



**Etude relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS
en zones TIGF et GRTgaz**

Rapport final
Octobre 2013

Synthèse (1/2)

Deux enseignements ressortent de cette étude : des tarifs faibles à très faibles...

Le tarif au PITS est un sujet sensible pour les opérateurs de stockage, secondaire pour les expéditeurs

- Hors salins, la part du PITS dans le coût total du stockage représente 2 à 4% (soit de 0,2 et 0,3 €/MWh) en zone GRTgaz et 13 à 14% (soit de 0,6 et 1,1 €/MWh) en zone TIGF
- Les expéditeurs interrogés partagent le fait que le PITS n'est pas un élément discriminant dans le choix de leur stockage, avis non partagé par les opérateurs de stockage, même si le tarif au PITS ne peut être totalement négligé, compte-tenu des spreads saisonniers actuels
- Les revenus maximum tirés des tarifs du PITS dans le revenu autorisé des GRT représentent 30M€ (2%) pour GRTgaz et 19M€ (9%) pour TIGF
- L'impact du tarif au PITS sur l'intensité concurrentielle des marchés de la commercialisation et du stockage est nul pour les expéditeurs, avis non partagé par les opérateurs de stockage

Ce tarif devrait théoriquement se situer à un niveau faible à très faible, inférieur à celui des autres points d'Entrée/Sortie

- Les tarifs aux PITS de GRTgaz sont les plus bas d'Europe en sortie, et dans la moyenne basse en entrée, ceux de TIGF sont dans la moyenne européenne
- La méthode proposée par GRTgaz en 2010 conduit à des tarifs faibles à très faibles mais présente cependant des biais, limitant son applicabilité
- Une autre méthode, plus robuste, a été développée en 2003 par GDF Transport et a servi à la tarification actuelle en zones GRTgaz : elle conduit également à des tarifs faibles à très faibles
- Les deux méthodes proposées prennent en compte les apports du stockage au système gazier, comme le préconise l'ACER dans les futurs codes de tarifs
- Certains pays appliquent une remise tarifaire pour l'accès au stockage
- En appliquant la méthode GDF Transport à des capacités climatiques, les tarifs aux PITS (E+S) convergent autour de 20-24 €/MWh/j, et sont proches des tarifs actuels en zone GRTgaz

Synthèse (2/2)

... et un rabais dès lors que les capacités vendues sont climatiques

Une capacité ferme justifie une tarification supérieure à celle d'une capacité climatique

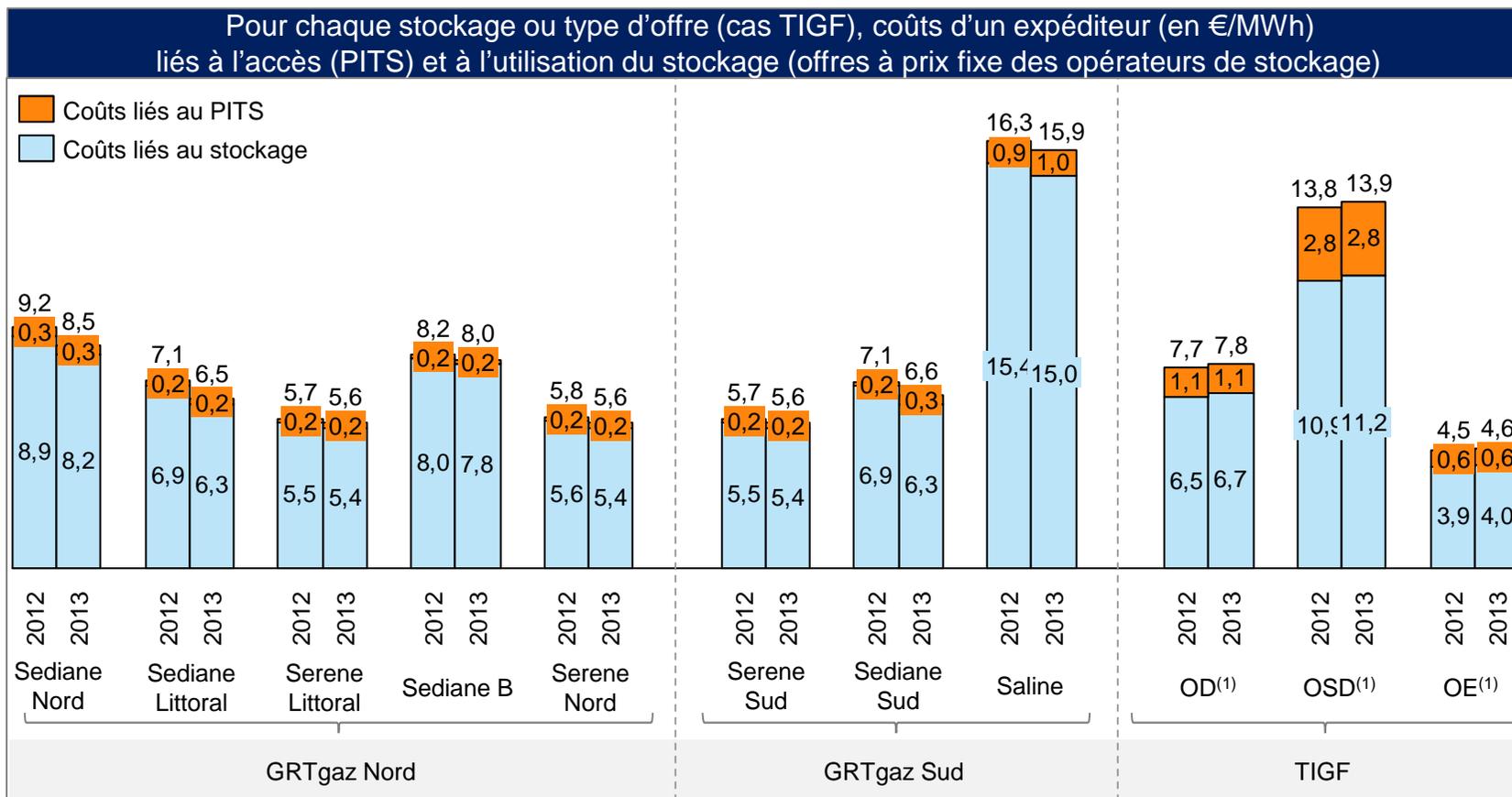
- La différence de service entre les deux GRT réside dans la fermeté des capacités
- En France, une capacité interruptible est tarifée entre 50% et 90% de la capacité ferme
- Selon les pays, ce ratio se situe entre 60% et 98% pour les PITS (hors UK où les capacités interruptibles sont vendues aux enchères sans prix de réserve et sont actuellement vendues à prix nul)
- Au regard de la pratique en France et en Europe, nous proposons de prendre en compte un facteur tarifaire entre GRTgaz et TIGF de 1,33 à 2 (ratio climatique/ferme de 50% à 75%)

Les interruptions de capacité sont un problème majeur pour les expéditeurs et des pistes d'amélioration ont été évoquées

- Les interruptions de capacité en zone GRTgaz sont un problème majeur soulevé par les expéditeurs et les opérateurs de stockage: la fréquence d'interruption de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique
- Des pistes ont été proposées par les acteurs interrogés pour améliorer la gestion de la climaticité ; elles nécessiteraient d'être creusées

Un sujet sensible pour les stockeurs, secondaire pour les shippers

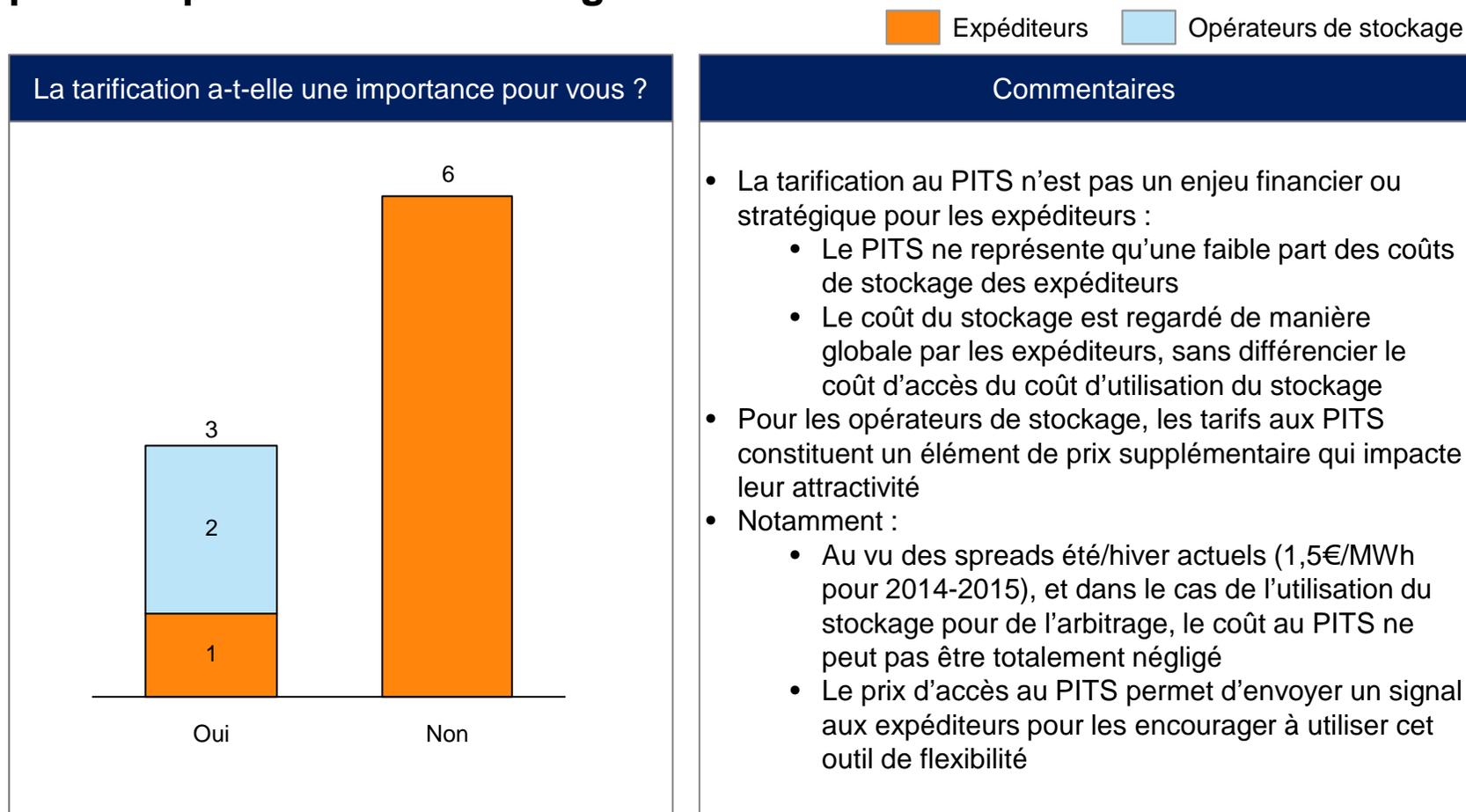
Hors salin, la part du PITS dans le coût total du stockage pour un expéditeur représente de 2 à 4% en zone GRTgaz et de 13 à 15% en zone TIGF, soit entre 0,2 €/MWh et 1,1 €/MWh



