

Premessa

Infrastrutture Trasporto Gas Spa (di seguito anche “**ITG**” o “**Operatore**”) accoglie con estremo favore l’invito rivolto dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (di seguito anche “**AEEG**” o “**Autorità**”) ai soggetti interessati, imprese di trasporto ed associazioni di categoria, finalizzato alla predisposizione di osservazioni sui punti proposti ed eventuali suggerimenti, funzionali al raggiungimento di una regolazione tariffaria per il periodo 2014-2017 (quarto periodo regolatorio) che persegua gli obiettivi fissati nel DCO 164/13/R/gas (di seguito anche “**Documento di Consultazione**”).

A tal proposito, l’Autorità ha precisato che al fine di perseguire la finalità di promozione della concorrenza ed efficienza nei servizi di pubblica utilità nel settore del gas, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti¹, con specifico riferimento al periodo oggetto di analisi, occorrerà tener conto dei seguenti obiettivi:

- introdurre principi di maggiore selettività² nell’incentivazione dei nuovi investimenti rispetto al terzo periodo di regolazione;
- introdurre meccanismi di regolazione che inducano gli operatori ad incrementare, rispetto al terzo periodo di regolazione, la propria efficienza e a garantire l’utilizzo di soluzioni tecnologiche innovative nella realizzazione di nuovi investimenti;
- introdurre meccanismi per assicurare la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture;
- assicurare la coerenza dei criteri di regolazione tariffaria con la disciplina in fase di evoluzione in materia di determinazione dei criteri tecnico-economici di allacciamento alle reti di trasporto;
- avviare lo sviluppo di strumenti di incentivazione al miglioramento del servizio erogato basati sulla rilevazione e misura degli *output*;

¹ Cfr. Deliberazione 7 Febbraio 2013 45/2013/R/Gas, pag. 2

² In merito alla selettività e come opportunamente precisato dalla stessa AEEG nel suo Documento di Consultazione (punto 6.2 pag 14) la stessa: “*intende delineare un percorso di graduale adozione di meccanismi di incentivazione output-based per i nuovi investimenti, che vincolino il riconoscimento di una maggiore remunerazione al beneficio che l’investimento apporta per il sistema anche valutato mediante apposito indice di efficienza. Con tale intervento l’Autorità intende accrescere gradualmente la responsabilizzazione degli operatori di rete rispetto alle scelte di sviluppo del sistema di trasporto, garantendo comunque la necessaria stabilità e certezza regolatoria tramite la definizione ex-ante dei criteri di incentivazione applicati*”.

- semplificare la regolazione della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.

In considerazione di ciò, con la presente analisi, ITG intende fornire le proprie osservazioni sui punti richiesti nel DCO 164/13/R/gas³, integrando le stesse con alcune informazioni tecniche, economiche e patrimoniali.

Questa parte verrà preceduta da una introduzione all'interno della quale ITG presenta le osservazioni di carattere generale, al fine di poter meglio inquadrare la *ratio* delle risposte ai quesiti puntuali proposti da codesta Autorità.

Si evidenziano nuovamente, inoltre, le peculiarità dell'infrastruttura di cui ITG è proprietaria⁴, tale da doverla considerare dissimile a quelle degli altri operatori (gestori o proprietari) di infrastrutture della rete di trasporto del gas esclusivamente di rete regionale in esercizio in Italia.

In quest'ottica, appare evidente che, ove nel DCO 164/13/R/gas si faccia riferimento ad una determinazione di valori medi di settore per il calcolo dei corrispettivi tariffari si compie una generalizzazione penalizzante per quelle realtà operative, come ITG, di natura difforme dal modello medio.

Tale diversità deve essere presa in considerazione e valutata sotto il profilo tariffario configurabile per l'operatore ITG.

Si chiede all'Autorità di rendere chiara la posizione assunta in riferimento alle metodologie introdotte dal Documento di Consultazione ed ai criteri utilizzati al fine di una corretta formazione delle tariffe⁵, secondo principi condivisi ed esplicitati *ex-ante*⁶ nel pieno rispetto di un principio di non discriminazione e di *cost-reflectivity* tra gli operatori che presentano caratteristiche tecniche diverse.

³ Cfr. Parte III e IV del Documento di Consultazione.

⁴ A questo proposito, si evidenzia da subito che come desumibile dal DLgs 93/11, è fatto obbligo per i soli operatori di Rete nazionale di procedere ad un procedimento di certificazione. Obbligo diversamente non applicabile alle imprese minori di trasporto regionale (articolo 10 comma 4 DLgs 93/2011). In tal senso anche paragrafo 2 *infra*.

⁵ Cfr. Art.1 della Legge 14 novembre 1995, n. 481 "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità". Finalità che devono sposarsi con quanto indicato all'interno dell'articolo 23 Decreto Letta;

⁶ A questo proposito, si evidenzia che come esplicitato dalla normativa comunitaria Direttiva 2009/73/CE art. 41 para 6 "le autorità di regolamentazione hanno il compito di fissare o approvare, con sufficiente anticipo rispetto alla loro entrata in vigore, quantomeno le metodologie usate per calcolare o stabilire i termini e le condizioni per : a) la connessione e l'accesso alla rete nazionali, comprese le tariffe di trasporto e distribuzione e le modalità, le condizioni e le tariffe per l'accesso agli impianti di GNL...".

A. OSSERVAZIONI DI CARATTERE GENERALE

1. [OMISSIS]

2. *Evoluzione normativa e costi operativi derivanti dal recepimento delle misure introdotte dal DLgs 93/11 per gli operatori attivi nel trasporto del gas*

Come è noto, in attuazione degli obblighi previsti dal DLgs 93/11 che ha recepito nell'ordinamento nazionale i requisiti previsti dalla Direttiva 2009/73/CE, le imprese che intendono agire in qualità di gestore di trasporto indipendente, sono tenute ad avviare un processo per il rilascio della certificazione in qualità di ITO (*"Independent Transmission Operator"*).

