

**Atto n. 35/06**

**Regolazione degli aspetti generali della qualità  
del servizio di trasporto del gas naturale**

Documento per la consultazione

19 dicembre 2006

### **Premessa**

*La qualità del servizio di trasporto del gas naturale è attualmente regolata prevalentemente attraverso i codici di rete di trasporto approvati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità).*

*Il presente documento per la consultazione, che viene emanato nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 23 gennaio 2006, n. 15/06, formula proposte integrative di regolazione relative agli aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale.*

*Il presente documento presenta altresì proposte di modifiche ed integrazioni della deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05, in tema di qualità del gas naturale nonché la procedura per la definizione delle Aree Omogenee di Prelievo ai fini della corretta attribuzione del potere calorifico superiore al gas naturale riconsegnato dalle aziende di trasporto.*

*Le proposte contenute nel presente documento tengono conto di quanto già definito in materia di qualità del servizio di trasporto in precedenti provvedimenti dell'Autorità in tema di accesso alle reti e di tariffe con riferimento al trasporto del gas naturale.*

*Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte alternative prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il **12 febbraio 2007**.*

*L'Autorità si riserva di tenere audizioni dei soggetti interessati.*

***Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi:  
e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta.***

**Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione consumatori e qualità del servizio  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano**

**e-mail: [consumatori@autorita.energia.it](mailto:consumatori@autorita.energia.it)**

**fax: 02-65565.230**

## INDICE

1. Introduzione_____	4
2. Gli obiettivi delle proposte in tema di qualità del servizio di trasporto _____	5
3. Sintesi delle proposte_____	6
4. Struttura del documento per la consultazione _____	9
5. La qualità del servizio di trasporto _____	9
6. La prassi operativa di Snam Rete Gas_____	10
7. La prassi operativa di Società Gasdotti Italia _____	15
8. La ricognizione internazionale sulla qualità del servizio di trasporto _____	16
9. Le proposte in tema di sicurezza del servizio di trasporto _____	18
10. Le proposte in tema di continuità del servizio di trasporto _____	22
11. Le proposte in tema di qualità commerciale del servizio di trasporto _____	24
12. Le proposte in tema di qualità del gas naturale _____	30
13. I tempi di attuazione _____	33
Appendice 1 - Approfondimenti e benchmarking internazionale _____	34
Appendice 2 - Versione preliminare delle integrazioni alla deliberazione n. 185/05 _	37
Appendice 3 – Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo (AOP) _____	43

## 1. Introduzione

1.1 L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha regolato aspetti relativi alla qualità del servizio di trasporto di gas naturale nei seguenti provvedimenti:

- a) in materia di accesso alle reti di trasporto:
  - con la deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02 in tema di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete di trasporto;
  - con la deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03 (di seguito: deliberazione n. 75/03) di approvazione del codice di rete predisposto da Snam Rete Gas;
  - con la deliberazione 12 dicembre 2003, n. 144/03 (di seguito: deliberazione n. 144/03) di approvazione del codice di rete predisposto da Edison T&S<sup>1</sup>;
  - con la deliberazione 12 dicembre 2003, n. 145/03 in tema di disposizioni urgenti per la gestione dei punti di interconnessione tra le reti di trasporto del gas naturale gestite da Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia;
  - con i successivi provvedimenti di aggiornamento dei codici di rete;
- b) in materia di tariffe con la deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05, e successive modifiche ed integrazioni, recante criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto ed il dispacciamento del gas naturale;
- c) in materia di qualità del gas naturale trasportato con la deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05) che ha definito disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale.

1.2 Il presente documento formula proposte integrative su aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale con riferimento alla sicurezza, alla continuità ed alla qualità commerciale del servizio tenuto conto che:

- a) la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 prevede:
  - all'articolo 1, comma 1, che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
  - all'articolo 2, comma 12, lettera c, che l'Autorità controlli che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, garantendo il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;

---

<sup>1</sup> A far data dal 31 dicembre 2004 ha avuto efficacia la fusione per incorporazione delle società Edison T&S S.p.A. e Società Gasdotti del Mezzogiorno S.p.A. in Lauro Tre S.p.A., con contestuale cambio della denominazione in Società Gasdotti Italia S.p.A.; pertanto di seguito si farà riferimento solo a Società Gasdotti Italia anziché ad Edison T&S.

- b) il Ministro delle Attività Produttive con il decreto 29 settembre 2005 ha previsto che le imprese di trasporto regionale del gas naturale garantiscano i livelli e gli standard qualitativi e di sicurezza del trasporto a tutela dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto;
- c) nei codici di trasporto di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia, approvati con le deliberazioni dell’Autorità n. 75/03 e n. 144/03, vengono regolati aspetti peculiari della qualità del servizio di trasporto di ciascuno dei due soggetti;
- d) rimangono alcuni aspetti generali relativi alla qualità del servizio di trasporto del gas naturale, indipendenti dal soggetto che esercita l’attività, che richiedono una più puntuale regolazione.

1.3 Nel documento per la consultazione 16 marzo 2006 intitolato “Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas” (atto n. 8/06), l’Autorità ha evidenziato come la gestione della misura del gas sia un’attività rilevante in quanto finalizzata alla raccolta e messa a disposizione di informazioni essenziali per lo sviluppo della concorrenza e ne ha proposto, a regime, la separazione funzionale dalle altre attività della filiera del gas. Con il documento per la consultazione 6 giugno 2006 intitolato “Regolazione del servizio di misura del trasporto e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05” (atto n. 14/06), l’Autorità ha avviato la riforma della regolazione del servizio di misura proponendo un primo intervento inerente il settore del trasporto del gas naturale. Le proposte contenute in tale documento sono state formulate al fine di definire contenuti, ruoli e responsabilità del servizio di misura nel trasporto del gas naturale e di individuare regole contrattuali tra i soggetti coinvolti nonché un corrispettivo alla cui determinazione concorrano tutti i costi associati a tale servizio. In continuità con l’atto n. 14/06 ed alla luce delle osservazioni ricevute dai soggetti interessati, il presente documento per la consultazione approfondisce anche alcuni temi connessi con la misura della qualità del gas naturale e formula proposte di modifiche ed integrazioni alla deliberazione n. 185/05.

1.4 Il presente documento viene pubblicato nell’ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto di gas naturale avviato con la deliberazione 23 gennaio 2006, n. 15/06 (di seguito: deliberazione n. 15/06).

## **2. Gli obiettivi delle proposte in tema di qualità del servizio di trasporto**

2.1 Con le proposte contenute nel presente documento per la consultazione l’Autorità si pone come principale obiettivo quello di uniformare la regolazione degli aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale a cui devono attenersi tutti gli operatori interessati, tenuto conto di eventuali differenze tra il trasporto nazionale e regionale del gas naturale.

2.2 Più in generale con le presenti proposte l’Autorità, anche in riferimento ai nuovi soggetti che si affacciano nel servizio di trasporto regionale del gas naturale, si prefigge:

- a) l'ulteriore miglioramento della qualità del servizio di trasporto del gas naturale erogata da ciascuno degli operatori coinvolti;
  - b) l'omogeneizzazione dei livelli minimi di qualità erogati dalle diverse aziende di trasporto;
  - c) il rafforzamento della tutela degli utenti del servizio e dei clienti finali allacciati alle reti di trasporto anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni e la pubblicazione comparativa dei dati di qualità forniti dai trasportatori.
- 2.3 Le proposte contenute nel presente documento per la consultazione prevedono tra l'altro la possibilità di introdurre nuovi indicatori di qualità del servizio di trasporto del gas naturale e, per alcuni di essi, la definizione di standard generali o di standard specifici con indennizzo automatico agli utenti del servizio in caso di mancato raggiungimento dei livelli garantiti; l'individuazione di tali indicatori tiene conto dei seguenti criteri:
- a) *semplicità*: la definizione degli indicatori parte dai dati che già ora le aziende di trasporto registrano per lo svolgimento della loro attività;
  - b) *controllabilità*: gli indicatori sono stati formulati in modo tale da favorire la funzione di vigilanza da parte dell'Autorità sui dati che verranno comunicati dalle aziende di trasporto;
  - c) *efficacia*: gli indicatori prendono in considerazione le attività e gli aspetti rilevanti relativi alla sicurezza, alla continuità del servizio e alla qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale.

### **3. Sintesi delle proposte**

- 3.1 Il presente documento per la consultazione propone integrazioni alla regolazione vigente in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale sui seguenti aspetti:
- la sicurezza (capitolo 9);
  - la continuità (capitolo 10);
  - la qualità commerciale (capitolo 11);
  - la qualità del gas (capitolo 12);
- 3.2 Per quanto riguarda la sicurezza si propone di:
- a) individuare l'intera rete gestita da un trasportatore come ambito rispetto al quale riferire la regolazione e gli indicatori;
  - b) introdurre l'indicatore "percentuale di rete sulla quale sono state effettuate ispezioni interne con pig rispetto al totale della rete sulla quale è tecnicamente possibile utilizzare tale metodologia" ed i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità con cadenza annuale;
  - c) introdurre l'obbligo di servizio di sottoporre ogni anno termico l'intera rete a sorveglianza, a piedi o con altri mezzi;
  - d) prevedere l'obbligo di registrare l'eventuale appartenenza dei tratti di rete ispezionata e/o sorvegliata all'insieme dei gasdotti maggiormente esposti a condizioni di rischio;

- e) introdurre una definizione ed una classificazione univoche delle emergenze di servizio nonché specifiche disposizioni relative ai conseguenti obblighi di registrazione e comunicazione;
- f) introdurre un indicatore relativo al tempo di messa in sicurezza, definito come il tempo intercorrente tra la segnalazione di una emergenza di servizio ed il ripristino delle normali condizioni di funzionamento del sistema (inclusa la ripresa della riconsegna del gas);
- g) dare mandato all'Apce di individuare una metodologia che consenta di stabilire se le parti di gasdotto siano o meno in protezione catodica ai sensi della normativa tecnica vigente e di elaborare specifiche linee guida relative alla protezione catodica nell'attività di trasporto che prevedano anche la compilazione di un "Rapporto annuale dello stato elettrico della rete di trasporto";
- h) introdurre obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità dei dati e delle informazioni relativi alla protezione catodica delle reti di trasporto;
- i) stabilire obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità relativamente al numero di clienti finali civili allacciati alle reti di trasporto ed al numero di controlli del grado di odorizzazione annui effettuati per ogni punto di riconsegna interessato.