(1) OD : Offre Dynamique, OSD : Offre Super-Dynamique (caractéristiques équivalentes à un stockage salin), OE : Offre Equilibre

Un sujet sensible pour les stockeurs, secondaire pour les shippers

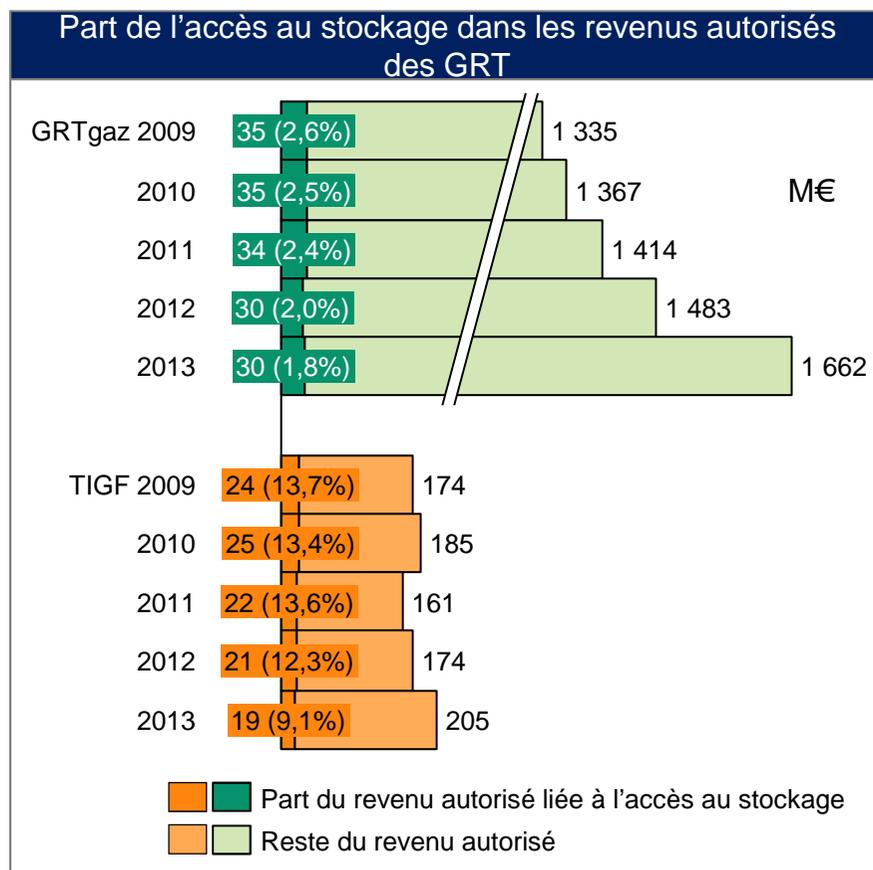
Les expéditeurs interrogés partagent le fait que le PITS n'est pas un élément discriminant dans le choix de leur stockage, avis non partagé par les opérateurs de stockage



Source : Interviews expéditeurs et opérateurs de stockage

Un sujet sensible pour les stockeurs, secondaire pour les shippers

Les revenus maximum tirés des tarifs du PITS dans le revenu autorisé des GRT représentent 30 M€ (2%) pour GRTgaz et 19 M€ (9%) pour TIGF



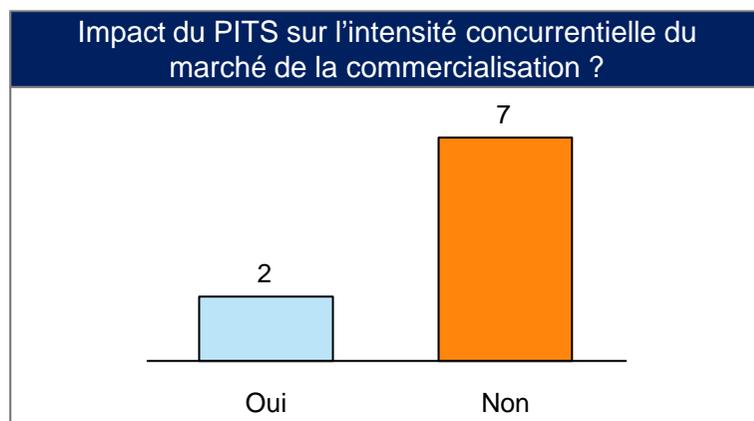
Sources : Délibération ATRT5, CRE

- ### Commentaires
- Les données 2009 à 2012 sont les revenus réalisés liés aux ventes de capacité ; les données 2013 correspondent aux prévisions tarifaires de ventes de capacité pour 2013
 - Les revenus liés à la vente de capacité aux PITS représentent une faible part du revenu autorisé total
 - Ces revenus sont en baisse en raison d'une moindre souscription des stockages. Cela est lié à une baisse du spread été/hiver (de 5,97 €/MWh en 2009/2010 à 2,26 €/MWh en 2012/2013, et ~1,7€/MWh en 2013-2014)
 - Les ventes de capacité aux PITS sont liées à la vente des capacités de stockage. Les revenus qu'elles génèrent sont donc fortement variables

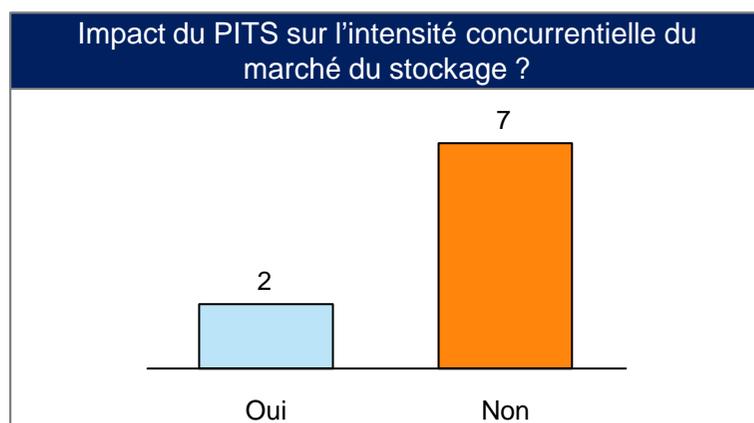
Un sujet sensible pour les stockeurs, secondaire pour les shippers

L'impact du PITS sur l'intensité concurrentielle des marchés de la commercialisation et du stockage est nul pour les expéditeurs, avis non partagé par les opérateurs de stockage

Expéditeurs Opérateurs de stockage



- Commentaires
- Pour les expéditeurs, l'impact du PITS sur le marché de la commercialisation est nul :
 - Le coût au PITS est faible en comparaison du coût du stockage
 - Le marché de la commercialisation aux industriels n'est pas affecté (modulation quasi nulle)
 - Pour les opérateurs de stockage, l'impact est réel