Per quanto strettamente concerne i costi che un operatore di rete deve supportare per l'adempimento degli obblighi imposti dal DLgs 93/11, l'AEEG ha da tempo ritenuto opportuno deliberare *"l'avvio di un procedimento finalizzato all'eventuale riconoscimento degli oneri sostenuti dalla imprese del trasporto, relativi ai costi per il recepimento delle misure introdotte dal decreto legislativo 93/11 in materia di gestore di trasporto indipendente ed ai costi derivanti dalla implementazione della delibera ARG/gas 45/11, secondo il criterio di pertinenza, congruità e addizionalità di detti costi"* (Deliberazione 6 Dicembre 2012, 515/2012/R/Gas)⁷.

Alla luce di quanto sopra, ITG coglie l'occasione per richiamare l'attenzione di codesta Autorità su quanto dalla stessa esplicitato nella Deliberazione 515/2012/R/Gas, al fine di procedere all'avvio del procedimento indicato finalizzato al riconoscimento degli oneri sostenuti in attuazione del DLgs 93/11 quali costi operativi.

3. *Osservazioni in merito alla remunerazione del capitale investito riconosciuto (WACC).*

Alla luce delle indicazioni contenute nel DCO 164/13/R/gas⁸ e relative ai parametri utilizzati per il quarto periodo regolatorio, il calcolo della remunerazione per il capitale investito (WACC) porterebbe ad una remunerazione del 6,3%, leggermente inferiore al valore di 6,4% stabilito per il

terzo periodo. Tale calcolo, come dettagliato nella Tavola 6, si basa sull'ipotesi di assumere il valore medio degli estremi dell'intervallo proposto dall'Autorità

⁷ "Approvazione delle proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, per l'anno 2013" pubblicata in data 6 Dicembre 2012.

⁸ Cfr. para 13 del Documento di Consultazione.

per i parametri in cui non è stato indicato un valore puntuale. Nel caso del tasso *risk-free rate*, invece, poiché basato sulla media ottobre 2012 – settembre 2013 del rendimento dei BTP decennali e quindi non ancora determinabile, è stata ipotizzata la conferma del tasso di 4,40% stabilito per il terzo periodo regolatorio, e non lontano dal rendimento medio ottenuto nel periodo ottobre 2012 – maggio 2013.

Tavola 6 - Stima WACC per il 4° periodo regolatorio e confronto con il 3° periodo

Determinanti	Terzo periodo 2010-2013	Quarto Periodo Scenario Base
Risk free	4,40%	4,40%
Market risk premium	4,00%	4,00%
Beta unlevered	0,36	0,29
D/E	0,80	0,95
Beta relevered	0,575	0,481
Costo dell'Equity - Ke	6,70%	6,33%
Risk free	4,40%	4,40%
Spread	0,45%	0,45%
Costo del debito - Kd ante imposte	4,85%	4,85%
Aliquota IRES	27,50%	27,50%
Scudo fiscale	1,33%	1,33%
Costo del debito - Kd post imposte	3,52%	3,52%
D/E	0,80	0,95
D/(D+E)	44%	49%
E/(E+D)	56%	51%
Tasso WACC	5,29%	4,96%
Aliquota fiscale	34,0%	37,5%
Pre tax WACC	8,01%	7,93%
Tasso di inflazione	1,50%	1,50%
WACC reale	6,4%	6,3%

Più in generale, il tasso di remunerazione atteso per il quarto periodo regolatorio, si può prevedere compreso fra i tassi calcolati in base a due scenari:

- 1. Scenario 1:** Eventualità in cui l'Autorità indichi come valori puntuali gli **estremi superiori** di ogni intervallo proposto;
- 2. Scenario 2:** Eventualità in cui l'Autorità indichi come valori puntuali gli **estremi inferiori** di ogni intervallo proposto.

Il calcolo del tasso di remunerazione per i due scenari è riportato in Tavola 7:

Tavola 7 - Calcolo del WACC considerando i parametri superiori ed inferiori indicati nel DCO 164/20137/R/gas

Determinanti	Quarto Periodo Scenario 1	Quarto Periodo Scenario 2
Risk free	4,40%	4,40%
Market risk premium	4,00%	4,00%
Beta unlevered	0,36	0,21
D/E	0,80	1,10
Beta relevered	0,569	0,377
Costo dell'Equity - Ke	6,68%	5,91%
Risk free	4,40%	4,40%
Spread	0,45%	0,45%
Costo del debito - Kd ante imposte	4,85%	4,85%
Aliquota IRES	27,50%	27,50%
Scudo fiscale	1,33%	1,33%
Costo del debito - Kd post imposte	3,52%	3,52%
D/E	0,80	1,10
D/(D+E)	44%	52%
E/(E+D)	56%	48%
Tasso WACC	5,27%	4,66%
Aliquota fiscale	37,5%	37,5%
Pre tax WACC	8,43%	7,45%
Tasso di inflazione	1,50%	1,50%
WACC reale	6,8%	5,9%

L'intervallo di remunerazione del capitale che emerge dalle indicazioni del DCO 164/13/R/gas è compreso tra i valori di 6,8% e 5,9% così come illustrati in Tavola 4.

In considerazione dei valori previsti di WACC per gli altri settori regolati, non è condivisibile il *range* proposto nel Documento di Consultazione, sensibilmente inferiore anche nel valore massimo.

A nostro parere vanno rivisti i valori del *market risk premium* e di beta *unlevered* come descritto alla risposta puntuale S.5.

4. Criteri di incentivazione per lo sviluppo efficiente della rete di trasporto.

In tema di criteri incentivanti per lo sviluppo di nuove infrastrutture⁹, si ritiene condivisibile l'introduzione di valutazioni di tipo quantitativo in relazione ai benefici apportati al sistema.

⁹ Cfr. para 21 e ss del Documento di Consultazione.

Tuttavia, si rileva, che la disciplina transitoria proposta per gli investimenti, che comporta una riduzione degli incentivi, appare in contrasto con i dispositivi emanati in ambito nazionale in tema di investimenti SEN (Strategia Energetica Nazionale¹⁰) e con la normativa adottata in ambito comunitario (Regolamento UE 347/2013)¹¹.

Il regime transitorio proposto nel DCO164/13/R/gas per le categorie di investimento incentivate alla tipologia T(4)=4¹², conduce a una diminuzione della durata dell'incentivo e del riconoscimento percentuale rispetto al terzo periodo regolatorio per gli investimenti relativi agli anni 2014 e 2015 portando ad una riduzione significativa del NPV¹³ (-34%).