### 3.3 Per quanto riguarda la continuità si propone di:

- a) introdurre una definizione ed una classificazione univoche delle interruzioni nonché specifiche disposizioni relative ai conseguenti obblighi di registrazione e comunicazione annuale all'Autorità;
- b) confermare lo standard garantito circa il numero massimo di giorni annui di interruzione/riduzione della capacità (giorni equivalenti a capacità intera) per interventi manutentivi presso punti di riconsegna, fissando un massimo pari a 3 giorni equivalenti a capacità intera per tutte le aziende di trasporto;
- c) introdurre un obbligo di registrazione e comunicazione annuale all'Autorità, per ciascun punto di entrata e di riconsegna della rete di trasporto, di tutte le riduzioni delle capacità registrate a seguito di interventi manutentivi.

### 3.4 Per quanto riguarda la qualità commerciale si propone di:

- a) confermare l'indicatore garantito vigente relativo all'aggiornamento del codice di rete integrando tuttavia i relativi obblighi di registrazione e comunicazione;
- b) confermare l'indicatore garantito vigente relativo alle cessioni di capacità unificando per tutte le aziende di trasporto i termini per la comunicazione agli utenti di documentazione non idonea alla cessione ed integrando i relativi obblighi di registrazione e comunicazione;
- c) confermare l'attuale regolazione relativa all'ambito manutentivo prevedendo per l'impresa di trasporto l'obbligo di registrazione di tutte le riprogrammazioni, comprese quelle richieste dall'utente, e di comunicazione annuale all'Autorità del numero delle riprogrammazioni, distinte tra quelle richieste dall'utente e quelle stabilite dall'impresa di trasporto;
- d) confermare lo standard garantito vigente relativo alla contabilità del gas trasportato ed integrarlo con l'obbligo per il trasportatore di rispondere alle

richieste di revisione del bilancio entro 2-3 giorni lavorativi dal ricevimento delle stesse;

- e) introdurre un indicatore sull'accesso ed erogazione del supporto IT relativo al "*Tempo massimo di ripristino del sistema in seguito ad un malfunzionamento*", con l'impegno da parte del trasportatore ad attuare tutti i comportamenti idonei a facilitare la normale attività quotidiana dell'utente del servizio;
- f) introdurre tre standard generali per le offerte di allacciamento differenziati in base alla lunghezza dell'allacciamento da realizzare;
- g) introdurre l'obbligo per il trasportatore di pubblicare, in forma accessibile a tutti gli operatori, entro il giorno 24 del mese n-1, la previsione per il mese successivo della domanda stimata dagli Utenti relativa a tutto il mercato, tranne il termoelettrico;
- h) definire tempi massimi per alcune delle prestazioni frequentemente richieste dagli utenti del servizio a cui eventualmente associare indennizzi automatici agli utenti interessati in caso di loro mancato rispetto per causa riconducibile all'impresa di trasporto.

3.5 Per quanto riguarda la qualità del gas si propone di:

- a) modificare la definizione di "*punto di misura di una AOP*" ed inserire la definizione di "*stato di consistenza*" degli apparati di misura
- b) introdurre un obbligo di certificazione dei parametri di qualità del gas da parte delle imprese di trasporto e di produzione nei casi in cui si utilizzano i carri bombolai per alimentare in continuo reti di distribuzione;
- c) sostituire il mandato al CIG per la redazione delle linee guida relative alla taratura e manutenzione dei gascromatografi con l'obbligo di seguire quanto previsto dai manuali tecnici approntati dai costruttori delle apparecchiature;
- d) inserire prescrizioni esplicite relativamente agli obblighi del trasportatore nei casi in cui un punto di ingresso sia anche punto di misura di una AOP;
- e) approvare una versione unica per tutti i soggetti di metodologia per l'individuazione e la modifica delle Aree Omogenee di Prelievo;
- f) specificare nel dettaglio le modalità e tempistiche di determinazione del contenuto di ossigeno nel gas per i punti di misura in ingresso;
- g) prevedere il campionamento istantaneo con frequenza bimestrale per la verifica dei parametri di qualità nei punti di ingresso, diversi da un punto di importazione, con volumi giornalieri di gas inferiori a 100.000 standard metri cubi;
- h) semplificare l'attuale regolamentazione che distingue gli obblighi a seconda che sia o non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale lasciando il solo vincolo di campionamento del gas naturale, con frequenza giornaliera, a partire dall'ottavo giorno gas di indisponibilità del dato;
- i) eliminare l'attuale livello generale di disponibilità delle misure del PCS previsto nel caso di non considerazione dell'AOP alternativa, fermo restando il monitoraggio delle disponibilità delle misure da apparato e modificare la formula per il calcolo dell'indicatore unico "*Percentuale minima di*



*disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa;*

- j) prevedere l'obbligo per l'impresa di trasporto di predisposizione per ogni punto di misura dello stato di consistenza degli apparati al 30 settembre di ogni anno;
- k) introdurre un termine definito per la pubblicazione delle informazioni relative al PCS, a completamento di quanto già previsto relativamente alla pubblicazione del bilancio di rete giornaliero provvisorio e definitivo.

## **4. Struttura del documento per la consultazione**

4.1 Il presente documento per la consultazione si articola come di seguito:

- il capitolo 5 che individua nella sicurezza, nella continuità e nella qualità commerciale gli aspetti generali di qualità del servizio di trasporto di gas naturale e che descrivere l'ambito di ciascuno di essi;
- i capitoli 6 e 7 che descrivono la prassi operativa in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto rispettivamente di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia;
- il capitolo 8 che fornisce una sintesi della ricognizione in ambito internazionale condotta dall'Autorità per verificare l'esistenza in paesi esteri di una specifica regolazione della qualità del servizio di trasporto con riferimento agli aspetti della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale;
- il capitolo 9 nel quale si formulano le proposte di regolazione in tema di sicurezza;
- il capitolo 10 nel quale si formulano le proposte di regolazione in tema di continuità;
- il capitolo 11 nel quale si formulano le proposte di regolazione in tema di qualità commerciale;
- il capitolo 12 nel quale si formulano le proposte di regolazione in tema di qualità del gas;
- il capitolo 13 nel quale si forniscono indicazioni sui tempi proposti dall'Autorità per l'attuazione delle proposte in consultazione.

4.2 Il documento per la consultazione è completato da approfondimenti sulla qualità del trasporto in un'ottica di benchmarking internazionale (Appendice 1), dalla versione preliminare delle modifiche alla deliberazione n. 185/05 che recepiscono le proposte contenute nel presente documento per la consultazione (Appendice 2) e dalla versione preliminare della proposta di procedura relativa alla metodologia di individuazione e modifica delle Aree Omogenee di Prelievo (Appendice 3).

## **5. La qualità del servizio di trasporto**

5.1 L'Autorità ritiene che la regolazione degli aspetti generali di qualità del servizio di trasporto di gas naturale debba riguardare la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale.

- 5.2 Ai fini del presente documento per la consultazione, per sicurezza del trasporto del gas naturale si intende l'effettuazione del servizio senza rischi per persone o cose derivanti da danni provocati dal gas trasportato; essa dipende innanzitutto dalla corretta progettazione e realizzazione degli impianti nel rispetto della legislazione e normativa vigente in tema di sicurezza. Una volta che il gasdotto sia entrato in esercizio, la sicurezza viene assicurata sia mediante un complesso di attività preventive sia mediante l'effettuazione tempestiva di interventi in caso di emergenze; a tal fine risultano importanti attività quali il controllo e l'ispezione delle reti, la protezione catodica delle condotte, il servizio di gestione delle emergenze, l'odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali civili allacciati direttamente alla rete di trasporto.
- 5.3 La continuità riguarda le interruzioni o le riduzioni del servizio di trasporto. Le riduzioni di capacità nei punti di entrata hanno soprattutto effetti di carattere commerciale in quanto, di norma, non generano necessariamente una riduzione nella riconsegna del gas naturale e possono essere compensate mediante l'utilizzo degli stoccaggi o, nel caso di trasporto sulla rete di Snam Rete Gas, mediante trading di gas al punto di scambio virtuale. Le eventuali interruzioni o riduzioni di portata presso i punti di riconsegna, invece, hanno un impatto diretto sulle reti a valle anche, potenzialmente, in termini di sicurezza per i clienti finali.
- 5.4 La qualità commerciale si riferisce alla corretta e tempestiva esecuzione delle prestazioni richieste alle imprese di trasporto in accordo a quanto previsto dal codice di rete approvato dall'Autorità. Scopo della regolazione della qualità commerciale è quindi quello di definire, per le prestazioni di maggiore interesse per gli utenti del servizio e/o più frequentemente richieste dagli stessi, indicatori ai quali abbinare standard nazionali che possono essere o garantiti, e quindi accompagnati da indennizzi automatici in caso di mancato rispetto per causa dell' esercente, o generali.

**Spunto di consultazione Q.1: La qualità del servizio di trasporto**

*Condividete la posizione dell'Autorità che la regolazione della qualità del servizio di trasporto di gas naturale debba riguardare la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale? Se no, per quali motivi?*

*Ritenete che la regolazione della qualità del servizio di trasporto debba riguardare anche altri aspetti? Se sì, quali?*

## **6. La prassi operativa di Snam Rete Gas**

### ***Sicurezza***

- 6.1 L'attività di prevenzione ai fini della sicurezza viene perseguita già dalla fase di progettazione, in accordo alle disposizioni del Decreto ministeriale del 24 novembre 1984 recante "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" (di seguito: Decreto ministeriale 24 novembre 1984). Particolare attenzione viene prestata relativamente ai fattori di sicurezza utilizzati, alle fasce di servitù asservite, alla scelta dei materiali, alla progettazione della protezione catodica, alla scelta dei tracciati, alla profondità di interrimento ed alla protezione passiva delle condotte.