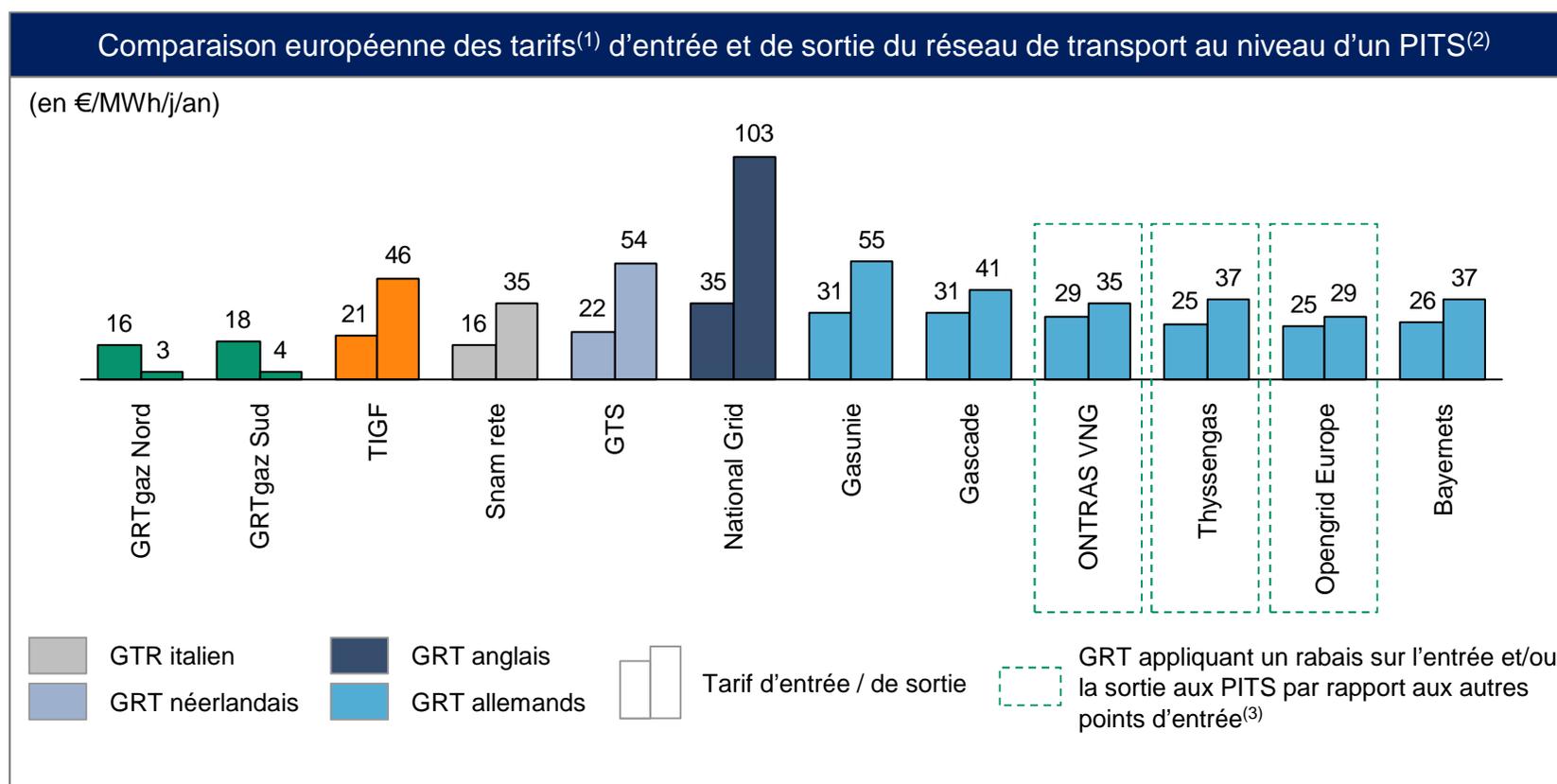


- Commentaires
- Pour les expéditeurs, l'impact du PITS sur le marché du stockage est également marginal :
 - Le coût au PITS est faible en comparaison du coût du stockage
 - Les opérateurs de stockage doivent adapter leurs offres pour être compétitifs
 - Pour les opérateurs de stockage, le tarif au PITS est une composante de l'intensité concurrentielle en France et de l'attractivité des stockages français à l'échelle européenne

Source : Interviews expéditeurs et opérateurs de stockage

Un tarif théorique faible à très faible

Les tarifs aux PITS de GRTgaz sont les plus bas d'Europe en sortie, et dans la moyenne basse en entrée, ceux de TIGF sont dans la moyenne européenne



(1) Tarifs 2013 maximaux dans les cas de tarifs différenciés par stockage, zone ou saison - (2) Conversion de l'€/MWh/h) à l'€/MWh/j/an effectuée sur la base d'un soutirage 2 jours sur 3 durant 5 mois par an et d'un remplissage 2 jours sur 3, 7 mois par an - (3) Voir slide 17

Un tarif théorique faible à très faible

La méthode de tarification aux PITS proposée par GRTgaz en 2010 se base sur des coûts évités

Le réseau est modélisé à partir d'hypothèses simplifiées de deux façons, avec et sans stockage					
Hypothèses					
<ul style="list-style-type: none"> • 450 km, 3 stations de compression, 7 points de livraisons sur le réseau • Consommation annuelle de 115 TWh : 315 GWh/j avec une modulation saisonnière: Hiver : 923 GWh/jour ; Eté: 96 GWh/j 					
Réseau sans stockage	Réseau avec stockage				
<p>Entrée du réseau</p> <p>150 km 150 km 150 km</p> <p>— Canalisations (O) Compresseur ↓ Point de consommation</p>	<p>150 km 150 km 150 km</p> <p>▲ Stockage</p> <p>50 km</p>				
<table border="1"> <tr> <td>Capacité d'entrée nécessaire</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • 923 GWh/j pour gérer la pointe </td> </tr> </table>	Capacité d'entrée nécessaire	<ul style="list-style-type: none"> • 923 GWh/j pour gérer la pointe 	<table border="1"> <tr> <td>Capacité d'entrée nécessaire</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • 347 GWh/jour dus à une modulation 90/110% autour de la consommation journalière moyenne. Le passage de la pointe est assuré par le stockage </td> </tr> </table>	Capacité d'entrée nécessaire	<ul style="list-style-type: none"> • 347 GWh/jour dus à une modulation 90/110% autour de la consommation journalière moyenne. Le passage de la pointe est assuré par le stockage
Capacité d'entrée nécessaire	<ul style="list-style-type: none"> • 923 GWh/j pour gérer la pointe 				
Capacité d'entrée nécessaire	<ul style="list-style-type: none"> • 347 GWh/jour dus à une modulation 90/110% autour de la consommation journalière moyenne. Le passage de la pointe est assuré par le stockage 				
<table border="1"> <tr> <td>Infrastructure nécessaire : Coût : 1389M€</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Compression: 4 x 20 MW + 3 x 16 MW + 3 x 10 MW • Canalisations : 150 km (DN1200+DN750) + 150 km DN1050 +150 km DN900 </td> </tr> </table>	Infrastructure nécessaire : Coût : 1389M€	<ul style="list-style-type: none"> • Compression: 4 x 20 MW + 3 x 16 MW + 3 x 10 MW • Canalisations : 150 km (DN1200+DN750) + 150 km DN1050 +150 km DN900 	<table border="1"> <tr> <td>Infrastructure nécessaire : Coût : 864M€</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Compression : 3 x 10 MW + 4 x 20 MW + 0 ; • Canalisations : 150 km DN900 + 150 km DN900 +150 km DN900. </td> </tr> </table>	Infrastructure nécessaire : Coût : 864M€	<ul style="list-style-type: none"> • Compression : 3 x 10 MW + 4 x 20 MW + 0 ; • Canalisations : 150 km DN900 + 150 km DN900 +150 km DN900.
Infrastructure nécessaire : Coût : 1389M€	<ul style="list-style-type: none"> • Compression: 4 x 20 MW + 3 x 16 MW + 3 x 10 MW • Canalisations : 150 km (DN1200+DN750) + 150 km DN1050 +150 km DN900 				
Infrastructure nécessaire : Coût : 864M€	<ul style="list-style-type: none"> • Compression : 3 x 10 MW + 4 x 20 MW + 0 ; • Canalisations : 150 km DN900 + 150 km DN900 +150 km DN900. 				
	<table border="1"> <tr> <td>Charges annuelles additionnelles</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • ~100 M€ dus à l'activité de stockage, à compenser avec le tarif d'accès au stockage </td> </tr> </table>	Charges annuelles additionnelles	<ul style="list-style-type: none"> • ~100 M€ dus à l'activité de stockage, à compenser avec le tarif d'accès au stockage 		
Charges annuelles additionnelles	<ul style="list-style-type: none"> • ~100 M€ dus à l'activité de stockage, à compenser avec le tarif d'accès au stockage 				

Source : GRTgaz



Un tarif théorique faible à très faible

Cette méthode conduit à des tarifs faibles à très faibles

Principe

- Une approche cost-plus est utilisée pour prendre en compte les apports du stockage sur le dimensionnement des infrastructures

Résumé des données principales

	Investissement (M€)	Capacité d'entrée GWh/j	Capacité de soutirage (entrée sur le réseau) GWh/j	Capacité d'injection (sortie du réseau) GWh/j
Réseau sans stockage	1389	923	0	0
Réseau avec stockage	864	347	577	187

Grphe des flux

- 347 GWh/j
- Tarif ATRT4 : 93,62 €/an par MWh/j
- 923 GWh/j
- Tarif ATRT4 : 69,17€/an par MWh/j

Méthode de calcul

- La différence entre les capacités d'entrée et de sortie étant due à la présence de stockage, le tarif d'accès au stockage devrait refléter l'écart entre les 100 M€ de charges opérationnelles dues au stockage et les revenus en entrée et sortie du réseau
- Coût annuel du stockage = $100 \text{ M€} - (347 \cdot 93,62 + 923 \cdot 69,17) \cdot 1000 = 3,6 \text{ M€}$
- Ces 3,6 M€ doivent être répartis sur les 764 GWh/j soutirés ou injectés dans le stockage avec une pondération de 20%/80% (resp.)
- **Les tarifs sont donc fixés à ~12 €/MWh/j en entrée sur le réseau (soutirage des stockages) et ~-2.5€/MWh/j en sortie du réseau (injection dans les stockages)**