Come è noto, i benefici derivanti dalla creazione di una nuova infrastruttura determinabili in termini di diversificazione delle rotte di approvvigionamento, integrazione tra gli *hub* del gas europei, portano alla promozione di questi sotto diversi profili¹⁴.

Va oltretutto osservato che una variazione dell'incentivo per gli anni 2014 e 2015 ha di fatto un impatto diretto sul piano di sviluppo già in corso, in quanto gli investimenti sono in gran parte a carattere pluriennale, modificando così il contesto regolatorio rispetto ai criteri adottati in sede di pianificazione e decisione di investimento già adottati dall'Operatore (ex T4, T5 e T6).

In considerazione di ciò, non si condivide la posizione assunta da codesta Autorità nel prospettare una contrazione sia in termini di arco temporale di riconoscimento dell'incentivo sia in termini di valore percentuale riconosciuto per i nuovi investimenti¹⁵.

5. Criteri per compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture

Come indicato negli obiettivi generali fissati nel Documento di Consultazione circa l'applicazione di un meccanismo volto ad assicurare la compartecipazione

¹⁰ Decreto 8 marzo 2013 MSE e MATTM. A questo proposito Infatti si evidenzia che i criteri che caratterizzano la Strategia Energetica Nazionale, sono gli stessi espressi in ambito comunitario per l'individuazione di PCI ("Project Common Interest") cioè competitività, sicurezza e crescita.

¹¹ Regolamento (UE) N. 347/2013 Del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009

¹² T=6 nel terzo periodo regolatorio;

¹³ Net Present Value calcolato con tasso di sconto pari a 6,4%.

¹⁴ Cfr Regolamento (UE) N. 347/2013 art. 1 comma 2

¹⁵ Vedi Tabella 2 pagina 36 DCO 164/2013;

delle imprese di trasporto al rischio derivante dal mancato utilizzo delle nuove infrastrutture¹⁶, ITG ritiene opportuno evidenziare quanto segue.

La decisione di un operatore di investire nella realizzazione di una nuova infrastruttura di trasporto si sostanzia nella ricerca di un equilibrio tra logiche appartenenti alle esigenze del libero mercato del gas e i principi fondanti l'esistenza di una tariffa regolata, atta tra l'altro ad incoraggiare investimenti in infrastrutture altrimenti non convenienti. A questo proposito si rammenta che la redazione del Piano di Sviluppo Decennale della Rete di Trasporto prevede una interazione da parte dell'Operatore con gli utenti del sistema e le istituzioni competenti¹⁷ proprio al fine di raggiungere tale equilibrio.

La richiesta di una compartecipazione da parte dell'operatore al rischio di un mancato ricavo per il non utilizzo di nuova capacità appare incoerente rispetto ai principi ispiratori del processo di liberalizzazione che oggi interessa il settore di riferimento.

Il trasferimento del fattore rischio all'Operatore, determinando un WACC effettivo ex post, o incide significativamente sulla redditività attesa, oppure rischia di bloccare l'intero sviluppo del sistema, dirottando gli investimenti, solo sugli sviluppi a basso rischio, o esclusivamente ove sono presenti delle garanzie di utilizzo fornite dagli utenti del sistema.

Tale circostanza costituisce una distorsione rispetto alle esigenze di liberalizzazione del mercato, riproponendo un modello di sviluppo di infrastrutture su logica *"ship or pay"* che il legislatore europeo intende superare.

6. Introduzione dei costi standard di investimento

L'introduzione del principio di remunerazione del capitale investito calcolato sulla base di un costo di riferimento standard e non sul costo effettivo di investimento mal si concilia con una realtà troppo variabile e complessa, con ampie alee.

A questo proposito si rileva che ogni investimento presenta un suo iter procedurale nonché fattori esogeni ed incontrollabili nei processi di costruzione, quali: fattori di mercato, prezzo delle materie prime, caratteristiche del territorio attraversato dalle infrastrutture, fattori

¹⁶ Cfr. para 22 e ss del Documento di Consultazione.

¹⁷ Decreto Ministero Sviluppo Economico 27 febbraio 2013.

autorizzativi¹⁸ e di prescrizione ambientale, che possono impattare anche in misura del 100% sul valore stimato delle opere rispetto a costi standard.

In questo senso si apprezza una prima analisi condotta da codesta Autorità circa le criticità nell'introduzione di un meccanismo di minimizzazione dei costi di investimento, in particolare *"..l'individuazione di fattori esogeni al di fuori del controllo delle imprese"*¹⁹, tuttavia, è necessario considerare con la dovuta attenzione e cautela gli esiti del sistema di monitoraggio avviato con la raccolta di dati e informazioni²⁰ prima di definire un meccanismo di costi standard.

7. [OMISSIS]

8. Durata del periodo di regolazione e armonizzazione dei criteri adottati con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo

Come puntualizzato dall'AEEG nel suo Documento di Consultazione per quanto attiene le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari, oggetto di una imminente nuova consultazione, le stesse dovranno essere adottate in coerenza con quanto stabilito dalle Linee Guida per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto ("Linee Guida") predisposte dall'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER). Linee Guida che ad oggi sono ancora in discussione e non hanno trovato una loro attuazione né definitiva approvazione²¹.

Tale processo di convergenza e ricerca di armonizzazione tra le strutture tariffarie non può tuttavia inficiare le aspettative degli operatori di rete alla piena conoscenza dei criteri per la determinazione delle tariffe in modo certo e determinato *ex-ante*.

La stretta correlazione stabilita tra la presente consultazione (DCO 164/13/R/gas) e quella riguardante le modalità di determinazione dei corrispettivi tariffari viene messa in luce all'interno del documento di consultazione il quale al paragrafo 8.1²² esplicita *"Peraltro, si ricorda che i*

¹⁸ Infatti, come facilmente accertabile gli attuali iter autorizzativi risultano ancora molto complessi, di difficile realizzazione in considerazione anche delle tempistiche dettate dagli adempimenti burocratici, il verificarsi di un eventuale intervento di extra budget che può determinare ripensamenti, fino alla decisione di mancata realizzazione del progetto da parte della impresa promotrice.