- 6.2 Gli elementi che hanno impatto sulla sicurezza vengono ricondotti ad eventi di natura antropica, morfologica e strutturale. Relativamente agli impatti di natura antropica e morfologica, le misure di prevenzione messe in atto durante la fase di esercizio, sono costituite da attività quali le ispezioni visive e di controllo effettuate su tutta la rete anche con sorvolo aereo; tali interventi vengono pianificati ed eseguiti in coerenza con direttive aziendali definite sulla base di criteri di monitoraggio del territorio in funzione del grado di urbanizzazione. Relativamente agli impatti di natura strutturale vengono eseguite le ispezioni interne dei gasdotti aventi caratteristiche di idoneità al controllo.
- 6.3 Per quanto concerne le attività di monitoraggio, la rete di trasporto di Snam Rete Gas è gestita dal Dispacciamento di San Donato Milanese, con presidio 24 ore su 24, le cui attività e procedure sono certificate ISO 9001. Per il monitoraggio dei parametri di esercizio, sono stati installati, sui punti significativi della rete, apparati di rilievo dei parametri e di attuazione delle principali valvole di intercettazione. Il Dispacciamento definisce gli assetti, assicura il monitoraggio continuo e costante della rete, interviene in caso di situazioni anomale sulla rete o richiede gli interventi delle unità operative sugli impianti non telecontrollati. In particolare il telecontrollo/monitoraggio del Dispacciamento consente di acquisire i parametri di funzionamento della rete e di eseguire interventi di esercizio, al fine di ottimizzare il trasporto mediante la modifica degli assetti e dei parametri operativi, e di garantire la sicurezza mediante la possibilità di isolare tronchi di gasdotto in caso di guasto dello stesso. Il Dispacciamento è in grado di effettuare telecontrolli:
- a) per l'apertura e chiusura di valvole di linea e dei nodi di smistamento gas;
  - b) per la variazione del set di pressione e portata d'impianti di riduzione della pressione;
  - c) di marcia, arresto e variazioni assetti delle centrali di compressione.
- 6.4 Al fine di contribuire a monitorare l'integrità della rete, ogni anno viene definito un programma, da attuare nell'anno successivo, di ispezione interna mediante tecnica denominata "pig intelligente" (tecnica utilizzata da Snam Rete Gas a partire dai primi anni '80) per i gasdotti adatti a tale tipo di controllo, elaborato secondo i seguenti criteri:
- a) ispezione dei metanodotti di nuova costruzione entro il primo anno dalla posa della condotta;
  - b) frequenza dei successivi controlli definita sulla base delle caratteristiche e delle condizioni del metanodotto e degli esiti dell'ispezione precedente.
- 6.5 La protezione catodica delle condotte viene attuata, come previsto dal Decreto ministeriale 24 novembre 1984, al fine di prevenire il fenomeno della corrosione che può avvenire nei materiali metallici posti a contatto con ambienti aggressivi, o in presenza di correnti disperse generate da strutture interferenti quali possono essere le linee elettriche aeree, le reti ferroviarie, etc. Il sistema di protezione dalla corrosione della rete viene preso in considerazione da Snam Rete Gas già nella fase di progettazione, che viene effettuata seguendo i criteri indicati nella norma UNI EN 12954 attraverso:
- a) la definizione dei sistemi di protezione e dei relativi impianti a corrente impressa o con anodi galvanici o misti; le nuove condotte vengono

sottoposte ad un collaudo di stato elettrico al fine di generare lo stato di riferimento per le successive verifiche;

- b) la scelta dei materiali in grado di proteggere la condotta dagli elementi aggressivi presenti nel terreno o dalle correnti disperse (rivestimento isolante della tubazione, fasce di protezione per le saldature etc.);
- c) i criteri realizzativi finalizzati a ridurre al minimo la generazione di difetti del rivestimento, quali la scelta del tracciato, la profondità di interrimento, la modalità di posa e di rinterro, le modalità di controllo, etc.

Nella fase di esercizio, Snam Rete Gas definisce un programma di controllo dei sistemi di protezione catodica, i cui elementi sono identificati in modo univoco, e ne verifica la corretta applicazione. I risultati delle misure vengono registrate su supporto cartaceo o elettronico. Il tecnico assegnato alle attività di protezione catodica interpreta e valuta i controlli ed i rilievi di potenziale confrontando i valori delle misurazioni effettuate con i valori dello stato elettrico di riferimento e con quelli definiti nei criteri di protezione dalle norme UNI ed indica, se necessario, gli interventi o i provvedimenti correttivi al sistema di protezione catodica.

6.6 Snam Rete Gas, al fine di mantenere e garantire la sicurezza, l'efficienza, l'affidabilità e la disponibilità della rete di trasporto, ha definito una politica manutentiva ed ha predisposto una serie di procedure e normative riportate nel piano di manutenzione aziendale atte a standardizzare le attività di ispezione e controllo dei gasdotti e le attività di manutenzione degli impianti, nonché le modalità di consuntivazione e monitoraggio delle stesse. Tutte le attività manutentive, così come la programmazione delle attività cicliche preventive, sono gestite da un sistema informativo aziendale di gestione della manutenzione che ne definisce i criteri e le modalità. In funzione delle specifiche caratteristiche funzionali e strutturali delle apparecchiature costituenti la rete, vengono definite le tipologie di interventi di manutenzione necessari. La manutenzione che viene eseguita può essere suddivisa in tre tipologie:

- a) manutenzione preventiva, eseguita ad intervalli predeterminati volta a ridurre la probabilità di guasto o la degradazione del funzionamento o delle prestazioni di un elemento del sistema oggetto della manutenzione; la manutenzione preventiva è di tipo "ciclico" e prevede ad esempio interventi di natura ispettiva (verifiche visive e verifiche funzionali), di controllo (taratura) e di revisione generale dei principali apparati;
- b) manutenzione "*on condition*", senza frequenze stabilite ma eseguita a seguito di valori/segnali anomali riguardante lo stato di un elemento del sistema oggetto della manutenzione rilevati dagli operatori in campo o dal sistema di telecontrollo/monitoraggio del Dispacciamento, con la finalità di riportare l'elemento nello stato di funzionamento ottimale;
- c) manutenzione straordinaria, eseguita a seguito della rilevazione di un'anomalia, con la finalità di ripristinare il funzionamento dell'elemento del sistema interessato; rientrano in tale casistica, gli interventi atti a ripristinare le condizioni di esercizio in sicurezza della rete a seguito di anomalie rilevate mediante il monitoraggio e controllo della rete o a seguito di eventi riconducibili a disposizioni legislative o ad azioni di terzi.

I risultati di ogni attività di manutenzione svolta vengono registrati nel sistema informativo aziendale di gestione della manutenzione. I criteri e le modalità di

esecuzione di tali verifiche/controlli viene continuamente aggiornata anche sulla base dell'evoluzione tecnologica delle apparecchiature/impianti.

- 6.7 La problematica che più frequentemente si presenta durante l'esercizio di una condotta e che può interferire con la sua sicurezza è rappresentata dal danneggiamento meccanico arrecato da terzi che operano in prossimità della condotta stessa. Nella progettazione della linea vengono adottate tutte le misure di sicurezza previste dal Decreto ministeriale del 24 novembre 1984 relativamente alla profondità di interrimento, alle distanze da fabbricati, alla modalità di realizzazione di parallelismi e attraversamenti, alla segnaletica ed alle opere di protezione (es. cunicoli, tubi di protezione). Nonostante le condotte siano posate in fasce di terreno protette da servitù o concessioni ed i tracciati siano indicati da numerosi cartelli segnalatori di linea, al fine di prevenire interferenze di terzi che eventualmente operino in prossimità delle condotte, le stesse vengono sorvegliate da terra o con elicottero. Il controllo dei gasdotti da terra viene svolto secondo programmi definiti da personale Snam Rete Gas, opportunamente formato. Il controllo viene eseguito con frequenza diversa in relazione al livello di urbanizzazione dell'area; ulteriori controlli integrativi, definiti "on condition", possono essere eseguiti in presenza di particolari e temporanee condizioni. Il controllo dei gasdotti mediante elicottero viene effettuato di norma in territorio extraurbano ed in aree montane, ed in particolare ove il controllo da terra risulti difficoltoso per la non facile accessibilità ai luoghi. Le risultanze dei controlli vengono annotate in un rapporto giornaliero, per le verifiche successive di situazioni ritenute critiche e per l'archiviazione.
- 6.8 Al fine di fronteggiare in sicurezza ogni evento che possa pregiudicare, anche potenzialmente, lo stato di sicurezza e affidabilità della rete di trasporto, Snam Rete Gas ha predisposto una serie di procedure organizzative e attuative atte a normare ogni intervento operativo svoltosi in emergenza, in termini di predisposizione e impiego di personale, mezzi, attrezzature e materiali e di sottoporre a procedura il flusso informativo che deve essere assicurato in tali situazioni. L'insieme di queste norme costituisce il Dispositivo d'Emergenza di Snam Rete Gas illustrato nel codice di rete. Snam Rete Gas assicura un servizio di reperibilità in grado di fornire personale, attrezzature e mezzi per la realizzazione delle opere necessarie al ripristino delle condizioni di sicurezza e/o di esercizio. Snam Rete Gas assicura inoltre il flusso informativo nei confronti degli utenti coinvolti dalla riduzione/interruzione del servizio di trasporto, se richiesto, al fine di definire le modalità di interruzione o sospensione del trasporto gas.

### **Continuità**

- 6.9 Di norma le filosofie di progettazione degli impianti adottate da Snam Rete Gas consentono l'esecuzione delle attività manutentive senza la necessità di sospensione del servizio di trasporto sia ai punti di consegna che a quelli di riconsegna. Le eventuali attività manutentive straordinarie che rendono necessario la riduzione/sospensione del servizio di trasporto ai punti di consegna o di riconsegna, vengono preventivamente pianificate e rese coerenti e compatibili con la capacità di trasporto definita. Tali attività, ove possibile, vengono definite congiuntamente con gli operatori interconnessi a monte al fine di ridurre i periodi di disservizio per gli utenti. La programmazione degli interventi viene effettuata da Snam Rete Gas in modo da consentire la conoscenza dell'evento con adeguato anticipo agli utenti interessati, in coerenza con le modalità previste dal codice di rete. Esulano da ogni possibile preventiva pianificazione gli interventi con

carattere di emergenza che possono provocare riduzioni/sospensioni del servizio ai punti di consegna o di riconsegna.

### **Qualità commerciale**

6.10 Per Snam Rete Gas il raggiungimento ed il mantenimento di un elevato standard qualitativo nel servizio che garantisca a tutti gli utenti un adeguato grado di affidabilità del sistema di trasporto costituisce un obiettivo prioritario. Il codice di rete prevede la possibilità per gli utenti di richiedere servizi e prestazioni che Snam Rete Gas deve erogare nel rispetto di principi di obiettività, neutralità, trasparenza ed imparzialità. In tabella 1 viene riportata una statistica, relativa agli anni termici 2003 - 2005, delle principali richieste pervenute a Snam Rete Gas da parte degli utenti del servizio.