Source : GRTgaz



Un tarif théorique faible à très faible

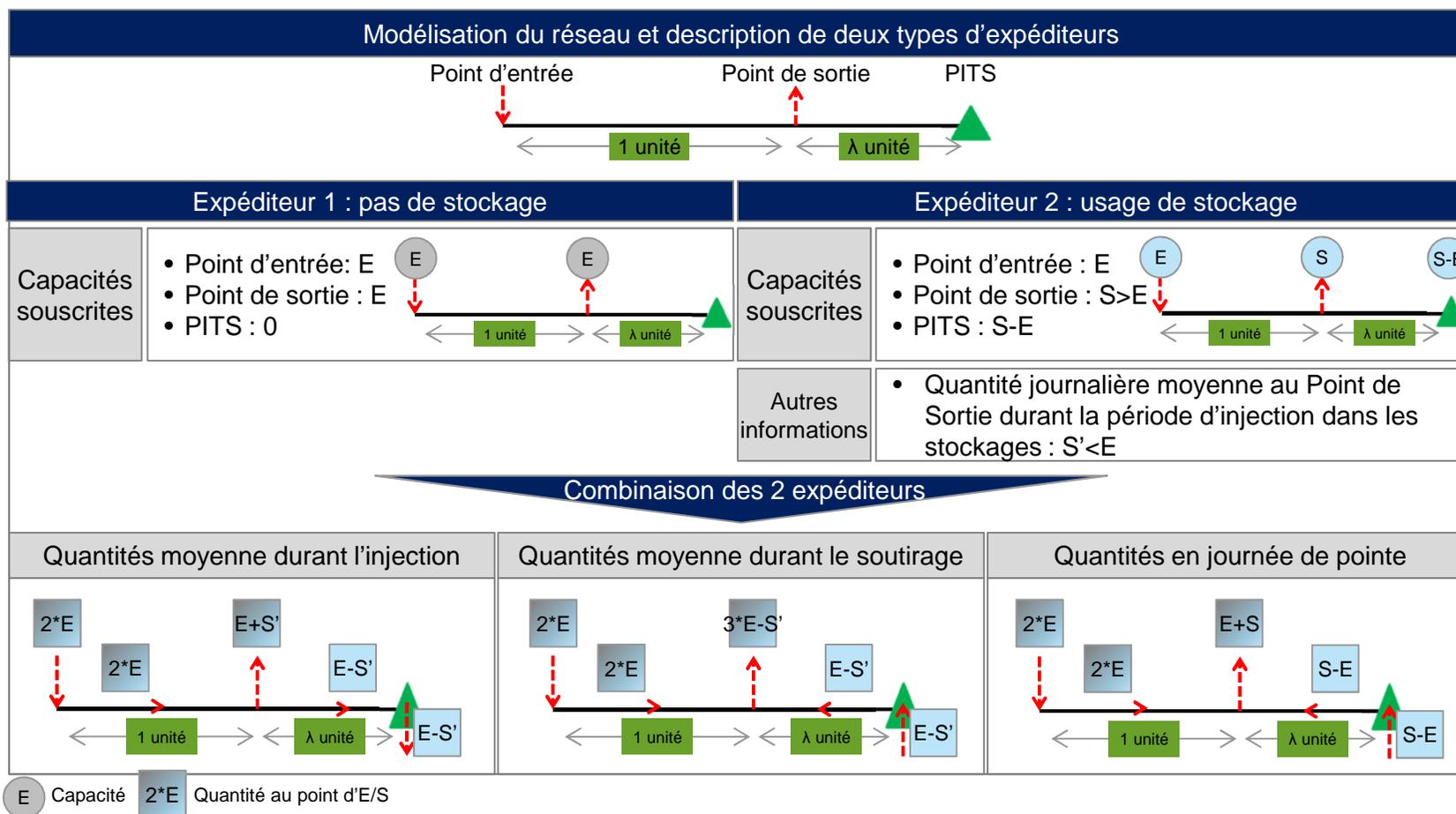
La forte sensibilité de ces tarifs à une légère variation d'hypothèses de calcul interroge la robustesse de la méthode

	Valeur initiale	Hypothèse et calcul	Résultats
Sensibilité sur les OPEX additionnels liés à l'usage du stockage	100 M€, obtenus à partir de l'investissement initial : 2% pour les canalisations et 7% pour les compresseurs	<ul style="list-style-type: none"> OPEX additionnels évalués à 90 M€ Coût annuel du stockage = $90 \text{ M€} - (347 \cdot 93,62 + 923 \cdot 69,17) \cdot 1000 = -6,3 \text{ M€}$ 	Tarifs d'entrée et sortie de -22,8€/MWh/j et -4,5€/MWh/j
		<ul style="list-style-type: none"> OPEX additionnels évalués à 96 M€ Coût annuel du stockage = $96 \text{ M€} - (347 \cdot 93,62 + 923 \cdot 69,17) \cdot 1000 = 0 \text{ M€}$ 	Tarifs d'entrée et sortie nuls
Sensibilité sur les autres termes tarifaires	Tarifs de l'ATRT4	<ul style="list-style-type: none"> Application des tarifs de l'ATRT5, avec des capacités fermes en sortie du réseau (83,35 €/MWh/j/an) Coût annuel du stockage = $100 \text{ M€} - (347 \cdot 112,72 + 923 \cdot 83,35) \cdot 1000 = -16 \text{ M€}$ 	Tarifs d'entrée et sortie très négatifs
		<ul style="list-style-type: none"> Application des tarifs de l'ATRT5, avec des capacités interruptibles en sortie du réseau (41,68 €/MWh/j/an) Coût annuel du stockage = $100 \text{ M€} - (347 \cdot 112,72 + 923 \cdot 41,68) \cdot 1000 = +22 \text{ M€}$ 	Tarifs d'entrée et sortie très élevés
Autres sensibilités possibles	<ul style="list-style-type: none"> Sur le montant des investissements Sur la plage de modulation assurée par le réseau (actuellement 90%/110%) 		

Source : GRTgaz

Un tarif théorique faible à très faible

Une autre méthode, plus robuste, a été développée en 2003 par GDF Transport et a servi à la tarification actuelle en zones GRTgaz



Un tarif théorique faible à très faible

La méthode de GDF Transport conduit également à des tarifs faibles à très faibles

Les tarifs au niveau des PITS doivent refléter la contribution aux coûts du réseau des expéditeurs

Contribution aux coûts du réseau	Expéditeur 1 : pas de stockage	<ul style="list-style-type: none"> • $1 * E$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapport des contributions : $x = 1 + \lambda * \left(\frac{S}{E} - 1 \right)$ $= (1 - \lambda) + \left(\frac{S}{E} * \lambda \right)$
	Expéditeur 2 : usage du stockage	<ul style="list-style-type: none"> • $1 * E + \lambda * (S - E)$ 	
Tarifs unitaires et montant à payer par expéditeur			<ul style="list-style-type: none"> • Rapport des montants à payer : $y = \left[\alpha - w * \alpha - \frac{S'}{E} * i * (1 - \alpha) \right] + \frac{S}{E} * [1 - \alpha + w * \alpha] + i * (1 - \alpha)$
	Expéditeur 1 : pas de stockage	<ul style="list-style-type: none"> • $E * \alpha * P + E * (1 - \alpha) * P = E * P$ 	
Expéditeur 2 : usage du stockage	<ul style="list-style-type: none"> • $E * \alpha * P + S * (1 - \alpha) * P + (S - E) * w * \alpha * P + (E - S) * i * (1 - \alpha) * P$ 		
Reflète des contributions par les tarifs	$x = y \rightarrow 1 - \alpha + w * \alpha = \lambda \rightarrow w = \frac{\lambda - 1 + \alpha}{\alpha}$ <p>En remplaçant la valeur de w dans l'équation x=y, il vient que : $1 - \lambda - \left(1 - \frac{S'}{E}\right) * i * (1 - \alpha) = 1 - \lambda$</p> <p>On a donc $i = 0$</p>		



Un tarif théorique faible à très faible

La méthode conduit à proposer un tarif d'injection dans le stockage nul

Tarif de sortie
: 0

- Le tarif de sortie du réseau à l'injection dans les stockages doit être nul ($i=0$)

Tarif d'entrée :
faible,
dépendant de
la distance des
points de
consommation
aux stockages

- Le prix d'entrée sur le réseau en soutirage des stockages dépend :
 - De la position des stockages sur le réseau (distance aux point d'entrée et de sortie, λ)
 - Du ratio entre les tarifs d'entrée et de sortie sur le réseau (α)
- On obtient notamment que:
 - Si le stockage est au niveau d'un point d'entrée du réseau ($\lambda=1$), le tarif d'entrée au PITS sur le réseau devrait être égal au tarifs aux points d'entrée du réseau
 - Si le stockage est au niveau d'un point de sortie du réseau ($\lambda=0$), w devient négatif ou nul, et le tarif d'entrée sur le réseau au PITS devrait être égal à l'opposé du tarif aux points de sortie du réseau
- De manière générale, vu l'emplacement des stockages en France, proches des points de consommation, **le tarif d'entrée sur le réseau au niveau des PITS devrait être très faible**



Un tarif théorique faible à très faible

Les deux méthodes proposées prennent en compte les apports du stockage au système gazier...

CAPEX évités	<ul style="list-style-type: none">• Les stockages permettent un dimensionnement et des investissements moindres dans le réseau<ul style="list-style-type: none">• Dimensionnement des canalisations au flux moyen d'import plutôt qu'au flux maximum• Nombre de compresseurs moins important
OPEX évités	<ul style="list-style-type: none">• La bonne répartition des stockages sur le territoire français permet d'économiser des coûts de compression<ul style="list-style-type: none">• En volume : l'amplitude du volume journalier de gaz transporté est moindre, réduisant l'énergie consommée par les compresseurs• En valeur : le coût de l'énergie est moindre durant la période de remplissage des stockages où les compresseurs des GRT sont sollicités• Les stockages participent au maintien de la pression réseau au travers d'accords d'interface, sans lesquels les GRT devraient apporter une pression supplémentaire au réseau, plus coûteuse
Gestion des congestions internes et équilibrage du réseau	<ul style="list-style-type: none">• Le recours au stockage permet aux GRT d'assurer la levée de congestions au sein d'une zone et d'assurer la fermeté des capacités entrée/sortie sous réserve d'un fonctionnement climatique• Le recours au stockage est le principal moyen d'équilibrage du réseau, que cet équilibrage soit effectué par les GRT ou les expéditeurs• Cet apport est d'autant plus important que la liquidité du marché de la zone est faible
Sécurité d'approvisionnement	<ul style="list-style-type: none">• En souscrivant du stockage, les expéditeurs participent à la sécurité d'approvisionnement de la France, notamment pendant les pointes hivernales de consommation
Participation à la liquidité du marché	<ul style="list-style-type: none">• Les volumes de stockage favorisent les échanges de gaz aux PEG

Sources : Analyses Pöry Management Consulting



Un tarif théorique faible à très faible

...comme le préconise l'ACER dans les futurs codes de tarifs

Préconisations de l'ACER

- Dans les “Framework Guidelines on Harmonised transmission tariff structures” du 17 septembre 2012, l'ACER donne ses premières conclusions, notamment sur la tarification aux points d'entrée/sortie des stockages
- L'ACER indique notamment que les points d'entrée et de sortie des installations de stockage de gaz devraient être tarifés en incluant une remise afin de refléter les apports des stockages :
 - à la stabilité du système gazier,
 - à l'utilisation efficace du réseau,
 - à l'optimisation des investissements et
 - au bon fonctionnement des échanges transfrontaliers