¹⁹ Cfr. pagina 37 del DCO 164/2013 paragrafo 21.20 secondo *bullet point*.

²⁰ Cfr. fax ricevuto dall'operatore in data 24 aprile 2013 - Prot Generale 0015344-24/07/2013.

²¹ Cfr. paragrafi 2.4 e 4.7 del DCO 164/13/R/gas.

²² Cfr. para 8.1 del DCO 164/13/R/gas *"L'Autorità propone di mantenere invariata la durata del periodo regolatorio, attualmente pari a 4 anni. L'estensione a sei anni del periodo di regolazione, così come prevista per il servizio di distribuzione, non risulta coerente con l'evoluzione attesa del contesto nel quale la regolazione del servizio di trasporto deve inserirsi. [...]Pertanto l'eventuale estensione della durata del periodo regolatorio a sei anni potrà essere tenuta in considerazione in fase di definizione delle regole per il quinto periodo di regolazione. [...]".*

criteri di regolazione tariffaria potrebbero essere rivisti anche per tenere conto delle Linee guida adottate in ambito comunitario”.

In considerazione di ciò non si comprende se ed in che termini la definizione delle Linee guida ACER possano avere impatto nel corso del quarto periodo regolatorio.

Si propone in ogni caso di procedere all’armonizzazione a partire dal quinto periodo di regolazione.

B. OSSERVAZIONI DI CARATTERE PUNTUALE

S.1 Osservazioni in merito ai primi orientamenti per la determinazione delle tariffe sopra indicati.

Alla luce delle osservazioni di carattere generale sopra espresse ed in risposta alla prima richiesta formulata da codesta Autorità, di seguito verranno esplicitate alcune brevi osservazioni di risposta ai primi orientamenti (“a – j”) proposti al punto S.1.

Orientamento espresso al punto a)

Si conviene che l’adozione dell’anno solare in luogo dell’anno termico non ha sollevato particolari criticità sotto il profilo operativo nel corso del terzo periodo tariffario pertanto, ITG concorda con l’orientamento espresso da codesta Autorità.

Orientamento espresso al punto b)

Si osserva che l’orientamento espresso dall’Autorità volto all’introduzione di gradualità meccanismi di incentivazione “*output-based*” potrebbe, in linea di principio, essere un approccio corretto e ragionevole laddove l’accesso ad una maggiore remunerazione: (i) venga identificata sulla base dell’efficacia per lo sviluppo della rete nazionale ed europea e; (ii) vengano indicate le effettive priorità per l’evoluzione del sistema europeo del gas.

Sempre agli stessi fini, si osserva che l’introduzione di un meccanismo di incentivazione degli investimenti non può prescindere da una reale conoscenza *ex ante* di quali siano i criteri di determinazione ed accesso agli incentivi da parte dell’Operatore, al fine di tenerne conto nell’ambito della redazione del Piano di sviluppo decennale della rete di trasporto, secondo le previsioni e dispositivi del DLgs 93/11.

Si coglie l'occasione per chiedere a codesta Autorità l'apertura di un confronto specifico con gli Operatori sull'incentivazione di tipo "output based".

Orientamento espresso al punto c)

Si osserva che la determinazione del WACC deve necessariamente contemplare tutti i fattori che vanno ad impattare sui flussi di cassa generati dal singolo investimento, tra cui certamente anche l'arco temporale decorrente tra l'esborso e il ricavo correlato dalla realizzazione dell'infrastruttura. ITG concorda con quanto proposto.

Orientamento espresso al punto d)

Come già evidenziato²³ in precedenza non si concorda con l'orientamento espresso da codesta Autorità in quanto la compartecipazione ad un fattore di rischio in capo all'Operatore di trasporto, rappresenta un limite e determina un rallentamento allo sviluppo infrastrutturale, con conseguente riemersione dei principi di garanzia degli investimenti mediante meccanismi "ship or pay".

Si ritiene che una appropriata applicazione dei principi di trasparenza e di confronto con il mercato e con le istituzioni, così come previsto nel Regolamento del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 febbraio 2013, possa costituire il più valido strumento per l'individuazione delle infrastrutture utili e di deterrenza allo sviluppo di infrastrutture scarsamente utili.

Orientamento espresso al punto e)

Il raggiungimento di una maggiore efficienza, nel quadro degli obiettivi fissati dall'AEEG, non può far venir meno né influenzare le attività che l'Operatore è tenuto a svolgere per il raggiungimento dei requisiti di qualità, sicurezza e continuità del servizio di trasporto.

A tal proposito si evidenzia che nel terzo periodo regolatorio, per alcuni Operatori, l'efficienza richiesta ha comportato una erosione della remunerazione del capitale investito, affinché non venissero meno i requisiti sopra riportati.

Orientamento espresso al punto f)

Si osserva che, seppure il meccanismo utilizzato appare oramai consolidato, è opportuno rivedere la vita utile degli apparati di misura in quanto se da una parte l'uso dell'elettronica ne favorisce la qualità, tuttavia li espone ad una obsolescenza tecnologica più rapida.

²³ Cfr. *supra* para 5.

Orientamento espresso al punto g)

Si osserva che il meccanismo di recupero in natura dei quantitativi di gas ha costituito un significativo aggravio operativo rispetto alla precedente disciplina, tuttavia, in considerazione della sua attuale applicazione non si riscontrano elementi ostativi ad una sua conferma.

Per quanto concerne l'introduzione da parte dell'AEEG di una disciplina di copertura delle perdite di rete si coglie, tuttavia, l'occasione per evidenziare che la stessa dovrebbe essere preceduta da un'ampia consultazione con tutti gli operatori del settore al fine di consentire un confronto su questi temi.

L'esigenza di un confronto nasce, infatti, dalla presenza di alcune peculiarità tecniche che gli Operatori riscontrano nello svolgimento delle loro attività. A tal proposito va infatti precisato che le perdite di rete, specie intervenute su reti diverse da quella dell'Impresa Maggiore, hanno un carattere variabile di anno in anno, in ragione della ciclicità degli interventi di manutenzione (correlato alle operazioni di *venting*).

Orientamento espresso al punto h)

Si osserva che il costo operativo ha caratteristica di costo fisso, pertanto la proposta è condivisa da parte dell'Operatore.