*Tabella 1 – Richieste di prestazioni a Snam Rete Gas da parte degli utenti del servizio – Anni termici 2003 – 2005 (valori arrotondati)*

<b>Tipologia della richiesta</b>	<b>2003/2004</b>	<b>2004/2005</b>
Accesso ai portali web	70	120
Conferimenti di capacità	14.000	17.000
Transazioni di capacità	2.300	3.000
Richieste nuovi allacciamenti	150	250
Discature di punti di riconsegna	350	400
Verifiche dei dati di misura verbalizzati	180	220
Incrementi della pressione minima contrattuale	5	5
Riprogrammazione di interventi di manutenzione	20	20
Rimborso costi del servizio alternativo di fornitura	50	150
Chiarimenti e contestazioni sulla fatturazione	40	60
Aggiornamento del codice di rete	23	4
<b>Totale</b>	<b>17.188</b>	<b>21.229</b>

6.11 Snam Rete Gas, al fine di gestire le richieste pervenute, si è dotata di procedure e di una modulistica dedicata con la finalità di fornire servizi più accessibili e rispondenti alle esigenze dei propri utenti. Conformemente a quanto previsto nel codice di rete, sono state individuate le principali aree relative alla qualità commerciale del servizio fornito da Snam Rete Gas e sono state definiti:

- a) modalità e tempi di risposta a richieste di chiarimento su aspetti inerenti l'accesso al sistema, la fatturazione, le allocazioni, i conferimenti e le transazioni di capacità;
- b) modalità di risposta a reclami sulle fatture relative al servizio di trasporto nel rispetto delle tempistiche previste nel codice di rete;
- c) procedure di valutazione del grado di soddisfazione degli utenti.

Inoltre, al fine di valutare il raggiungimento degli obiettivi di qualità nel servizio di trasporto, il codice di rete prevede una serie di indicatori di qualità commerciale del servizio che vengono regolarmente monitorati e comunicati all'Autorità.

## 7. La prassi operativa di Società Gasdotti Italia

### *Sicurezza e continuità*

- 7.1 L'approccio complessivo adottato da Società Gasdotti Italia sia nelle logiche di progettazione che nelle logiche di gestione del servizio di trasporto è finalizzato alla garanzia della continuità della fornitura, alla sicurezza del sistema e delle persone che ci lavorano, al minimo impatto sull'utente del servizio e sul cliente finale e alla collaborazione attiva con gli altri soggetti coinvolti al fine di determinare la soluzione di maggiore interesse comune. Di conseguenza, è prassi consolidata la collaborazione con gli altri operatori a monte e a valle del sistema di trasporto nella predisposizione e nella gestione dei piani di intervento, delle manutenzioni, delle emergenze e delle interruzioni di servizio, anche nei casi in cui tale collaborazione non sia formalizzata contrattualmente (ad esempio, nel caso di interventi manutentivi previsti sulla rete, la disponibilità da parte di Società Gasdotti Italia a fornire il servizio di carro bombolaio agli utenti che ne facciano richiesta, come previsto dal codice di rete).
- 7.2 Società Gasdotti Italia dispone di un servizio di sorveglianza su tutta la rete dei metanodotti, svolto sia a piedi sia con automezzi, con l'obiettivo di garantire la sicurezza e la continuità del servizio di trasporto. L'attività di sorveglianza, effettuata suddividendo il metanodotto in tratte, assegnate ciascuna al singolo sorvegliante, permette il controllo dello stato della rete e del territorio ad essa connesso, onde poter intervenire e segnalare immediatamente qualsiasi necessità (interventi sui gasdotti, frane, alluvioni, interventi di terzi sull'area di servitù del metanodotto, etc.).
- 7.3 Società Gasdotti Italia effettua ogni 4/5 anni il passaggio con pig ai fini ispettivi sui metanodotti che consentono tale tipo di controllo. Il passaggio con pig non implica fattori critici di manutenzione o di esercizio, in quanto l'attività ispettiva per stabilire lo stato dei tubi viene effettuata senza portare conseguenze al trasporto del gas e alla fornitura degli utenti.
- 7.4 L'attività di controllo della protezione catodica viene effettuata ogni sei mesi da una ditta specializzata. Il controllo riguarda tutta la rete dei metanodotti di Società Gasdotti Italia. Le centraline della protezione catodica vengono invece controllate dai sorveglianti del metanodotto, durante il loro giro di controllo.
- 7.5 Dato che l'obiettivo principale di Società Gasdotti Italia è garantire la sicurezza e la continuità del servizio di trasporto, all'insorgere di una situazione di emergenza sulla rete, il trasportatore si adopera per la messa in sicurezza della rete e per il ripristino delle normali condizioni di esercizio nel più breve tempo possibile. La procedura per il pronto intervento e per la gestione delle emergenze di servizio è descritta nel codice di rete approvato dall'Autorità e dettagliata nel "Piano d'emergenza generale e interventi in reperibilità". A valle della rilevazione di una situazione di emergenza sulla rete (rilevata tramite i sistemi di teleallarme a disposizione del trasportatore, oppure mediante segnalazioni esterne), viene attivata una procedura interna di chiamata al capo funzione reperibile, il quale attiva tutta la struttura di pronto intervento (capo turni, turnisti e Dispacciamento). Anche le imprese di cui Società Gasdotti Italia si avvale per gli interventi in emergenza sulla rete hanno un servizio di reperibilità a disposizione di Società Gasdotti Italia e devono intervenire entro due ore dalla chiamata.

- 7.6 La gestione degli impianti di odorizzazione al servizio di clienti finali civili allacciati direttamente al gasdotto prevede:
- un controllo di buon funzionamento delle apparecchiature una volta al mese;
  - due controlli annuali (ogni sei mesi) che verifichino, presso gli impianti maggiori, i quantitativi massimo e minimo di odorizzante utilizzati, provvedendo alle eventuali integrazioni.

### **Qualità commerciale**

- 7.7 Società Gasdotti Italia, nell'impostazione di tutte le attività di tipo commerciale previste dal codice di rete, benché siano tra di loro di natura anche molto diversa, mira a considerarle come un unico insieme di attività aventi come principale obiettivo quello di fornire un servizio di qualità. Per Società Gasdotti Italia un "servizio di qualità" vuol dire non solo rispetto delle scadenze, ma anche attenzione alla precisione ed alla bontà delle informazioni fornite, specie per le prestazioni di tipo ricorsivo (gestione delle nomine, allocazioni provvisorie, allocazioni e bilancio definitivi, fatturazione); dei due obiettivi, Società Gasdotti Italia considera prioritario il secondo. Società Gasdotti Italia si adopera comunque per richiedere e recepire dagli utenti, ove possibile, indicazioni e suggerimenti per le proprie attività, ad esempio in occasione della definizione delle specifiche di sviluppo del sistema informativo attualmente utilizzato per la gestione delle allocazioni giornaliere e che verrà impiegato, in futuro, per le prenotazioni di capacità di trasporto e per la fatturazione del servizio.
- 7.8 In tabella 2 viene riportata una statistica, relativa agli anni termici 2004 - 2006, delle principali richieste pervenute a Società Gasdotti Italia.

*Tabella 2 – Richieste di prestazioni a Società Gasdotti Italia da parte degli utenti del servizio – Anni termici 2004 - 2006*

<b>Tipologia della richiesta</b>	<b>2004/2005</b>	<b>2005/2006</b>
Incrementi di capacità	85	45
<i>di cui: soggetti a verifiche</i>	38	20
Verifiche delle allocazioni	48	48
Trasferimenti di capacità	46	40
Discature	21	43
Nuovi conferimenti di capacità su PdR esistenti	8	5
<i>di cui: soggetti a verifiche</i>	19	30
Cessioni di capacità	13	3
Verifiche di verbali di misura e qualità del gas	2	5
Nuovi conferimenti di capacità per avvio di nuovi PdR	1	1
Richieste di dati storici	1	1
Riprogrammazione interventi manutentivi	2	0
<b>Totale</b>	<b>284</b>	<b>241</b>

## **8. La ricognizione internazionale sulla qualità del servizio di trasporto**

- 8.1 Ai fini di individuare le possibili integrazioni alla regolazione della qualità del servizio di trasporto, l'Autorità ha condotto una ricognizione in ambito



internazionale finalizzata a verificare l'esistenza in paesi esteri di una più puntuale regolazione della qualità del servizio di trasporto con riferimento agli aspetti della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale.

- 8.2 La ricognizione ha riguardato l'Olanda, il Regno Unito, la Spagna e gli Stati Uniti d'America. Sono stati analizzati, oltre agli indicatori di qualità veri e propri, i termini contrattuali che riguardano sicurezza, continuità e qualità commerciale contenuti nei codici di rete o in documenti equivalenti e l'eventuale presenza di standard garantiti e generali.
- 8.3 L'analisi svolta ha permesso di identificare le differenze normative tra i diversi paesi relativamente a ciascuna delle tre aree della qualità del servizio di trasporto considerate. In particolare sono stati individuati 106 aspetti regolati distribuiti percentualmente nelle varie aree di qualità come indicato in tabella 3.

*Tabella 3 – Benchmarking internazionale – Ripartizione per area degli aspetti regolati di qualità del trasporto del gas naturale*

Area	Italia	Spagna	UK	Olanda	Usa
Sicurezza	8%	0%	3%	70%	64%
Continuità	15%	0%	17%	30%	8%
Qualità Commerciale	77%	100%	79%	0%	28%
<b>Totale paese</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

- 8.4 Gli aspetti regolati individuati dal benchmarking possono essere classificati in quattro tipologie:
- termini contrattuali semplici: sono termini espressamente riportati nei contratti di trasporto o presenti nella normativa di riferimento; non si tratta di indicatori, in quanto i trasportatori non sono tenuti a monitorarne l'andamento né a riportare questo all'autorità di regolazione, ma possono essere utili nell'identificazione di nuovi indicatori;
  - indicatori di tipo 1: sono indicatori che il trasportatore è tenuto a monitorare (ed in genere a riportare all'autorità di regolazione) per controllare la qualità del servizio di trasporto;
  - indicatori di tipo 2: sono indicatori per i quali è definito un livello di riferimento o uno standard generale;
  - indicatori di tipo 3: sono indicatori per i quali è previsto uno standard garantito ed una disciplina di indennizzi/incentivi basata sulle performance del trasportatore.

La tabella 4 riporta la distribuzione percentuale degli aspetti regolati suddivisi nelle quattro tipologie per ciascuno dei paesi esaminati.