Sources : ACER



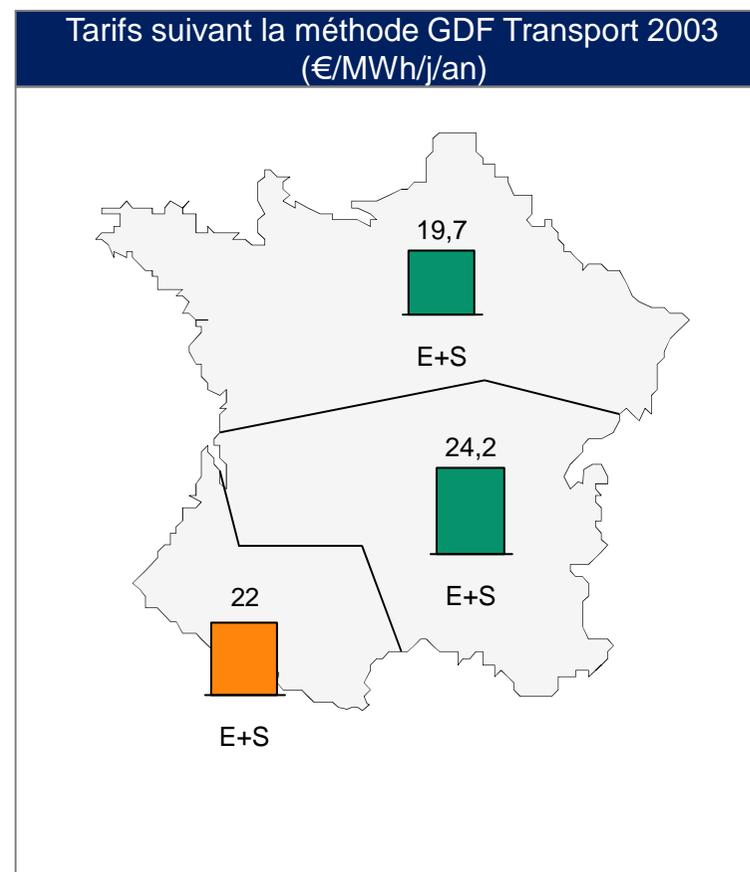
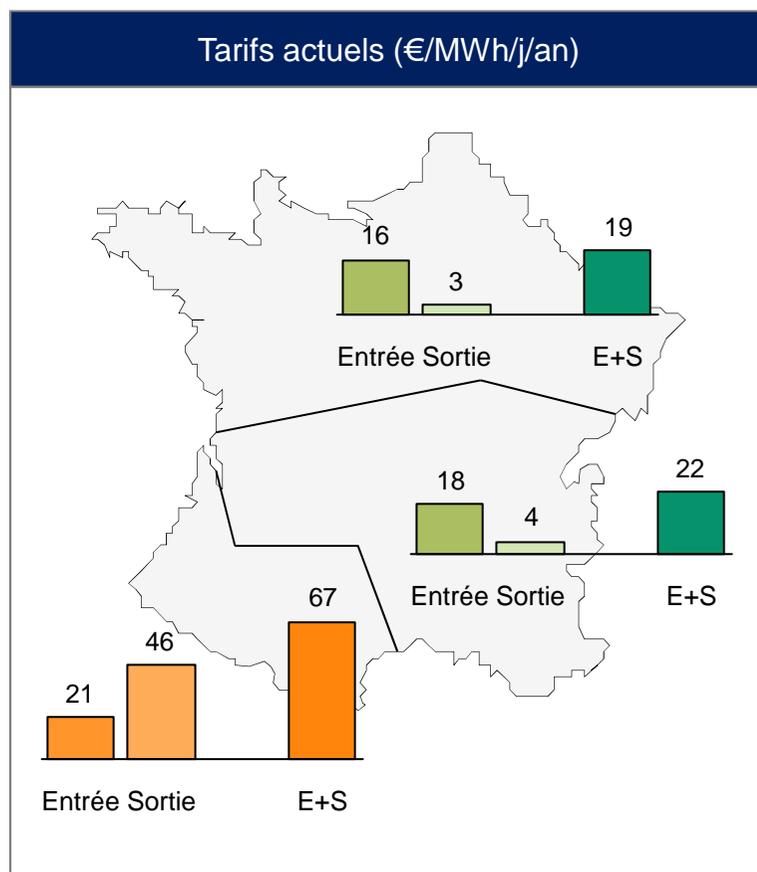
Un tarif théorique faible à très faible

Certains pays appliquent déjà une remise tarifaire pour l'accès au stockage

Pays	GRT	Réduction tarifaire par rapport aux autres points pour des capacités fermes	
		Entrée	Sortie
Italie 	Snam	Non	Non
UK 	National Grid	Non	Non
Pays-Bas 	Gasunie Transport Services	<ul style="list-style-type: none">Non, actuellementRemise de 25% en discussion pour 2014	Non
Allemagne 	OGE	Non	Oui, 50%
	Ontras	Oui, 25%	Oui, 25%
	Thyssengas	Oui, 15%	Oui, 65%
	Gascade	Non	Non
	Gasunie	Non	Non
	Bayernets	Non	Non

Un tarif théorique faible à très faible

En appliquant la méthode GDF Transport à des capacités climatiques, les tarifs aux PITS (E+S) convergent autour de 20-24 €/MWh/j et sont proches des tarifs actuels en zones GRTgaz



Sources : Analyses Pöry Management Consulting



Une tarification des PITS prenant en compte la climaticité

La différence de service entre les deux GRT réside dans la fermeté des capacités

GRTgaz			TIGF	
Maturités disponibles			Maturités disponibles	
Capacité annuelle	✓	=	Capacité annuelle	✓
Capacité mensuelle	✓		Capacité mensuelle	✓
Capacité journalière	✓		Capacité journalière	✓
Fermeté des capacités			Fermeté des capacités	
Climatique : La disponibilité des capacités d'injection (en période d'été) et de soutirage (en période d'hiver) dépend de la température. Plus la température est basse en hiver et plus les capacités de soutirage sont disponibles. A l'inverse, plus la température est élevée en été et plus les capacités d'injection sont disponibles.		≠	Ferme	

Sources : GRTgaz, TIGF



Une tarification des PITS prenant en compte la climaticité

En France, une capacité interruptible est tarifée entre 50% et 90% de la capacité ferme

	Points concernés	Coefficient sur terme ferme des capacités interruptibles
Capacité d'entrée sur le réseau principal	Taisnière B Taisnière H Dunkerque Obergailbach	50%
	TIGF	75%
Capacité de sortie du réseau principal	TIGF	90%
	Oltingue Jura	75%
Capacité entre zone d'équilibrage GRTgaz	Nord → Sud Sud → Nord	50%
Capacité de transport sur le réseau régional	Tous	50%
Capacité de livraison aux clients finals	Tous	50%

Sources : Délibération ATRT5, CRE



Une tarification des PITS prenant en compte la climaticité

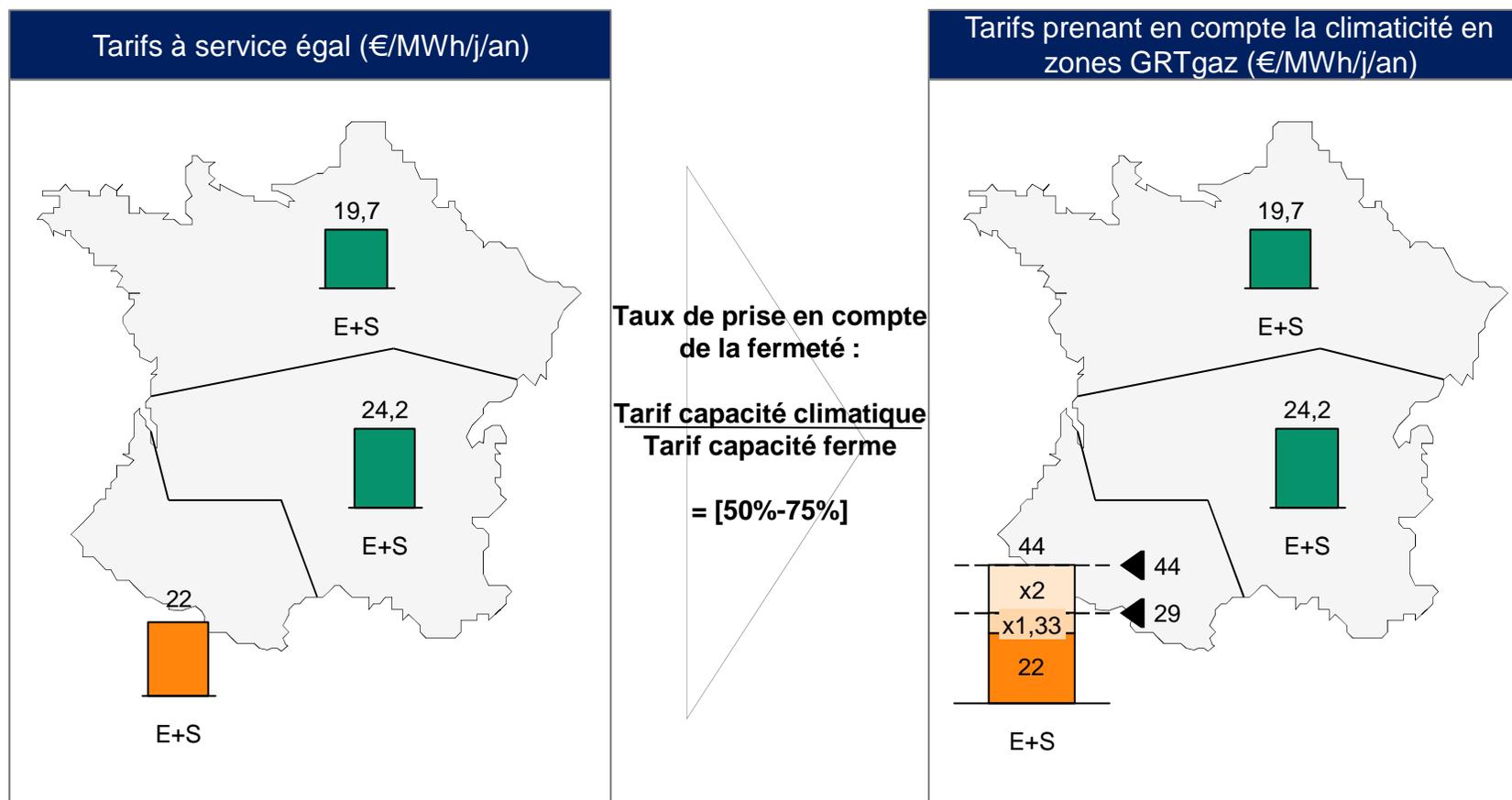
Selon les pays, ce ratio se situe entre 60% et 98% pour les PITS (hors UK où les capacités interruptibles sont vendues aux enchères sans prix de réserve et sont actuellement vendues à prix nul)