Orientamento espresso al punto i)

Si osserva che, anche in considerazioni delle osservazioni già espresse²⁴, la standardizzazione del costo di investimento costituisce un fattore di rischio.

Pertanto si esprime perplessità circa l'orientamento espresso da codesta Autorità. Tuttavia, ciò non costituisce una chiusura aprioristica al tema e ci si rende disponibili ad un confronto in merito.

Orientamento espresso al punto J)

Si ritiene che l'orientamento prospettato sia condivisibile.

Si evidenzia che il processo di identificazione dei costi standard, espresso come obiettivo programmatico, dovrà essere preceduto dall'avvio di una consultazione per un ampio confronto con l'AEEG.

²⁴ Cfr. *supra* paragrafo 6

S.2 Osservazioni in merito alla durata del periodo regolatorio e all'aggiornamento dei parametri del WACC.

In merito a quanto proposto, si osserva che gli stessi devono essere definiti *ex-ante* prevedendo un eventuale possibile aggiornamento annuale o infra-periodo regolatorio dei parametri per la determinazione della remunerazione del capitale investito in considerazione, esclusivamente, di variabili legate ai mercati finanziari.

Viene fatta eccezione per il valore beta rappresentando questo una misura di remunerazione da riconoscere ad un investitore per la sua esposizione al rischio; poiché non si prevede un cambiamento della rischiosità del settore del trasporto nel periodo regolatorio si ritiene che tale valore non debba essere aggiornato infra-periodo.

Tuttavia, qualora l'AEEG intendesse introdurre la compartecipazione delle imprese di trasporto al rischio del mancato utilizzo di nuove infrastrutture, ciò comporterebbe una sensibile variazione di scenario di rischio con conseguente ridefinizione del beta.

S.3 Osservazioni in merito alla proposta di confermare l'anno solare quale riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto.

In merito a quanto proposto, non si riscontrano criticità per il disallineamento tra il conferimento di capacità, basato sull'anno termico, e la definizione delle tariffe, basato su anno solare. Inoltre, l'utilizzo dell'anno solare permette un allineamento tra i dati di bilancio e i dati utilizzati per la determinazione delle tariffe.

Si vuole però portare all'attenzione dell'Autorità le criticità riscontrate nel terzo periodo regolatorio circa il ritardo tra il tempo di approvazione delle tariffe e la stipula degli accordi di ripartizione dei ricavi con le altre imprese di trasporto.

Tale differimento, di circa 3 mesi (90 giorni dalla data di approvazione delle tariffe)²⁵, comporta un ritardo nelle fatturazioni dei corrispettivi dei mesi di gennaio e febbraio, con riduzione dei flussi di cassa per le imprese che operano su rete nazionale diverse dall'Impresa Maggiore.

Si auspica, quindi, in una riduzione del differimento temporale tra il momento di approvazione delle tariffe e la stipula degli accordi di ripartizione dei ricavi: ad esempio potrebbe essere ridotto a 30 giorni.

²⁵ Cfr. Delibera ARG/gas/184/09, art. 16 punto 1 del RTTG.

S.4 Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione del capitale investito riconosciuto.

In merito a quanto proposto, si apprezza l'intendimento di perseguire una continuità rispetto al precedente periodo regolatorio.

Unica perplessità è circa l'applicazione del parametro pari allo 0,8% del attivo immobilizzato lordo, impiegato per la valorizzazione del capitale circolante netto, riconosciuto ai fini tariffari.

Il parametro indicato potrebbe determinare un mancato riconoscimento dell'effettivo capitale circolante netto

[OMISSIS]

Si ritiene pertanto opportuno richiedere a codesta Autorità una valutazione circa la possibilità di revisione del parametro impiegato per la valorizzazione del capitale circolante netto riconosciuto ed un innalzamento dello stesso.

S.5 Osservazioni in merito ai parametri che concorrono alla determinazione del WACC.

In merito a quanto proposto, si espone quanto segue:

- **Market risk premium**

L'Autorità nel DCO 164/13/R/gas definisce il premio per il rischio di mercato (ERP) come *"il rendimento addizionale rispetto a quello offerto da uno strumento finanziario privo di rischio che un investitore richiede per investire nel "portafoglio di mercato"*. Nel DCO 56/13/R/gas²⁶ l'Autorità indica come stima più attendibile del premio al rischio una media geometrica basata sul differenziale tra il rendimento di mercato e il rendimento dei titoli di Stato a lungo termine, stima quindi basata su valori storici verificatisi nel passato e in diverse condizioni di mercato; inoltre, confermando un premio al rischio di mercato pari al **4%**, l'Autorità cita uno studio di Damodaran²⁷.

Nello studio, lo stesso Damodaran, sottolinea quanto la stima del premio al rischio basata su dati storici sia scarsamente indicativa del rendimento atteso dall'azionista per investire; questo è testimoniato dal fatto che questa metodologia, come riportato dalla stessa Autorità, possa portare alla stima di

²⁶ Criteri di determinazione del costo riconosciuto dei servizi di distribuzione e misura del gas per il quarto periodo di regolazione

²⁷ Cfr.A. Damodaran (2012), "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimations and Implications – The 2012 Edition"

un premio al rischio negativo, semplice conseguenza di un calo delle quotazioni azionarie nel periodo considerato. Alla luce di queste considerazioni, sarebbe più opportuno utilizzare una stima del rendimento richiesto prospetticamente dall'azionista per investire nel mercato, piuttosto che l'attuale stima ex post del rendimento che l'investitore ha ottenuto.

A tal proposito uno studio di Fernandez et al. (2013)²⁸, citato anche nell'edizione 2013 del lavoro di Damodaran, è incentrato proprio sulla stima del premio al rischio richiesto dagli azionisti, rilevato tramite sondaggio su un largo campione di professionisti del settore finanziario (accademici, analisti o manager aziendali). Per l'Italia il campione analizzato consta di 120 risposte, e registra per l'anno 2012 una media aritmetica del premio al rischio richiesto pari al 5,6% e una mediana pari a 5,5%.