Tabella 4 – Benchmarking internazionale – Ripartizione degli aspetti di qualità del trasporto regolati suddivisi per tipologia

Tipologia	Italia	Spagna	UK	Olanda	Usa
Termine contrattuale	65%	100%	72%	0%	60%
Indicatore di tipo 1	4%	0%	0%	70%	36%
Indicatore di tipo 2	23%	0%	0%	30%	4%
Indicatore di tipo 3	8%	0%	28%	0%	0%
<b>Totale paese</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## 9. Le proposte in tema di sicurezza del servizio di trasporto

- 9.1 La prassi delle aziende di trasporto che operano in Italia evidenzia l'elevata attenzione prestata agli aspetti relativi alla sicurezza ed alla continuità nel servizio di trasporto del gas, favorita da un contesto legislativo in materia di progettazione e realizzazione delle condotte lungimirante ed efficace.
- 9.2 Tuttavia l'Autorità, a fronte dell'evoluzione del settore del trasporto del gas e del possibile ingresso di nuovi operatori, ritiene necessario introdurre alcune disposizioni generali finalizzate a garantire anche per il futuro un tale approccio in materia di sicurezza. Va comunque chiarito che il rispetto da parte dei trasportatori delle disposizioni che l'Autorità si appresta ad introdurre non farebbe in alcun modo venir meno le specifiche responsabilità degli esercenti in materia di sicurezza. Le disposizioni dell'Autorità costituiscono degli obblighi minimi da rispettare ma non esauriscono il campo delle attività a cui gli operatori devono dare attuazione per garantire la salvaguardia delle persone e delle cose dai possibili danni provocati dal servizio di trasporto del gas. Per quanto riguarda l'adozione di un modello di *pipeline integrity management system*, come adottato in altri paesi (vedi Appendice 1), l'Autorità ritiene opportuno ribadire l'obbligo per le aziende di trasporto di rispetto della legislazione e della normativa vigente in tema di sicurezza, ivi inclusa la specifica tecnica europea CEN/TS 15173.

### *Ambito di riferimento*

- 9.3 Poiché la rete di trasporto si presenta con una struttura fortemente unitaria costituita da una serie di gasdotti tra loro interconnessi, si ritiene opportuno, ad eccezione di quanto esposto al successivo punto 9.9 in tema di protezione catodica, individuare l'intera rete gestita da un trasportatore come ambito rispetto al quale definire eventuali indicatori di sicurezza. Si ritiene inoltre che le soluzioni proposte in consultazione in materia di sicurezza siano applicabili a tutti i soggetti che operano l'attività di trasporto (sia nazionale che regionale) del gas naturale in Italia, e non si propone quindi l'adozione di una regolazione asimmetrica per le due tipologie di trasporto. Il riferimento temporale che si propone di adottare per tutti gli indicatori di qualità proposti è l'anno termico.

**Spunto di consultazione Q.2: Ambito di riferimento**

*Condividete le proposte dell’Autorità in tema di ambito di riferimento della regolazione della sicurezza del servizio di trasporto? Se no, per quali motivi?*

**Ispezione e sorveglianza delle reti**

9.4 L’area della sicurezza che appare meno coperta dalla regolazione italiana e meritevole di rafforzamento è quella relativa al monitoraggio dell’ispezione delle reti, distinguendo tra le ispezioni interne dei gasdotti, condotte ad esempio tramite pig, e la sorveglianza, pedonale o con altri mezzi, delle aree in cui sono posate le tubazioni. In particolare si propone l’introduzione dell’indicatore “percentuale di rete sulla quale sono state effettuate ispezioni interne con pig rispetto al totale della rete sulla quale è tecnicamente possibile utilizzare tale metodologia”; per tale indicatore non si propone la fissazione di un livello di riferimento ma l’introduzione, ai fini del monitoraggio, di obblighi di registrazione e di comunicazione all’Autorità con cadenza annuale. Si propone inoltre di introdurre l’obbligo di servizio di sottoporre ogni anno termico l’intera rete a sorveglianza, a piedi o con altri mezzi.

9.5 Quanto sopra prescinde in generale da un riferimento alle possibili parti di rete maggiormente esposte a condizioni di rischio, individuabili ad esempio nelle seguenti:

- zone ad alta pericolosità sismica (i comuni e le zone classificati come zone sismiche 1 e 2, secondo la definizione dell’Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 28 aprile 2006);
- aree a rischio idrogeologico elevato e molto elevato (individuate in base al decreto legge n. 180 del 1998 e successive modificazioni e al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 29 settembre 1998);
- allacciamenti.

In altri termini, da una parte non si ritiene utile differenziare l’indicatore di cui al punto 9.4 in funzione della zona considerata, se a rischio o meno, e, dall’altra, si demanda alla responsabilità dell’impresa di trasporto in merito alla scelta di aumentare la frequenza di sorveglianza delle reti per le zone a rischio.

Tuttavia si ritiene opportuno che gli obblighi di registrazione da introdurre relativamente ai tratti di rete ispezionata e/o sorvegliata prevedano anche l’indicazione dell’appartenenza o meno del tratto stesso all’insieme dei gasdotti maggiormente esposto a condizioni di rischio.

**Spunto di consultazione Q.3: Ispezione e sorveglianza delle reti**

*Condividete le proposte dell’Autorità in tema di ispezione e sorveglianza delle reti di trasporto? Se no, per quali motivi?*

**Emergenze di servizio**

9.6 Per quanto riguarda il tema delle emergenze di servizio, in aggiunta a quanto stabilito nei codici di rete, si propone di:

- a. definire per tutti i trasportatori l’emergenza di servizio come “situazione anomala, imprevista e transitoria, che interferisce con il normale esercizio

della rete di trasporto o che impone speciali vincoli al suo svolgimento e può risultare pregiudizievole per l'incolumità delle persone o causare danni alle cose o all'ambiente";

- b. classificare le emergenze di servizio sulla rete, distinguendo tra casi in cui si verifica o meno una fuoriuscita incontrollata di gas, nelle seguenti tipologie:
  - (i) fuori servizio non programmato di condotte, totale o parziale;
  - (ii) fuori servizio non programmato di impianti di linea, totale o parziale;
  - (iii) fuori servizio non programmato di centrali di compressione, totale o parziale;
  - (iv) danneggiamento ai metanodotti per eventi naturali;
- c. confermare l'obbligo annuale di comunicazione all'Autorità sulle emergenze di servizio verificatesi nell'anno termico di riferimento introducendo specifiche disposizioni relative ai conseguenti obblighi di registrazione e comunicazione.

9.7 L'Autorità ritiene infine opportuno introdurre un indicatore relativo al tempo di messa in sicurezza, definito come il tempo intercorrente tra la segnalazione di una emergenza di servizio ed il ripristino delle normali condizioni di funzionamento del sistema (inclusa la ripresa della riconsegna del gas). In analogia con quanto previsto da altri regolatori, si potrebbe inoltre introdurre un indicatore relativo al tempo di eliminazione delle eventuali dispersioni di gas sulle reti, stabilendo anche un tempo massimo decorrente dalla segnalazione dell'emergenza.

#### **Spunto di consultazione Q.4: Emergenze di servizio**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di emergenze di servizio nel trasporto? Se no, per quali motivi? Ritenete opportuno stabilire un tempo massimo di eliminazione delle dispersioni di gas? Se no, per quali motivi?*

#### ***Protezione catodica***

9.8 La protezione catodica deve essere attuata al fine di prevenire il fenomeno della corrosione che può avvenire nei materiali metallici posti a contatto con ambienti aggressivi o in presenza di correnti disperse generate da strutture interferenti. L'analisi di benchmarking internazionale e le informazioni trasmesse all'Autorità dai trasportatori italiani evidenziano l'elevata rilevanza della protezione catodica ai fini della sicurezza del trasporto di gas naturale. A livello internazionale, in particolare, l'attenzione si sta indirizzando verso le implicazioni di protezione catodica connesse con l'impiego delle condotte in condizioni di stress per elevate pressioni di esercizio.

9.9 Al fine di garantire, anche per il futuro, un elevato grado di protezione catodica delle condotte in acciaio, l'Autorità ritiene importante che ogni trasportatore predisponga ed implementi procedure per la gestione dei sistemi di protezione catodica conformi alla normativa vigente in materia e che consentano l'adozione tempestiva di eventuali interventi correttivi al sistema di protezione catodica, ove carente. In analogia a quanto già avvenuto per il servizio di distribuzione del gas, l'Autorità ritiene che sia opportuno attraverso il contributo dell'Apce:

- a) individuare una metodologia che consenta di stabilire se la parte di gasdotto facente parte del sistema considerato sia o meno in protezione catodica secondo quanto previsto dalla normativa tecnica vigente in materia;
- b) elaborare specifiche linee guida relative alla protezione catodica nell'attività di trasporto che prevedano anche la compilazione di un "Rapporto annuale dello stato elettrico della rete di trasporto".

9.10 Si propone inoltre di introdurre l'obbligo per i trasportatori di registrare:

- a) il numero di sistemi di protezione catodica in cui è stata suddivisa la rete;
- b) il numero totale dei punti selezionati per la misura del potenziale di protezione catodica della condotta suddividendo tra punti nei quali la misura è effettuata in continuo e trasmessa mediante telecontrollo e punti nei quali la misura non è effettuata in continuo;
- c) il numero totale delle misure di potenziale delle condotte in acciaio non effettuate in continuo;
- d) l'avvenuta predisposizione del "Rapporto annuale dello stato elettrico della rete di trasporto";
- e) la lunghezza della rete, misurata in metri, al 30 settembre dell'anno precedente a quello di riferimento, suddividendo tra rete in acciaio protetto catodicamente e acciaio non protetto;
- f) per ogni misura del potenziale di protezione catodica: il codice univoco del punto selezionato per la misura del potenziale di protezione catodica, la data di effettuazione e l'esito del controllo.

Si propone infine un obbligo di comunicazione annuale all'Autorità dei dati sopra indicati ad eccezione di quelli previsti alla lettera f).

**Spunto di consultazione Q.5: Protezione catodica**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di protezione catodica nel trasporto? Se no, per quali motivi?*

**Odorizzazione del gas**

9.11 Per quanto riguarda l'odorizzazione, non si ritiene necessario introdurre nuove disposizioni specifiche aggiuntive rispetto a quanto già deliberato in materia dall'Autorità, tra cui si ricorda la responsabilità del trasportatore di garantire che il gas riconsegnato per usi civili a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto sia odorizzato secondo quanto previsto dalla normativa vigente. Si propone però di stabilire degli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità, in particolare relativamente al numero di clienti finali civili allacciati ed al numero di controlli del grado di odorizzazione annui effettuati per ogni punto di riconsegna interessato.