Pays	GRT	Coefficient sur terme ferme des capacités interruptibles	Commentaire
Italie 	Snam	80 à 90%	Selon le « rang » de la capacité interruptible
UK 	National Grid	0%	Pas de prix de réserve pour les capacités interruptibles
Pays-Bas 	GTS	70 ou 85%	Pour des probabilités d'interruption de 5 à 15% et 0 à 5% respectivement
Allemagne 	OGE	80%*	60% avant la dernière délibération
	Ontras	98%*	/
	Thyssengas	60%*	/
	Gascade	60%*	/
	Gasunie	60%*	/
	Bayernets	60%*	/

*: capacités interruptibles. Des discussions ont actuellement lieu pour introduire des capacités climatiques en Allemagne afin d'optimiser l'usage des réseaux – Sources : Analyses Pöry Management Consulting

Une tarification des PITS prenant en compte la climaticité

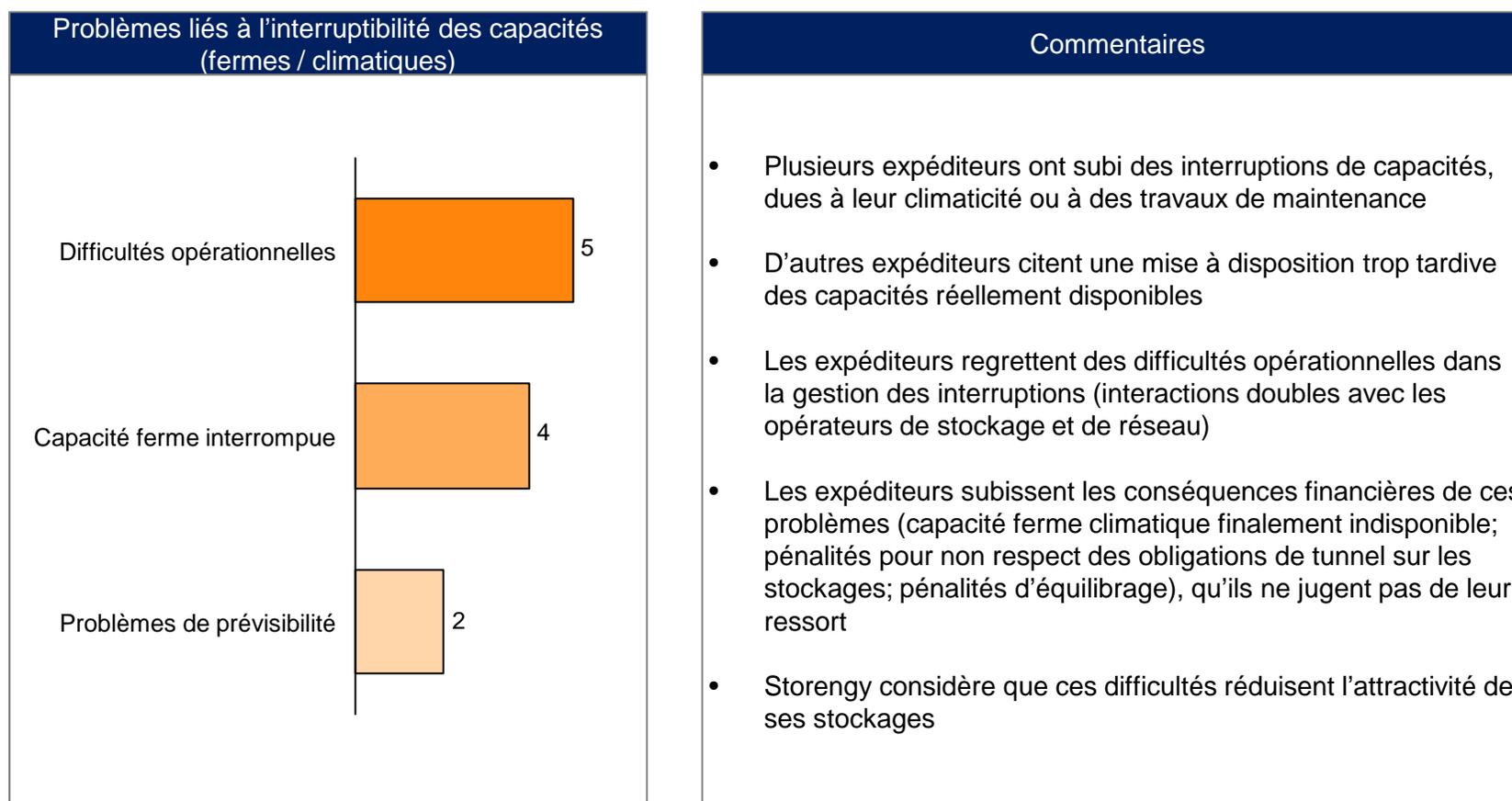
Au regard de la pratique en France et en Europe, nous proposons de prendre en compte un facteur tarifaire entre GRTgaz et TIGF de 1,33 à 2 (ratio climatique/ferme de 50% à 75%)



Sources : Analyses Pöry Management Consulting

Un problème majeur, des pistes d'amélioration évoquées

Les interruptions de capacité en zone GRTgaz sont un problème important soulevé par les expéditeurs et les opérateurs de stockage



Source : Interviews expéditeurs et opérateurs de stockage

Un problème majeur, des pistes d'amélioration évoquées

Dans les faits, l'interruption de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique

Nombre de jours d'interruption et capacité interrompue au niveau de chaque PITS durant l'année 2012										
PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions ⁽¹⁾	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions ⁽¹⁾
Nord B	20	9%	0,67	3,5%		0	0%	0	0%	
Nord Atlantique	136	63%	5,7	15,7%		0	0%	0	0%	
Nord Est	42	20%	4,2	8,9%		0	0%	0	0%	

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Sources : GRTgaz, analyses Pöry Management Consulting

Un problème majeur, des pistes d'amélioration évoquées

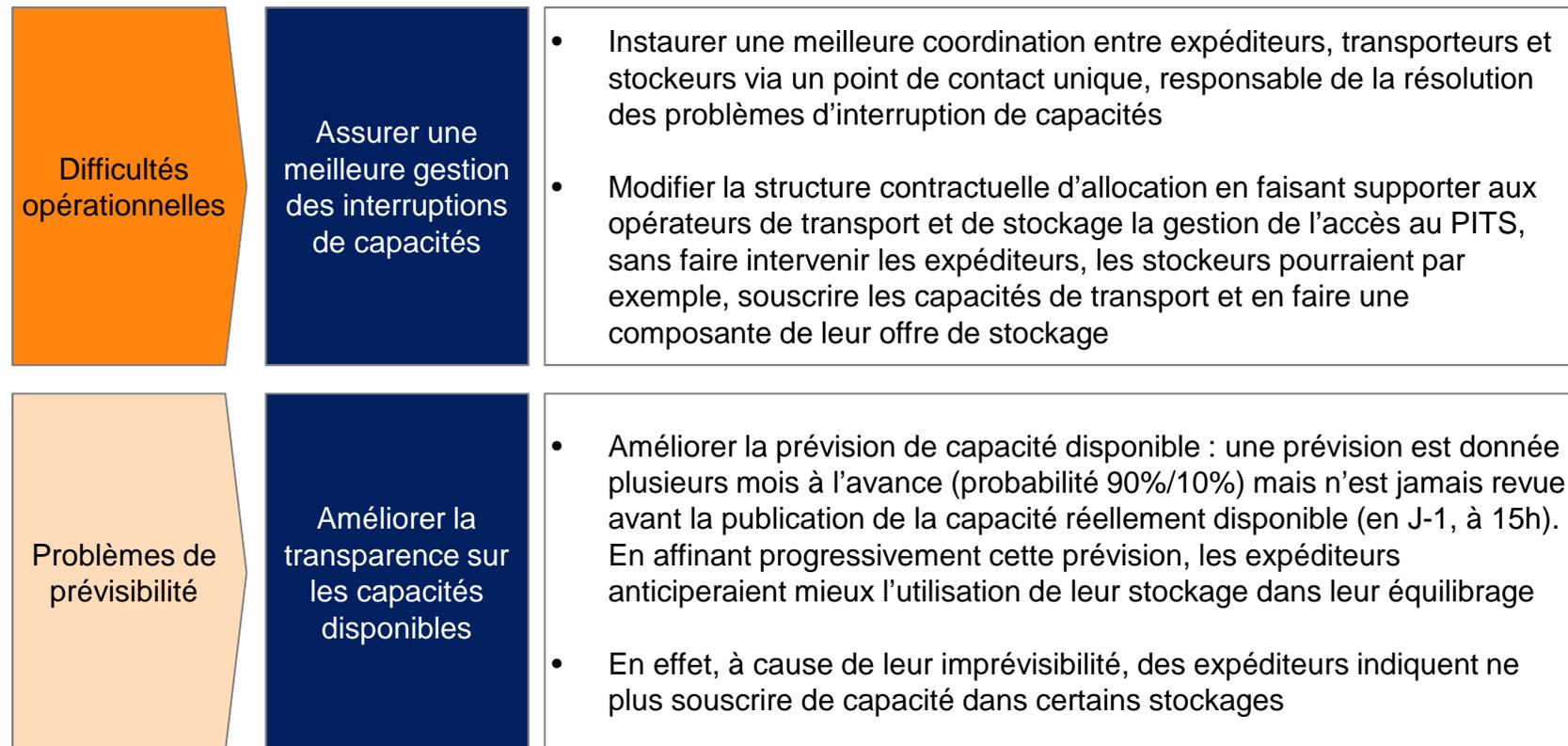
Dans les faits, l'interruption de capacité aux PITS GRTgaz atteint 63% à l'injection sur le groupement Nord Atlantique et 72% au soutirage sur Sud Atlantique