Differenti edizioni dello stesso lavoro sul 2010 e 2011, riportano per l'Italia una mediana pari rispettivamente al 5,3% e al 5,0%, rivelando una sostanziale stabilità nella stima del premio al rischio richiesto. Inoltre, quest'ultima metodologia tiene in considerazione anche della stima del premio sui valori storici, in quanto tale parametro rientra nei fattori sulla base dei quali gli operatori formano le proprie valutazioni.

Alla luce di tali considerazioni, e in accordo con la pratica diffusa nelle maggiori istituzioni finanziarie, si propone l'adozione di un premio al rischio di mercato per l'Italia pari al 5%.

- **Beta unlevered**

Si ritiene opportuno che l'Autorità renda pubbliche le metodologie di stima di tale parametro, relativamente al campione di imprese di rischio comparabile analizzate e alle procedure di calcolo impiegate, per facilitare la replicazione e asseverazione del risultato.

Come ricordato nel DCO 56/2013/R/gas a proposito dei criteri di stima del rischio sistematico nei precedenti periodi regolatori, il rischio associato all'attività di trasporto del gas su rete nazionale e regionale è da ritenersi in linea con il rischio associato all'attività di distribuzione locale del gas.

Alla luce di questa considerazione, e della presenza di un solo operatore del trasporto quotato nel mercato azionario italiano, l'Autorità potrebbe valutare di adottare come riferimenti significativi per il rischio sistematico dell'attività di trasporto in Italia i valori del Beta unlevered calcolati per le imprese attive

²⁸ Cfr. Fernandez et al. (2013), "Equity premium used in 82 countries in 2012, A Survey with 7192 Answers"

nella distribuzione del gas, compresi tra 0,32 per il parametro raw e 0,46 per il parametro adjusted, così come definiti nel DCO 56/2013/R/gas.

Si conclude che la conferma per il nuovo periodo regolatorio del trasporto del valore di 0,36, come definito nel terzo periodo e corrispondente all'estremo superiore dell'intervallo proposto, garantisce almeno la stabilità e la continuità.

○ **Aliquota teorica di incidenza delle imposte (valore parametro T)**

L'Autorità nel DCO 164/13/R/gas definisce come aliquota teorica di incidenza delle imposte il valore di 37,5%; segnaliamo che le nostre valutazioni circa il Tax Rate effettivo di ITG superano ampiamente il valore del 40%.

S.6. Osservazioni in merito alla tipologia e alla durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti.

Per quanto riguarda la tipologia e la durata convenzionale delle categorie di cespiti, non si hanno particolari osservazioni, fatta salva la durata convenzionale del cespite "misuratori" per il quale, in considerazione sia del necessario piano di ammodernamento del parco misuratori sia la reale obsolescenza tecnica, oggetto di un rapido sviluppo tecnologico, è più opportuno ridurre la vita utile da 20 a 10 anni.

S.7 Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'attività di trasporto.

Per quanto attiene le osservazioni a questo riguardo si rimanda al paragrafo 7 delle Osservazioni di Carattere Generale.

In merito al trattamento delle Sopravvenienze attive e passive, non si comprende il motivo di riferimento al valore medio registrato negli ultimi tre anni ai fini del riconoscimento, viceversa si concorda circa la opportunità di una valutazione da parte dell'AEEG secondo i criteri di pertinenza e di ragionevolezza delle voci di costo sottostanti.

S.8. Osservazioni specifiche in merito alla determinazione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2012.

Per quanto attiene la determinazione dei COR2012, non è chiaro quale energia sia da associare, l'energia determinata secondo i criteri dell'art. 14.1²⁹ della RTTG oppure il volume di gas immesso **effettivamente**³⁰ in rete nell'anno 2012.

²⁹ La delibera indica la quantità di gas da considerare, ai fini della determinazione dei COR2012, pari a 75.732.015.679 Smc

³⁰ Nel DCO 164/13/R/gas infatti si parla di ricavi tariffari **conseguiti** nell'anno 2012 e non approvati.

S.9 Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per l'attività di misura del trasporto.

Come ricordato dalla stessa Autorità³¹ per quanto attiene al servizio di misura, gli operatori sono in attesa di ricevere una definitiva regolazione del servizio di misura del trasporto del gas, la cui assenza è da ricondursi alla mancata approvazione del Piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura da parte del Ministero dello Sviluppo Economico³².

In merito a quanto proposto, ITG concorda con l'impostazione adottata dall'Autorità in forza della quale i costi operativi riconosciuti per l'attività di misura afferenti al quarto periodo regolatorio, ovvero i costi effettivi.

In attesa della determinazione dei criteri di riconoscimento dei costi operativi sulla base dei costi standard, su cui contiamo in un coinvolgimento degli operatori, ricordiamo che tali costi non potranno prescindere dalle peculiarità tecniche ed operative dei diversi sistemi di misura, differenziabili per dimensione, tecnologia adottata, tipologia di rete servita e tipologia di punto (punto di interconnessione o punto di riconsegna).

S.10 Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento dei costi relativi al gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione.

ITG concorda con quanto proposto dall'AEEG.

Seguendo le indicazioni di codesta Autorità³³, risulta fondamentale per il corretto riconoscimento di tale gas che i sistemi adottati per la misura dell'energia del gas consumato nelle centrali di compressione siano corrispondenti ai criteri previsti nel "Piano di adeguamento e tecnologico degli impianti di misura" avviato con il Decreto del 18 giugno 2010.

S.11. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete.

Si concorda nel definire una metodologia univoca per la determinazione delle perdite di rete: tale metodologia deve essere opportunamente condivisa con gli operatori dell'attività di trasporto al fine di acconsentire di intraprendere le opportune azioni anche in termini di investimento per l'aggiornamento dei propri sistemi *hardware* e *software*.

³¹ Cfr. DCO 164/13/R/gas pagine 6 punto 2.7 - Inquadramento Procedurale.

³² Cfr. Allegato B alla deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 "Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013" (RMTG) – Articolo 8.

³³ Cfr. Documento di Consultazione paragrafo 16

Si sottolinea come, metodologie quali il GRI-EPA o similari, basate sulla stima dei fattori medi di emissione non possano essere applicati a emissioni legate ad operazioni di vent (dovute ad interventi manutentivi) e alle emissioni di carattere pneumatico.

