des groupes de travail, sur lesquelles la CRE délibère lorsque cela relève de sa compétence ;

- la CRE participe au comité plénier et aux groupes de travail. Elle garantit la bonne représentation des acteurs de marché, la cohérence du programme de travail et des travaux menés par ailleurs pour l'ensemble du système gazier français et l'avancement des différents chantiers, conformément au programme de travail.

La CRE propose que la première réunion du comité plénier soit organisée au mois d'avril 2018, afin que les travaux en groupe de travail puissent débuter en avril ou mai 2018. Elle souhaite que soit mené dans ce cadre, le retour d'expérience de la commercialisation des capacités pour l'année 2018-2019, et qu'à l'issue de ce retour d'expérience, les travaux de la Concertation stockage portent sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour les années suivantes.

La CRE souhaite que les opérateurs de stockage lui soumettent dès le mois de juin 2018 une proposition de règles de commercialisation applicables à compter de l'année suivante. Cela permettrait à la CRE de consulter le marché à l'été 2018 et de délibérer en septembre ou octobre 2018.

Ainsi, les enchères pourraient débuter plus tôt pour les années suivantes, ce qui donnerait une marge de manœuvre plus grande sur les prochaines commercialisations.

**Question 36** Etes-vous favorable à la création de la « Concertation stockage », avec un format proche de ceux des Concertation gaz et Concertation GNL ?

**Question 37** Etes-vous favorable au calendrier proposé pour les travaux relatifs à la commercialisation des capacités de stockage pour les prochaines années ?

## **5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS**

- Question 1 Etes-vous favorable aux principes généraux relatifs à la détermination du revenu autorisé des opérateurs de stockage ?
- Question 2 Etes-vous favorable à l'introduction d'un CRCP afin de régulariser a posteriori les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels des opérateurs ?
- Question 3 Etes-vous favorable à une première période de régulation courte, de deux ans ?
- Question 4 Etes-vous favorable, pour la première période tarifaire, à un cadre tarifaire fondé sur un tarif « 100% au CRCP » et à un apurement annuel de ce CRCP dans la limite de +/- 5 % du revenu autorisé prévisionnel ?
- Question 5 Etes-vous favorable à l'introduction d'une régulation incitative sur la commercialisation ? Si oui, quelle forme souhaiteriez-vous qu'elle prenne ?
- Question 6 Avez-vous des remarques concernant les modalités de calcul de la BAR et les niveaux envisagés par la CRE ?
- Question 7 Avez-vous des modalités alternatives de calcul de la BAR à proposer ?
- Question 8 Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de taux de rémunération des actifs envisagées par la CRE ?
- Question 9 Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de charges de capital envisagées par la CRE ?
- Question 10 Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE ?
- Question 11 Avez-vous des remarques concernant les fourchettes de revenus autorisés envisagées par la CRE ?
- Question 12 Etes-vous favorable à l'assiette envisagée par la CRE ?
- Question 13 Parmi les méthodes proposées, laquelle vous semble la plus pertinente pour définir l'assiette de la compensation ?
- Question 14 Avez-vous des remarques complémentaires sur les méthodes envisagées ?
- Question 15 Etes-vous favorable, à la proposition de GRTgaz selon laquelle chacun des deux GRT verse une compensation aux trois opérateurs de stockage ?
- Question 16 Etes-vous favorable aux principes généraux envisagés par la CRE pour la commercialisation des capacités de stockage pour la première année ?
- Question 17 Etes-vous favorable à une phase de commercialisation initiale de 4 ou 5 semaines permettant la commercialisation de 100 % des capacités disponibles avant le 31 mars 2018 ?
- Question 18 Quel calendrier hebdomadaire vous paraît préférable ?
- Question 19 Etes-vous favorable à la règle proposée par la CRE concernant la constitution des lots commercialisés ?
- Question 20 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant le nombre maximal de produits pouvant être proposés par chaque opérateur ?
- Question 21 Etes-vous favorable au transfert d'une capacité non attribuée à l'issue d'une enchère sur une autre enchère du même produit ou sur la capacité commercialisable d'un autre produit tel que proposé par TIGF ?

- Question 22** Etes-vous favorable à ce qu'aucun autre produit que les produits standards ne puisse être commercialisé avant la fin de la phase de commercialisation initiale ?
- Question 23** Une fois la commercialisation initiale terminée, êtes-vous favorable aux modalités proposées par la CRE ?
- Question 24** Etes-vous favorable à ne pas commercialiser de capacités sur plusieurs années avant l'été 2018 ?
- Question 25** Etes-vous favorable à une enchère à *fixing* pour la commercialisation des produits relatifs à l'année de stockage 2018-2019, avec un réexamen possible du type d'enchère pour les années suivantes ?
- Question 26** Etes-vous favorable à un prix d'adjudication fixé en *pay as cleared* ?
- Question 27** Etes-vous favorable à la méthode d'expression de la demande de chaque participant proposée par les opérateurs ?
- Question 28** Etes-vous favorable à la méthode de fixation de l'enchère et d'attribution des capacités proposée par les opérateurs ?
- Question 29** Etes-vous favorable à ce que les opérateurs de stockage soient libres de commercialiser les capacités de stockage sur la plateforme de leur choix pour la première année ?
- Question 30** Etes-vous favorable à la publication du prix de réserve en amont de chaque enchère ?
- Question 31** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'appliquer un prix de réserve nul pour tous les produits de stockage ?
- Question 32** Si des prix de réserve non nuls s'appliquent, souhaiteriez-vous qu'ils tiennent compte de la performance des produits ?
- Question 33** Si des prix de réserve non nuls s'appliquent, seriez-vous favorable à la proposition de Storengy de tenir compte de la moindre attractivité des stockages du Sud pour l'année 2018-2019 en minorant les prix de réserve de ces stockages ? Ou bien seriez-vous favorable à la proposition de TIGF ?
- Question 34** Si des prix de réserve non nuls devaient s'appliquer, considérez-vous que les constantes figurant dans la formule proposée par Storengy soient bien dimensionnées ?
- Question 35** Etes-vous favorable, à la proposition de Storengy concernant les modalités de commercialisation du stockage de gaz B ?
- Question 36** Etes-vous favorable à la création de la « Concertation Stockage », avec un format proche de ceux des Concertation gaz et Concertation GNL ?
- Question 37** Etes-vous favorable au calendrier proposé pour les travaux relatifs à la commercialisation des capacités de stockage pour les prochaines années ?

## **6. MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE**

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 23 janvier 2018 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp1@cre.fr](mailto:dr.cp1@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://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 Réseaux : + 33.1.44.50.41.43 ;

21 décembre 2017

- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

Annexes :

- Note technique de Storengy en date du 7 décembre 2017 relative aux modalités de commercialisation
- Note technique de TIGF en date du 4 décembre 2017 relative aux modalités de commercialisation
- Note technique commune de GRTgaz et TIGF en date du 6 décembre 2017 relative aux modalités de collecte de la compensation
- Note technique de TIGF en date du 11 décembre 2017 relative aux modalités de reversement de la compensation par les GRT aux opérateurs de stockage
- Note technique de GRTgaz en date du 15 décembre 2017 relative aux modalités de reversement de la compensation par les GRT aux opérateurs de stockage