Nombre de jours d'interruption et capacité interrompue au niveau de chaque PITS durant l'année 2012										
PITS	Injection - Interruptions					Soutirage - Interruptions				
	# jours (total = 214j)	% sur période d'injection	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions ⁽¹⁾	# jours (total = 151j)	% sur période de soutirage	Capacité (TWh)	% capacité souscrite totale	Répartition par décile des % interruptions ⁽¹⁾
Nord Ouest	17	8%	1,2	3,2%		0	0%	0	0%	
Sud Atlantique	10	5%	1,1	2,7%		109	72%	9,6	34%	
Sud Est	33	15%	1,6	8,1%		3	2%	1,2	1,1%	

(1) Il s'agit de la répartition des jours d'interruption en fonction du niveau d'interruption de la capacité souscrite - Sources : GRTgaz, analyses Pöry Management Consulting

Un problème majeur, des pistes d'amélioration évoquées

Des pistes ont été proposées par les acteurs interrogés pour améliorer la gestion de la climaticité, elles nécessiteraient d'être creusées



Source : Interviews expéditeurs et opérateurs de stockage

ANNEXES

Illustration des capacité climatique sur le réseau de GRTgaz

Les capacités en injection et en soutirage des stockages dépendent de la température efficace

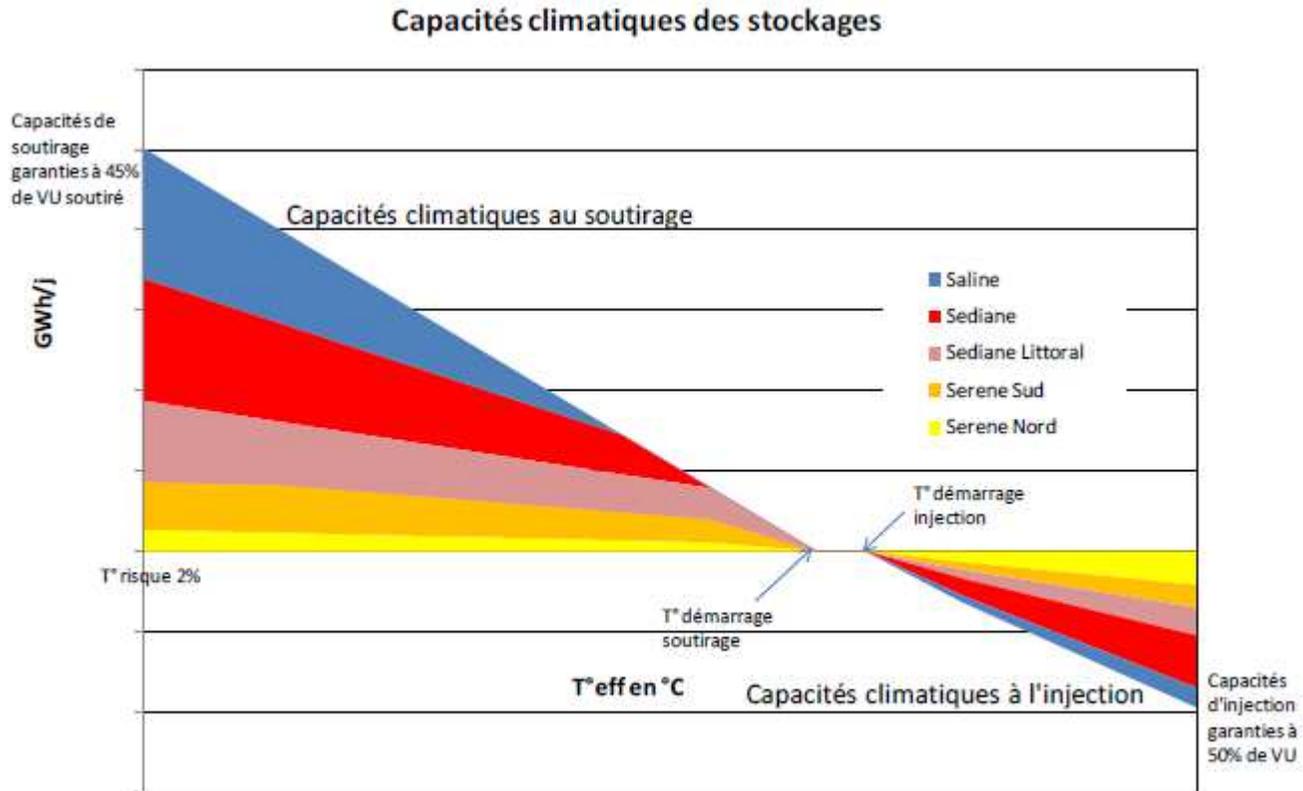
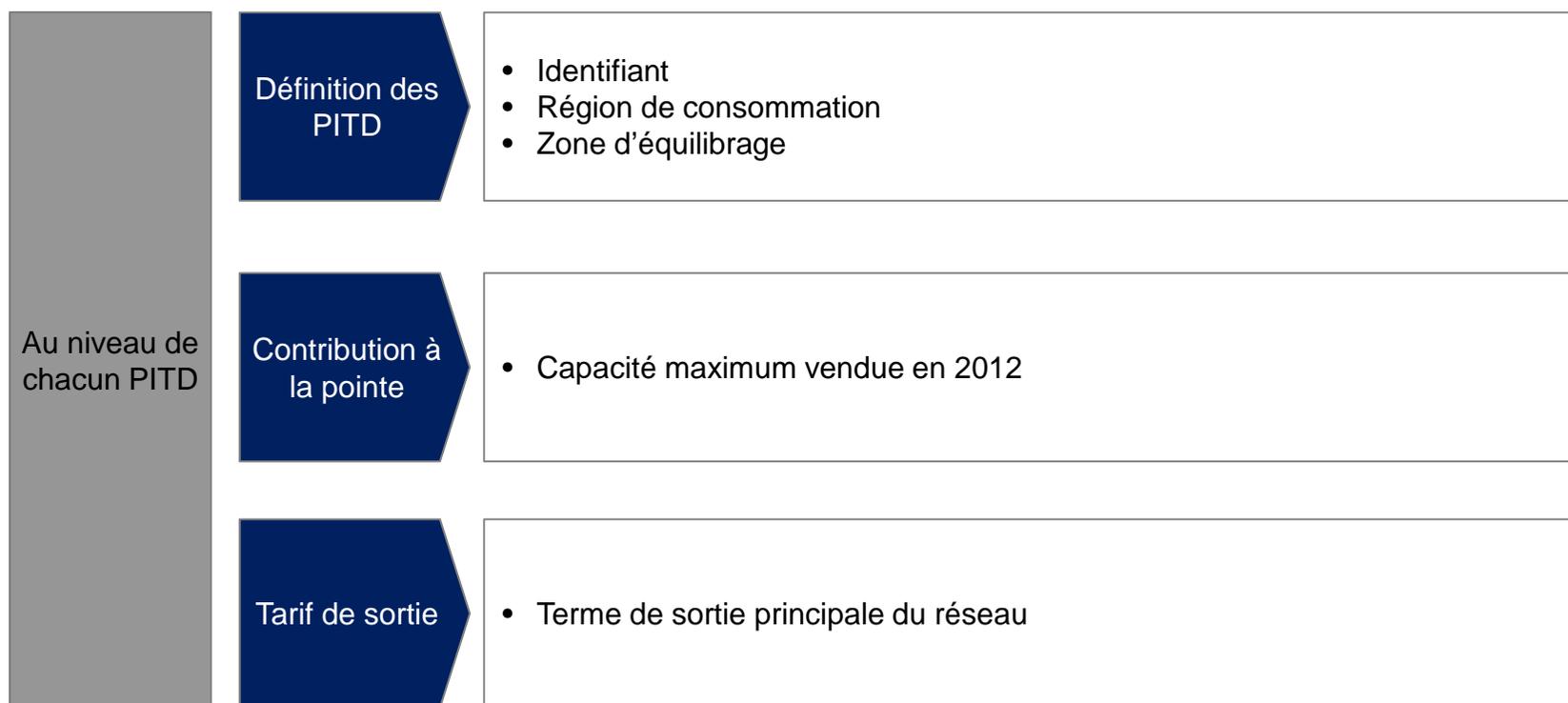