Infatti, anche queste ultime come quelle da vent possono essere chiaramente definite dai volumi geometrici in gioco. Le emissioni di tipo pneumatico sono riconducibili in larga parte ai sistemi di apertura e chiusura delle valvole nei metanodotti di rete nazionale nonché al settaggio delle valvole di regolazione. Le emissioni in atmosfera sono, pertanto, contabilizzabili considerando i volumi di accumulo dei sistemi di attuazione.

Per la misurazione dei dati da vent si devono considerare i dati geometrici dei tratti di rete sottoposti a manutenzione, nonché i dati relativi alla pressione di esercizio e composizione media del gas.

Tale tipologia di emissione può essere stimata annualmente sulla base dei dati storici. In considerazione dei sempre possibili significativi scostamenti di anno in anno, questi possono costituire un fattore di correzione al successivo anno.

ITG non ritiene opportuno impiegare dati di letteratura.

S.12. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi al gas non contabilizzato.

Il Gas non Contabilizzato (di seguito anche “**GNC**”) è la risultante del bilancio di energia della rete: il valore dipende in massima parte, sia pure non esclusivamente, dalla qualità dei sistemi di misura, di acquisizione, registrazione e trasmissione.

Trattandosi di un bilancio energetico vi sono due differenti catene di misura in gioco, la catena di misura della quantità e della qualità del gas transitante. La rete, tuttavia, non contempla la misura della qualità di tutti i singoli punti di riconsegna, ma considera spesso dei valori medi per area, calcolati con approssimazioni di calcolo per Aree Omogenee di Prelievo.

Tale livello di approssimazione qualitativa ha, oltretutto, un suo riflesso nel calcolo della misura della quantità, per effetto del fattore di comprimibilità (Z), che molto spesso viene impostato manualmente nella catena di misura, sulla base dei dati di consuntivo del mese precedente. Solo in alcune infrastrutture di Misura, quali ad esempio quelle gestite da ITG, il valore del fattore di comprimibilità viene aggiornato istante per istante, in tempo reale, al fine di considerare la variazione qualitativa del gas.

Il livello di precisione dei misuratori e il fatto di contemplare dal punto di vista qualitativo il valore medio di area per alcuni punti di consegna, sono la ragione dell'esistenza e della non eliminabilità del GNC. L'esperienza di settore rileva che due apparati di misura di ultima generazione, entrambi verificati, tarati e certificati dai rispettivi costruttori, posti in serie lungo una linea (dunque misurando con certezza assoluta la stessa quantità di gas), hanno contabilizzato misure con scostamento del 2,5%.

A titolo esemplificativo, per la rete minima ipotizzabile (un punto di ingresso ed uno di riconsegna), l'incertezza complessiva di una catena di misura di buona qualità ed accettabile (conforme al piano di adeguamento della misura presentato da Snam Rete Gas il 18 giugno 2010) potrebbe comportare un GNC di circa il 5%, pur in assenza di malfunzionamenti e/o errori sistematici.

Tali incertezze sono insite nel calcolo del bilancio di ogni singola porzione di rete che, sommandosi, costituiscono il GNC complessivo della rete italiana.

Solo nella media dei grandi numeri, ovvero nella sommatoria dei contributi positivi e negativi di GNC delle singole porzioni di rete, si ha un effetto di riduzione dell'entità complessiva.

Applicare il valore risultante del GNC medio dell'intero sistema nazionale al singolo sottosistema (o porzione di rete) costituisce un evidente e abnorme errore sotto il profilo tecnico e concettuale.

Si ritiene auspicabile l'adozione, da parte di codesta Autorità, di un meccanismo per il trattamento del GNC che pone in capo a ciascuno operatore l'obiettivo di perseguire una riduzione del GNC (di seguito anche "GNC obiettivo") ciò al fine di responsabilizzare l'operatore in un attento trattamento dei punti di misura.

Tuttavia il "GNC obiettivo" deve essere individuato in relazione alle caratteristiche della rete che, in prima approssimazione, può essere parametrato sul numero di *entry point* di rete e il numero dei Punti di riconsegna. Ad esempio per la rete minima (un punto di ingresso e un punto di riconsegna) un valore pari al 5%, mentre per reti quale quella dell'Impresa

Maggiore, potrebbe andare bene il valore stabilito nel precedente periodo regolatorio dall'AEEG.

S.13. Osservazioni in merito al riconoscimento dei ricavi da bilanciamento di rete.

Si apprezza la volontà da parte dell'AEEG di preservare il meccanismo di riconoscimento dei ricavi derivanti dall'attività di bilanciamento della rete di trasporto.

S.14. Osservazioni in merito ai criteri proposti per la determinazione del vincolo sui ricavi delle nuove imprese di trasporto.

Nessuna osservazione

S.15. Osservazioni in merito agli incentivi per i nuovi investimenti, ed in particolare all'adozione di meccanismi di output-based.

Alla luce di quanto già evidenziato³⁴ ITG ritiene opportuno considerare i meccanismi per i nuovi investimenti in coerenza con la disciplina che verrà delineata nelle prossime linee guida, adottate in ambito comunitario.

Sono allo studio presso l'Associazione dei Trasportatori Europei del Gas (ENTSOG) le modalità con cui individuare e incentivare gli investimenti che rendono un beneficio tangibile al sistema di trasporto transeuropeo, applicando una analisi costi-benefici (Cost Benefit Analysis).

ITG ritiene che debbano essere premiati quegli investimenti che sapranno promuovere, non solo una diversificazione delle fonti di approvvigionamento, ma anche una reale liquidità del mercato, quindi anche le connessioni tra Paesi membri dell'Europa, secondo le linee guida previste nel Terzo Pacchetto Energia.

Ad esempio potrebbe essere preso in considerazione tra gli indici proposti un indice di funzionalità ai fini della resa disponibilità di capacità per l'interconnessione tra i maggiori *hub* europei su base giornaliera.

S.16. Osservazioni in merito al meccanismo di monitoraggio dei costi di investimento.

Alla luce di quanto già evidenziato³⁵ ITG osserva che procedere al riconoscimento, e dunque alla classificazione dei costi di investimento previsti per la realizzazione di nuovi investimenti, mediante la definizione di "costi standard" rappresenta un fattore di rischio.