**Spunto di consultazione Q.6: Odorizzazione del gas riconsegnato a clienti finali civili allacciati direttamente ai gasdotti**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di odorizzazione del gas riconsegnato a clienti finali civili allacciati direttamente ai gasdotti? Se no, per quali motivi?*

### ***Altri aspetti rilevanti ai fini della sicurezza***

9.12 Per una migliore definizione della regolazione della sicurezza nel servizio di trasporto di gas naturale, l'Autorità richiede comunque a tutti i soggetti interessati una verifica dell'esistenza o meno di altri aspetti rilevanti, collegati al tema della sicurezza, che sia opportuno considerare rispetto a quelli esaminati nei punti precedenti.

#### **Spunto di consultazione Q.7: Altri aspetti del servizio di trasporto del gas naturale rilevanti ai fini della sicurezza**

*Ritenete che vi siano altri aspetti del servizio di trasporto del gas naturale rilevanti ai fini della sicurezza oltre a quelli esaminati in precedenza da considerare nella regolazione della qualità del servizio? Se sì, quali?*

## **10. Le proposte in tema di continuità del servizio di trasporto**

10.1 L'area della continuità è regolata in Italia dalle disposizioni contenute nei codici di rete (peraltro con delle differenze tra il codice di Snam Rete Gas e quello di Società Gasdotti Italia) sulle interruzioni del servizio in seguito a interventi di manutenzione e alle emergenze. Sembra pertanto opportuno regolare in modo più omogeneo il tema delle interruzioni/sospensioni parziali o totali della fornitura ai punti di riconsegna della rete di trasporto.

### ***Interruzioni***

10.2 Per una migliore tutela sia dei clienti finali alimentati dalle reti di distribuzione sia dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, mutuando la definizione di "interruzione" presente nella deliberazione 29 settembre 2004, n. 168/04, si propone di definire l'interruzione come quell'evento che coincide con l'interruzione dell'erogazione del gas. Si propone, inoltre, di inserire un obbligo di registrazione per tutti i casi di interruzione, differenziando se programmata o meno, e dettagliando le seguenti informazioni minime:

- a) il punto di riconsegna coinvolto dall'interruzione, distinguendo se alimenta clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto o city gate;
- b) la durata dell'interruzione;
- c) il tipo di interruzione, se programmata o non programmata;
- d) gli utenti coinvolti;
- e) il tempo di preavviso, nel caso di interruzione programmata;
- f) la causa dell'interruzione, distinguendo tra causa di forza maggiore, causa di terzi e causa esercente;

10.3 Si propone inoltre che, entro il 31 dicembre di ogni anno, l'impresa di trasporto sia tenuta a comunicare all'Autorità, per l'anno termico precedente a quello di comunicazione:

- a) per le interruzioni con preavviso e senza preavviso separatamente:

- (i) il numero delle interruzioni;
  - (ii) il numero di utenti coinvolti;
  - (iii) la durata media;
- b) per le sole interruzioni per le quali non sia stato rispettato il tempo di preavviso, il numero di utenti coinvolti nelle interruzioni.

10.4 Inoltre potrebbe essere opportuno inserire una regolazione più stringente in termini di penalità per gas non riconsegnato nei punti di prelievo per cause riconducibili all'azienda di trasporto, con esclusione dei casi di interventi programmati di manutenzione (per questi ultimi esiste già uno standard garantito di qualità tecnica che viene trattato al successivo punto), mediante l'introduzione di una disciplina di indennizzi automatici a favore, ad esempio, dei clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto; l'indennizzo potrebbe essere pari al corrispettivo dovuto per la capacità conferita ma effettivamente non utilizzata, moltiplicata per un fattore di penalizzazione e per il numero di giorni di durata dell'interruzione.

**Spunto di consultazione Q.8: Interruzioni della fornitura nei punti di riconsegna**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di interruzioni della fornitura nei punti di riconsegna? Se no, per quali motivi? Ritenete che debba essere prevista una disciplina di indennizzi per gas non riconsegnato nei punti di prelievo per cause riconducibili all'azienda di trasporto, esclusi gli interventi manutentivi? Se no, per quale motivo?*

**Riduzione della capacità**

- 10.5 I codici di rete approvati dall'Autorità prevedono uno standard tecnico garantito circa il numero massimo di giorni annui di interruzione/riduzione della capacità (giorni equivalenti a capacità intera) per interventi manutentivi presso punti di riconsegna. Il codice di rete di Snam Rete Gas, al capitolo 14, stabilisce che in un anno tale numero massimo è pari a 4, considerando tra gli interventi quelli relativi alle verifiche periodiche sulla rete, ai nuovi allacciamenti, ai potenziamenti, alle interferenze con opere di terzi, al ripristino successivo ad emergenze di servizio e altri interventi. L'indicatore previsto da Società Gasdotti Italia, riferito ai punti di riconsegna su rete regionale, fissa un limite annuo di 3 giorni equivalenti a capacità intera. Entrambi i codici di rete poi prevedono una penalità in caso di mancato rispetto dello standard garantito che consiste in una riduzione del corrispettivo di capacità, da applicare ai giorni eccedenti il valore di riferimento, ma solo per alcuni casi e con impegni differenti da trasportatore a trasportatore.
- 10.6 Si è già evidenziato che i giorni di interruzione sono calcolati a capacità intera, ossia una riduzione della capacità del 25% di un giorno equivale a una riduzione di capacità intera di durata pari a 6 ore; servono quindi 16 (ovvero 4 per 4) interruzioni di questo tipo per raggiungere il valore di riferimento previsto dalla Snam Rete Gas. L'Autorità ritiene che sarebbe più tutelante per l'utente del servizio uno standard basato sul numero di riduzioni della capacità nel punto di riconsegna registrate nell'anno termico. Tuttavia per il momento si propone di confermare il suddetto standard garantito, posto però pari a 3 giorni equivalenti a capacità intera per tutte le aziende di trasporto, e di integrare la regolazione inserendo un obbligo di registrazione, e successiva comunicazione annuale all'Autorità, per ciascun punto di entrata e di riconsegna della rete di trasporto, di tutte le riduzioni delle capacità registrate a seguito di interventi manutentivi, come

sopra identificati, per percentuale di capacità non disponibile e durata dell'evento espressa in giorni.

**Spunto di consultazione Q.9: Riduzione di capacità nei punti di riconsegna**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di riduzione di capacità nei punti di riconsegna? Se no, per quali motivi? Ritenete ci siano altri standard di qualità tecnica da considerare relativi alla continuità?*

**Altri aspetti rilevanti ai fini della continuità**

10.7 Per una migliore definizione della regolazione della continuità nel servizio di trasporto di gas naturale, l'Autorità richiede comunque a tutti i soggetti interessati una verifica dell'esistenza o meno di altri aspetti rilevanti, collegati al tema della continuità, che sia opportuno considerare rispetto a quelli esaminati nei punti precedenti.

**Spunto di consultazione Q.10: Altri aspetti del servizio di trasporto del gas naturale rilevanti ai fini della continuità**

*Ritenete che vi siano altri aspetti del servizio di trasporto del gas naturale rilevanti ai fini della continuità oltre a quelli esaminati in precedenza da considerare nella regolazione della qualità del servizio? Se sì, quali?*

**11. Le proposte in tema di qualità commerciale del servizio di trasporto**

11.1 I codici di rete di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia approvati dall'Autorità prevedono per la qualità commerciale del servizio di trasporto i quattro standard garantiti riportati in tabella 5.

*Tabella 5 – Standard garantiti di qualità commerciale del trasporto definiti dai codici di rete di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia*

Area	Termini soggetti a standard garantiti	Standard garantiti da Snam Rete Gas	Standard garantiti da Società Gasdotti Italia
Aggiornamento del codice di rete	Termine per la dichiarazione di ricevibilità circa una proposta di aggiornamento	Proposta dichiarata ricevibile in mancanza di comunicazioni SRG entro 10 giorni lavorativi dalla presentazione	Entro 10 giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'anticipo via e-mail o fax
Cessioni di capacità	Termine per la comunicazione agli Utenti di documentazione non idonea alla cessione	Cessione conforme in assenza di comunicazioni entro il 2° giorno lavorativo successivo al termine di richiesta	Cessione conforme in assenza di comunicazioni entro il 4° giorno lavorativo successivo al termine per la presentazione delle richieste
Programmi degli Interventi Manutentivi	Termine entro il quale comunica il piano mensile degli	Entro il 1° giorno (o primo giorno lavorativo successivo	Entro il 1° giorno lavorativo del mese precedente



Area	Termini soggetti a standard garantiti	Standard garantiti da Snam Rete Gas	Standard garantiti da Società Gasdotti Italia
	interventi previsti per il mese successivo	in caso di sabato o domenica) del mese precedente	
Contabilità del gas trasportato nel mese	Termine entro il quale rende disponibile la contabilità del gas trasportato nel mese	Entro il giorno 15 del mese successivo (o primo giorno lavorativo successivo in caso di sabato o domenica)	Entro il giorno 15 del mese successivo (o il primo giorno lavorativo successivo in caso di sabato, domenica o giorno festivo)

L'esame dei livelli effettivi comunicati annualmente all'Autorità per ciascuno dei quattro indicatori da Snam Rete Gas e da Società Gasdotti Italia evidenzia in generale il rispetto degli standard garantiti di qualità commerciale negli anni termici 2003-2005, anche se permangono elementi di criticità per la piena confrontabilità dei dati tra le due aziende di trasporto.

11.2 Vengono di seguito esaminati prima gli standard vigenti di cui sopra ai fini di una loro conferma o proposta di modifica; successivamente vengono prese in esame altre aree della qualità commerciale del servizio di trasporto ove si ritiene possano essere previsti ulteriori indicatori o obblighi di servizio.

#### ***Aggiornamento del codice di rete***

11.3 L'Autorità ritiene di confermare l'indicatore garantito di qualità commerciale vigente ma, viste alcune difformità nei report inviati annualmente dalle due imprese di trasporto, valuta importante definire in dettaglio le informazioni minime che l'impresa di trasporto deve registrare per ogni proposta ossia:

- a) il soggetto proponente;
- b) la data di ricevimento della proposta;
- c) la data di invio della eventuale comunicazione di irricevibilità.