Figure 2 : modèle climatique d'utilisation des stockages

Sources : Code Opérationnel Réseau, GRTgaz

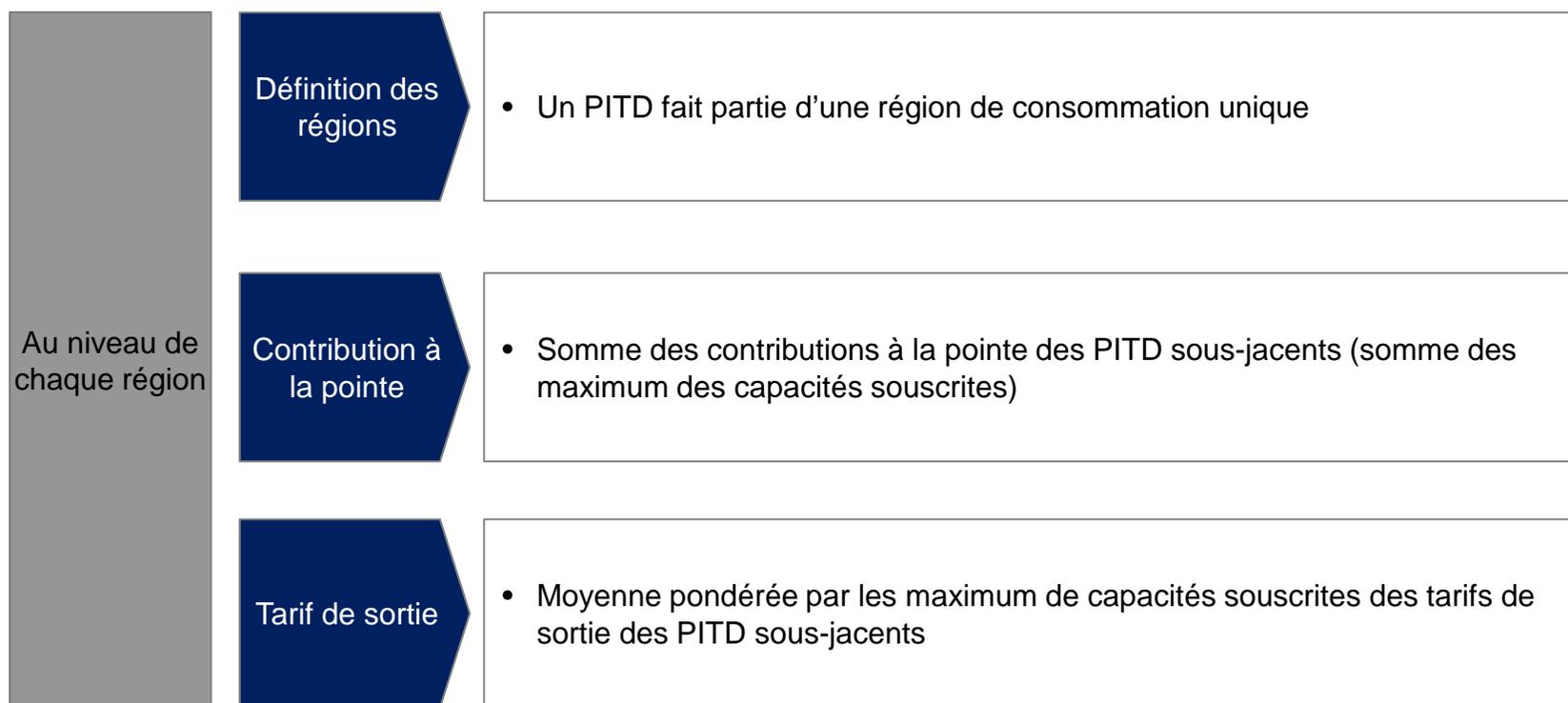
Calcul du tarif d'entrée – méthode adoptée (1/3)

En partant de leur définition, on calcule, pour chaque PITD, sa contribution maximum à la demande de pointe (capacité maximum) et son tarif de sortie



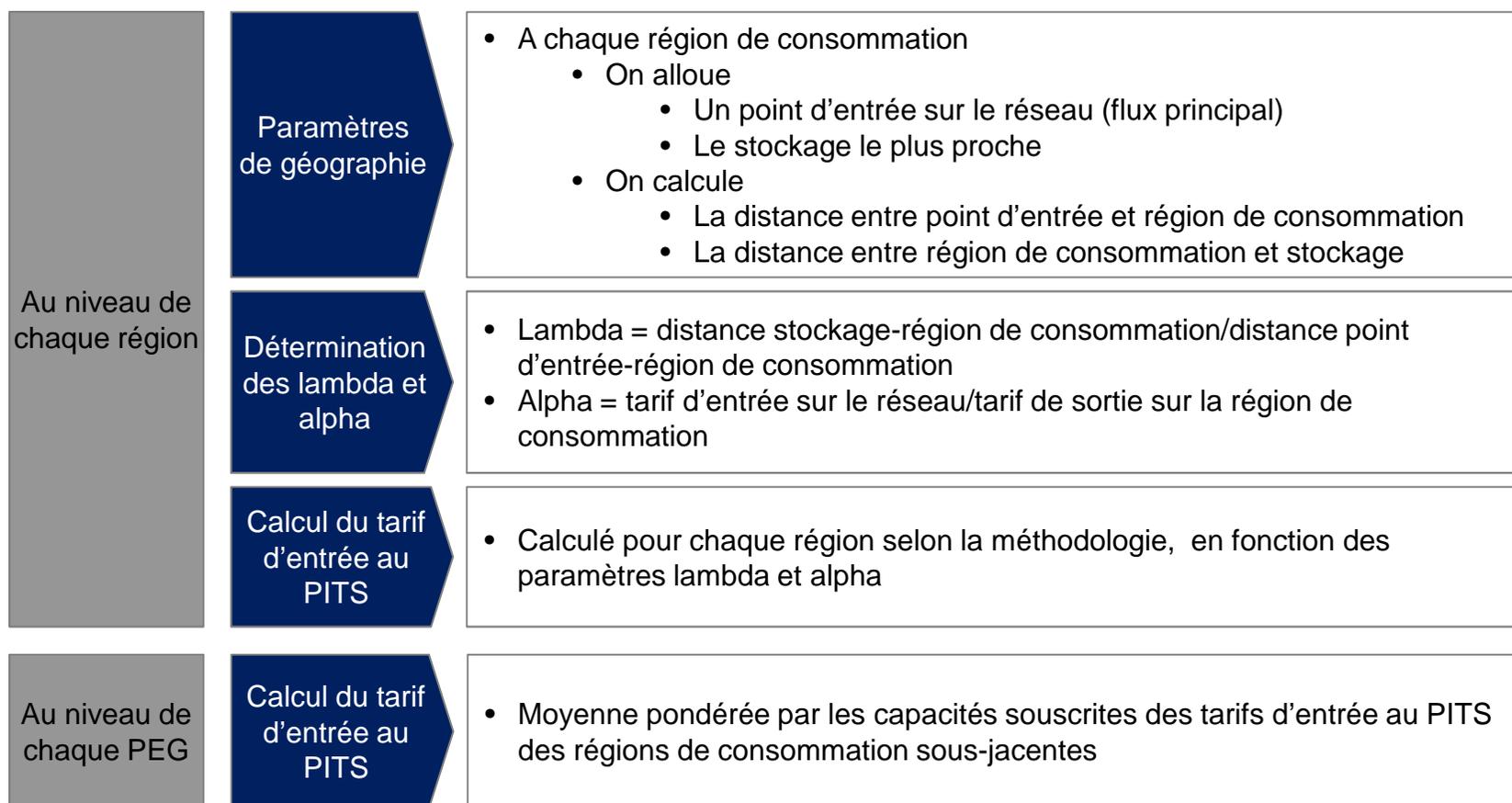
Calcul du tarif d'entrée – méthode adoptée (2/3)

Les informations sont ensuite agrégées au niveau d'une région de consommation



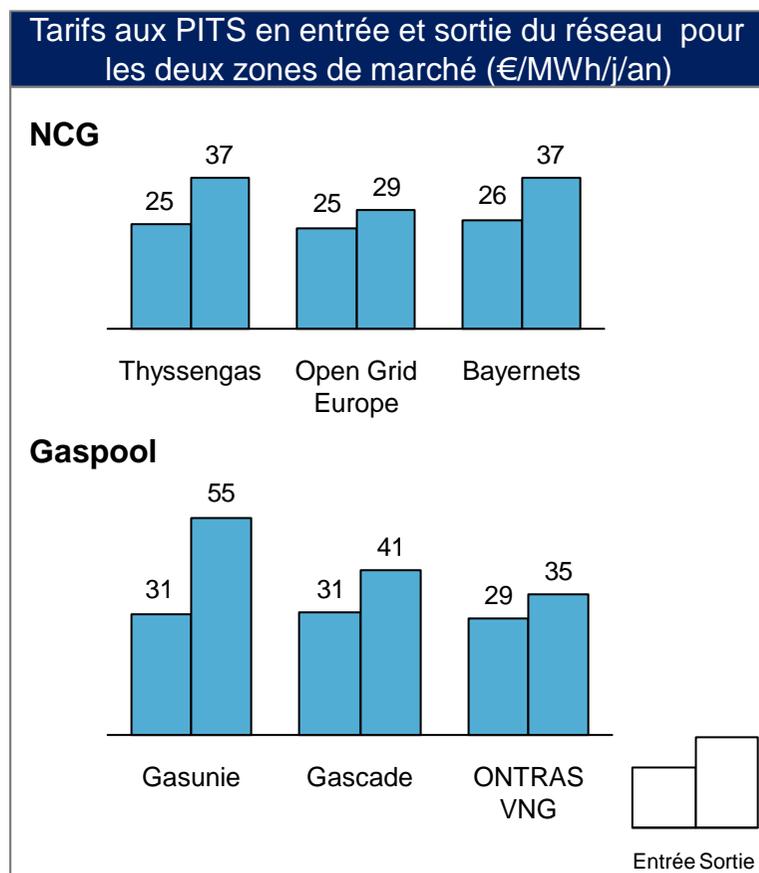
Calcul du tarif d'entrée – méthode adoptée (3/3)

Les calculs de tarif d'entrée au PITS sont ensuite calculés au niveau d'une région de consommation, puis au niveau du PEG



Cas allemand

En Allemagne, des tarifs d'accès aux PITS différenciés sont appliqués au sein d'une même zone de marché, sans que cela ne pose de problème



Sources : GRT allemands, analyse Pöry Management Consulting

Intérêt du sujet en Allemagne

- La tarification d'accès aux PITS ne fait l'objet d'aucun problème en Allemagne, ni de la part des expéditeurs, ni de la part des opérateurs de stockage, ni de la part des opérateurs de réseaux