³⁴ Cfr paragrafo 4 *supra*.

³⁵ Cfr. paragrafo 6 *supra*.

I costi di realizzazione di un nuovo investimento dipendono da diverse variabili, di mercato e ambientali, peculiari alla tipologia di investimento e alla localizzazione geografica dello stesso. In quest'ottica, si evidenzia che un costo standard, come intenderebbe individuare l'AEEG, viene solitamente impiegato dalle società di costruzioni per le predisposizioni di offerte, ma nonostante l'articolazione dei prezziari utilizzati e della verifica di mercato (mediante offerte per le subforniture) spesso le valutazioni economiche effettuate divergono in fase di conclusione dei lavori, con importanti scostamenti, anche oltre il 30%.

Pur con la notevole sofisticazione della preventivazione effettuata dalle società di costruzione, non è inusuale individuare differenze anche notevoli in fase di gara.

Ricordiamo come il mercato delle materie prime (quali l'acciaio) e dei prodotti industriali sia soggetto a una forte volatilità tale da determinare un rapido aggiornamento di un qualsiasi indice di valutazione preventiva, con tempistiche di difficile attuazione rispetto a quanto proposto da parte di codesta Autorità.

Preventivi basati sullo storico medio della società Snam Rete Gas non potrebbero infatti considerare in modo reale e congruo l'impatto di variabili esogene e non preventivabili quali, ad esempio, le modifiche progettuali a seguito di prescrizioni di carattere ambientale.

In conclusione, pur non aprioristicamente contrari, si esprime forte perplessità circa l'orientamento espresso da codesta Autorità, che in ogni caso dovrà essere preceduta da una ampia fase di condivisione dei criteri con gli Operatori.

S.17. Osservazioni in merito al meccanismo di compartecipazione al rischio del mancato utilizzo di nuove infrastrutture.

Alla luce di quanto già evidenziato³⁶ si ribadisce che l'introduzione di un meccanismo di compartecipazione al rischio di un mancato utilizzo di nuove infrastrutture appare incompatibile con l'impianto normativo attuale e quello in fase di sviluppo a livello europeo, teso a incentivare la sovracapacità di trasporto.

Lo sviluppo di interconnessioni tra *hubs*, allorquando anche non utilizzate, costituisce un deterrente al fine di evitare differenziali di prezzo, e dunque assolve al suo ruolo di mercato a favore degli Utenti finali.

³⁶ Cfr. Paragrafo 5 *supra*.

Si ritiene che già l'attuale disciplina, ivi incluso il processo di consultazione e trasparenza di pianificazione introdotto nel Regolamento MSE del 27 febbraio 2013, sia già in grado di garantire benefici agli utenti finali in merito alla reale economicità ed utilità delle infrastrutture.

S.18. Osservazioni in merito alla necessità di prevedere una soglia entro cui opera il meccanismo di compartecipazione al rischio derivante dal mancato utilizzo della nuova capacità.

Alla luce di quanto precedentemente espresso, si ritiene non opportuno prevedere neppure una soglia entro cui opera il meccanismo di compartecipazione al rischio dal mancato utilizzo della nuova capacità.

S.19. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento dei parametri tariffari per il servizio di trasporto.

[OMISSIS]

20. Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento dei parametri tariffari per il servizio di misura del trasporto.

La modalità di aggiornamento, peraltro in un regime transitorio, appare coerente con l'impianto normativo di riferimento.

Tuttavia si segnala che i costi operativi della misura subiranno, con molta probabilità, degli incrementi tenendo in considerazione del quadro normativo internazionale, che prevede ad esempio campagne di taratura e controllo con cadenza anche infrannuale.

Oltre agli impatti sopra citati il costo operativo dovrà considerare gli effetti dell'attuazione del Piano di Adeguamento Tecnologico degli impianti di Misura.

S.21. Osservazioni in merito alla determinazione del fattore correttivo.

Per quanto attiene la determinazione del fattore correttivo, non si concorda con l'esclusione del ricavo della quota associata ai nuovi punti di entrata/uscita nel caso di sottoutilizzo della capacità disponibile.

S.22. Osservazioni in merito alla ripartizione tariffaria proposta, in particolare relativamente al mantenimento di una sola componente capacity.

Si apprezza l'orientamento dell'AEEG di mantenere una sola componente *capacity* per eliminare l'incertezza relativa al recupero dei costi fissi operativi che potrebbe derivare da una sostanziale diminuzione e variabilità dei quantitativi immessi in rete, introducendo così un meccanismo di garanzia dei ricavi derivanti dai costi operativi sostenuti.

Inoltre la suddivisione in due componenti, una relativa alla rete regionale e una relativa alla rete nazionale ci trova concordi in quanto, come già evidenziato nella prima parte del documento, sussistono differenze in termini di costi afferenti alle attività svolte dagli operatori nell'ambito dei due differenti sistemi.

Certamente tale suddivisione potrebbe essere affetta da errore per l'applicazione di *Drivers* ai costi non imputabili direttamente alle due diverse tipologie di reti, tuttavia rappresenta un significativo passo in avanti.

S.23. Osservazioni in merito ad eventuali criticità derivanti dall'eliminazione della componente ricavo commodity.

Si apprezza l'orientamento dell'Autorità circa l'attribuzione della totalità dei ricavi riconosciuti alla componente capacity al fine di riflettere la struttura dei costi dell'attività di trasporto. Infatti, come più volte sottolineato sia nelle risposte ai DCO 4/09 e DCO 24/09, nonché nell'invio delle proposte tariffarie per gli anni del terzo periodo regolatorio, ITG ha sempre ribadito il concetto per il quale i "reali" costi variabili per un trasportatore, ovvero dipendenti dai volumi trasportati, sono quelli per autoconsumo e di compressione e che la totalità dei costi operativi si configurano come costi fissi afferenti alla gestione caratteristica delle imprese di trasporto.

Nell'ipotesi di mantenimento di una sola componente *capacity*, ci pare ovvio che la parte afferente ai costi operativi debba essere inclusa nel meccanismo di garanzia dei ricavi.

C. CONSIDERAZIONI FINALI

[OMISSIS]

Cordiali Saluti

Infrastrutture Trasporto Gas Spa