11.4 Si propone inoltre che l'impresa di trasporto debba comunicare all'Autorità a cadenza annuale i seguenti dati:

- a) il numero delle proposte di aggiornamento;
- b) il numero delle proposte per le quali lo standard non è stato rispettato, con indicazione della causa;
- c) il tempo medio di invio della dichiarazione di irricevibilità della segnalazione.

#### **Spunto di consultazione Q.11: Proposte di aggiornamento del codice di rete**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di proposte di aggiornamento del codice di rete? Se no, per quali motivi? Ritenete opportuno definire un indennizzo automatico a favore degli utenti del servizio in caso di mancato rispetto dello standard garantito?*

#### ***Cessioni di capacità***

11.5 Ancorché il tema delle cessioni di capacità non risulti regolato mediante indicatori nei contesti esteri presi in esame, dato l'elevato numero di richieste in tema di

cessione di capacità (vedi tabelle 1 e 2) si ritiene di confermare l'indicatore garantito di qualità commerciale vigente, distinguendo tra cessioni di capacità relative ai punti di ingresso interconnessi con l'estero (per le quali si propone di garantire la cessione conforme in assenza di comunicazioni entro il quinto giorno lavorativo successivo al termine di richiesta) e le restanti cessioni (per le quali si propone di garantire la cessione conforme in assenza di comunicazioni entro il secondo giorno lavorativo successivo al termine di richiesta).

- 11.6 Oltre a ciò, l'Autorità valuta importante definire in dettaglio le informazioni minime che l'impresa di trasporto deve registrare per ogni richiesta di cessione di capacità ossia:
- a) il soggetto richiedente;
  - b) la data di ricevimento della richiesta;
  - c) la data limite per la cessione;
  - d) la data di invio della dichiarazione di non conformità.
- 11.7 Si propone inoltre che l'impresa di trasporto debba comunicare all'Autorità a cadenza annuale i seguenti dati:
- a) il numero delle richieste di cessione di capacità;
  - b) il numero delle richieste di cessione di capacità con documentazione non idonea alla cessione;
  - c) il numero delle richieste di cessione di capacità con documentazione non idonea per le quali lo standard non è stato rispettato, con indicazione della causa;
  - d) il tempo medio di invio della comunicazione di documentazione non idonea alla cessione, ove applicabile.

**Spunto di consultazione Q.12: Richiesta di cessione di capacità**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di richieste di cessione di capacità? Se no, per quali motivi? Ritenete opportuno definire un indennizzo automatico a favore degli utenti del servizio in caso di mancato rispetto dello standard garantito?*

***Programma degli interventi manutentivi***

- 11.8 In Italia, a differenza degli altri paesi presi in esame, è considerata rilevante la possibilità dell'utente di conoscere in anticipo la programmazione degli interventi manutentivi che avranno impatto sulla capacità di trasporto della rete. In particolare, in entrambi i codici di rete è previsto uno standard garantito che fissa al 1° giorno lavorativo del mese n-1 il termine per la comunicazione da parte del trasportatore del piano mensile degli interventi di manutenzione. E' inoltre previsto uno standard garantito di qualità tecnica, come anticipato al precedente paragrafo 10 sulla continuità, inerente la durata massima degli interventi manutentivi che impattano sulla capacità disponibile ai punti di riconsegna. Il trasportatore principale ha inserito anche uno standard simile sui punti di entrata; per gli standard garantiti di qualità tecnica valgono le proposte anzi richiamate.
- 11.9 Soltanto all'interno del codice di rete di Snam Rete Gas si trova un indicatore sui termini per la riprogrammazione da parte del trasportatore, possibile solo quando richiesta da oggettive variazioni operative del piano lavori, di interventi già comunicati agli utenti e da questi confermati. In entrambi i codici si trova invece

la possibilità per gli utenti di richiedere lo spostamento ad altra data, entro il giorno 10 del mese precedente l'intervento stesso. L'Autorità ritiene di confermare l'attuale regolazione relativa all'ambito manutentivo prevedendo per l'impresa di trasporto l'obbligo di registrazione di tutte le riprogrammazioni, comprese quelle richieste dall'utente, e di comunicazione annuale all'Autorità del numero delle riprogrammazioni, distinte tra quelle richieste dall'utente e quelle stabilite dall'impresa di trasporto.

**Spunto di consultazione Q.13: Interventi manutentivi**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di interventi manutentivi? Se no, per quali motivi? Ritenete opportuno definire un indennizzo automatico a favore degli utenti del servizio in caso di mancato rispetto dello standard garantito?*

**Contabilità del gas trasportato nel mese**

- 11.10 L'esistenza nei codici di rete di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia di un indicatore relativo al termine, come standard garantito di qualità commerciale, entro il quale il trasportatore deve rendere disponibile il bilancio definitivo, riconosce l'importanza che la disponibilità dei dati di bilancio riveste per gli utenti del servizio e per le imprese di vendita, sia in termini di programmazione sia in riferimento ai processi di fatturazione attiva.
- 11.11 Se da un parte si ritiene opportuno confermare tale standard garantito, dall'altra, in analogia con quanto previsto dalla regolazione spagnola per il bilancio giornaliero, si propone di prevedere l'obbligo per il trasportatore di rispondere alle richieste di revisione del bilancio 2-3 giorni lavorativi dal ricevimento delle stesse.

**Spunto di consultazione Q.14: Contabilità del gas trasportato nel mese**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di contabilità del gas trasportato nel mese? Se no, per quali motivi? Ritenete opportuno definire un indennizzo automatico a favore degli utenti del servizio in caso di mancato rispetto dello standard garantito?*

**Accesso ed erogazione del supporto IT**

- 11.12 Il tema dell'accesso e dell'erogazione del supporto IT è disciplinato con indicatori soltanto nel Regno Unito, dove all'interno della regolazione della qualità riveste una notevole importanza; in particolare sono previsti tre indicatori a cui è associata una disciplina di indennizzo in caso di mancato rispetto degli standard fissati, che fanno riferimento ai tempi di ripristino del sistema in caso di malfunzionamento e ai termini relativi alle modifiche del sistema stesso. I suddetti indicatori, pur non trovando riscontro in nessuno degli altri contesti inclusi nell'analisi, sembrano avere dei punti di forza nella capacità di tutelare l'utente, oltre che nel caso di interruzione non programmata del funzionamento del sistema, anche rispetto alle varie modifiche del sistema, che non possono essere apportate (o eliminate, nel caso di modifiche programmate, ma non realizzate) senza che questi ne sia a conoscenza e abbia la possibilità di esprimere i propri commenti e valutazioni.
- 11.13 In considerazione dell'elevato grado di utilizzo di sistemi informatici, alcuni accessibili tramite sito internet del trasportatore, si potrebbe proporre l'indicatore *“Tempo di ripristino del sistema in seguito ad un*

*malfunzionamento*” (definendo un tempo massimo di ripristino da valutarsi in funzione della tipologia del sistema informativo compreso tra 5 e 12 ore), con l’impegno da parte del trasportatore ad attuare tutti i comportamenti idonei a facilitare la normale attività quotidiana dell’utente del servizio.

**Spunto di consultazione Q.15: Accesso ed erogazione del supporto IT**

*Condividete le proposte dell’Autorità in tema di accesso ed erogazione del supporto IT  
Se no, per quali motivi?*

***Accesso al sistema di trasporto***

11.14 Solo in Italia è presente un indicatore di qualità del servizio che individua i termini per la risposta ad una richiesta di realizzazione di nuovi punti o potenziamento di esistenti da parte di un utente. I codici di rete di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia prevedono, infatti, uno standard generale di qualità commerciale del servizio definito come percentuale minima, pari al 90%, di offerte di allacciamento comunicate entro un periodo di 60 giorni dalla:

- a) data di sottoscrizione del verbale per la definizione del punto di consegna/riconsegna per Snam Rete Gas;
- b) data di ricevimento della richiesta di allacciamento per Società Gasdotti Italia.

Più precisamente lo standard di Snam Rete Gas è applicabile a tutti i casi eccetto quelli “in cui la fattibilità tecnica dell’allacciamento risulti particolarmente complessa”, mentre per Società Gasdotti Italia è definito solo per allacciamenti “di piccola entità” ossia quelli che presentano una distanza inferiore al chilometro (per allacciamenti di media/grande entità è previsto un termine contrattuale semplice di due settimane per l’invio dell’offerta per lo studio di fattibilità).

11.15 In considerazione del fatto che le richieste di allacciamento costituiscono una prestazione rilevante per il trasportatore (vedi tabelle 1 e 2), l’Autorità ritiene discriminante la possibilità di derogare al rispetto dei tempi fissati nei casi in cui la fattibilità tecnica dell’allacciamento risulti particolarmente complessa, senza ulteriori specificazioni relative a circostanze e tempistiche. Si propone pertanto la definizione dei tre seguenti standard generali relativi ai termini per l’invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o potenziamento di punti esistenti da parte di un utente con riferimento alla data di sottoscrizione del verbale per la definizione del punto di consegna/riconsegna:

- a) almeno il 90% entro 60 giorni lavorativi per allacciamenti con lunghezza fino a 2 chilometri;
- b) almeno il 90% entro 90 giorni lavorativi per allacciamenti compresi tra 2 e 10 chilometri;
- c) almeno il 90% entro 120 giorni lavorativi per allacciamenti oltre i 10 chilometri.

**Spunto di consultazione Q.16: Accesso al sistema di trasporto**

*Condividete le proposte dell’Autorità in tema di accesso al sistema di trasporto? Se no, per quali motivi? Ritenete che debba essere previsto un tempo massimo per la*

*definizione del punto di consegna/riconsegna? Se sì, quale? Ritenete che debbano essere previsti requisiti minimi del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o potenziamento di esistenti da parte di un utente?*

### **Programmazione/Assegnazione**

11.16 In tema di previsione della domanda, si potrebbe introdurre per l'impresa di trasporto l'obbligo di pubblicazione della previsione della domanda annuale e mensile, ossia il trasportatore avrebbe l'obbligo di pubblicare, in forma accessibile a tutti gli operatori, entro il giorno 24 del mese n-1, la previsione per il mese successivo della domanda stimata dagli Utenti relativa a tutto il mercato, tranne il termoelettrico, ottenuta attraverso l'aggregazione dei programmi di trasporto degli utenti stessi del servizio.

### **Spunto di consultazione Q.17: Programmazione/Assegnazione**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di programmazione/Assegnazione? Se no, per quali motivi?*

### **Tempi di risposta a richieste degli utenti**

11.17 Con riferimento alle prestazioni più frequentemente richieste dagli utenti del servizio (vedi tabelle 1 e 2), attualmente regolate solo da condizioni contrattuali presenti nei codici di rete, in analogia a quanto fatto per i servizi di distribuzione e vendita del gas, si potrebbero definire tempi massimi entro cui dare risposta alle richieste degli utenti. Per alcune prestazioni il tempo massimo potrebbe essere garantito prevedendo un indennizzo automatico a favore dell'utente del servizio interessato in caso di suo mancato rispetto per causa riconducibile all'impresa di trasporto.

11.18 Si propone di definire tempi massimi entro cui dare risposta alle richieste degli utenti:

- a) discature dei punti di riconsegna;
- b) verifica dei dati di misura verbalizzati;
- c) incremento della pressione minima contrattuale;
- d) riprogrammazione degli interventi manutentivi;
- e) rimborso dei costi del servizio alternativo di fornitura di gas naturale.

### **Spunto di consultazione Q.18: Tempi di risposta a richieste degli utenti**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema di tempi di risposta a richieste degli utenti? Se no, per quali motivi? Quali ritenete che debbano essere i tempi massimi di risposta per ciascuna delle prestazioni individuate? Ritenete che alcuni tempi di risposta debbano essere garantiti? Se sì, quali? Quali ritenete debbano essere gli importi degli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto del tempo massimo garantito? Ritenete che vi siano altre richieste degli utenti che debbano essere abbinate a tempi massimi di risposta? Se sì, quali? Ritenete che ci siano altre richieste alle imprese di trasporto presentate da soggetti diversi dagli Utenti che debbano essere regolate? Se sì, quali?*

### ***Altri aspetti rilevanti della qualità commerciale del trasporto***

- 11.19 Per una migliore definizione della regolazione della qualità commerciale nel servizio di trasporto di gas naturale, l’Autorità richiede comunque a tutti i soggetti interessati una verifica dell’esistenza o meno di altri aspetti rilevanti che sia opportuno considerare rispetto a quelli esaminati nei punti precedenti.

#### **Spunto di consultazione Q.19: Altri aspetti di qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale**

*Ritenete che vi siano altri aspetti rilevanti della qualità commerciale del servizio di trasporto del gas oltre a quelli esaminati in precedenza da considerare nella regolazione della qualità del servizio? Se sì, quali?*

## **12. Le proposte in tema di qualità del gas naturale**

- 12.1 Come già evidenziato nel capitolo introduttivo l’Autorità ritiene che le attività relative alla misura, sia dei volumi che della qualità del gas naturale, debbano essere considerate tra di loro in modo unitario e disgiunto dalle attività di trasporto del gas naturale. Poiché però la definizione della regolazione della misura richiederà tempi adeguati, data la complessità della materia, pur confermando tale scelta, l’Autorità ritiene necessario formulare nel breve alcune proposte, che si tradurranno in modifiche della deliberazione n. 185/05 di non rilevante impatto rispetto alla trattazione globale del tema.
- 12.2 Con la deliberazione n. 185/05 l’Autorità ha approvato le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale al fine di favorire una regolazione più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali, anche in considerazione dello scenario di medio periodo relativo agli approvvigionamenti, che prevede l’avvio di nuovi terminali di Gnl e l’aumento delle importazioni a seguito di potenziamenti e nuove realizzazioni di gasdotti. A più di un anno di distanza, con la presente consultazione l’Autorità ha deciso di proporre integrazioni e modifiche alle disposizioni generali su alcuni temi specifici, frutto di approfondimenti da parte degli uffici con le imprese di trasporto destinatarie del provvedimento.
- 12.3 Di seguito si riportano le principali proposte di modifica ed integrazione delle disposizioni generali, suddivise per titolo di appartenenza secondo lo schema del provvedimento in vigore. Il presente documento per la consultazione è poi completato dalla versione preliminare del provvedimento (vedi Appendice 2).

### ***Titolo I – Definizioni ed ambito di applicazione***

- 12.4 Si propone la modifica della definizione di “*punto di misura di una AOP*” eliminando l’inciso “*diverso da un punto di ingresso della rete di trasporto*”, in quanto può ragionevolmente accadere che un punto di ingresso della rete di trasporto sia anche designato ad essere punto di misura di una AOP. Nel caso in cui un punto di ingresso sia anche punto di misura di una AOP l’impresa di trasporto è tenuta al rispetto di quanto previsto dall’articolo 7.
- 12.5 L’altra importante integrazione all’articolo 1 è l’inserimento della definizione di “*stato di consistenza*” degli apparati di misura in linea con quanto già stabilito dalla deliberazione dell’Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04. Infatti, dall’esame

dei dati tecnici sulle disponibilità delle misure del PCS sembra emergere l'esistenza di un legame possibile tra il numero di indisponibilità e l'anno di installazione del gascromatografo.

- 12.6 L'Autorità è venuta a conoscenza di casi in cui si utilizzano i carri bombolai per alimentare in continuo, ossia non limitatamente agli eventi di manutenzione o di interruzione del servizio, reti di distribuzione del gas. Data l'importanza della corretta determinazione del PCS, ai fini del calcolo dell'energia riconsegnata e della fatturazione, e del rispetto dei limiti di specifica dei parametri di qualità, si propone di regolamentare questa situazione stabilendo un obbligo di certificazione dei parametri di qualità da parte delle imprese di trasporto e di produzione interessate da tale evenienza.

## ***Titolo II – Misura dei parametri di qualità del gas naturale***

- 12.7 Si propone l'eliminazione dell'articolo 5, comma 2, lettera b), nella parte che pone in capo al CIG la redazione delle linee guida relative alla taratura e manutenzione dei gascromatografi, sostituendola con l'obbligo di seguire quanto previsto dai manuali tecnici approntati dai costruttori delle apparecchiature. La scelta dell'Autorità è in linea con quanto già dettato dalla direttiva europea 97/23/CE, cosiddetta PED, recepita in Italia col D.Lgs. 25 febbraio 2000, n. 93, inerente le apparecchiature a pressione, e più in generale con la recente normativa tecnica emanata in sede europea.
- 12.8 In considerazione dell'entrata in vigore del Decreto del 29 settembre 2005 (G.U. n. 246 del 21 ottobre 2005) recante "*Indirizzi e criteri per la classificazione delle reti regionali di trasporto e per l'allacciamento diretto di clienti finali alle stesse reti*", dove all'articolo 2, comma 3, lettera e), si legge che "*la rete dispone di strumentazione per il monitoraggio della qualità del gas in transito e la definizione del potere calorifico superiore agli ingressi e alle uscite*" si prevede l'eliminazione del comma 5 dell'articolo 5 e della lettera a), comma 5, dell'articolo 7.
- 12.9 L'articolo 6, comma 1, stabilisce che l'impresa di trasporto definisca una metodologia per l'individuazione e la modifica delle Aree Omogenee di Prelievo, le AOP, e che questa sia successivamente pubblicata sul sito internet dell'impresa, ad integrazione di quanto già contenuto dal codice di rete, entro i 90 giorni successivi all'approvazione della stessa da parte dell'Autorità. Gli uffici hanno valutato le versioni inviate dalle imprese di trasporto e hanno redatto una versione unica della metodologia (vedi Appendice 3), da adottarsi eventualmente con la dovuta gradualità da parte di tutte le imprese di trasporto.
- 12.10 All'articolo 3 delle disposizioni generali sono elencati i parametri di qualità del gas naturale, tra i quali figura anche l'ossigeno. L'Autorità considera importante specificare nel dettaglio modalità e tempistiche di determinazione del contenuto di tale parametro di qualità del gas per i punti di misura in ingresso. Pertanto, si propone una modifica all'articolo 7, comma 1, lettera a), con l'inserimento della disposizione ad effettuare l'analisi del contenuto di ossigeno su un campione istantaneo di gas, prelevato con frequenza trimestrale.
- 12.11 Relativamente ai punti di misura in ingresso, l'articolo 7 prevede, al comma 6, la possibilità per l'impresa di trasporto (in deroga a quanto stabilito dal comma 1 dello stesso articolo ossia che la verifica dei parametri di qualità avviene mediante apparecchiature fisse in continuo) di controllare la composizione del gas naturale mediante un sistema di campionamento incrementale mensile per i punti di

ingresso, diversi da un punto di importazione, con volumi giornalieri di gas inferiori a 100.000 standard metri cubi. Nella prassi Snam Rete Gas effettua un campionamento istantaneo, e non incrementale, con frequenza trimestrale. Bisogna evidenziare che i punti di ingresso caratterizzati da tali portate si riferiscono sostanzialmente a campi di produzione nazionale che storicamente hanno evidenziato una qualità del gas costante nel tempo; fanno eccezione alcuni campi trattati con impianti di miscelazione. Poiché l'investimento richiesto per l'adeguamento a quanto prescritto dalle disposizioni generali non è giustificato, a tutti gli effetti, da significativi riscontri, l'Autorità propone di modificare l'attuale formulazione prevedendo il campionamento istantaneo con frequenza bimestrale in luogo di quello incrementale, insieme all'obbligo di intensificazione delle misure per quei parametri di qualità i cui tenori abbiano, nei dodici mesi precedenti, superato le specifiche per almeno due misurazioni anche non consecutive. Infine, si propone un maggior dettaglio per la frequenza con cui l'impresa di trasporto è tenuta ad effettuare le determinazioni istantanee dei punti di rugiada acqua ed idrocarburi.

### ***Titolo III – Indisponibilità delle misure dei parametri di qualità del gas naturale***

- 12.12 L'Autorità ritiene utile semplificare l'attuale regolamentazione che distingue gli obblighi a seconda che sia o non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale. Nello specifico, le disposizioni generali indicano che, qualora non sia possibile optare per l'AOP alternativa, l'impresa di trasporto è tenuta ad effettuare il campionamento del gas naturale a partire dal quinto giorno gas di indisponibilità, mentre il termine è fissato all'ottavo giorno gas nel caso in cui sia possibile individuare l'AOP alternativa. Visto il termine massimo di indisponibilità accettabili previsto all'articolo 11, comma 4, l'Autorità crede opportuno allineare le due situazioni, lasciando il solo vincolo di campionamento del gas naturale, con frequenza giornaliera, a partire dall'ottavo giorno gas di indisponibilità del dato.
- 12.13 In considerazione della metodologia di individuazione e modifica delle AOP elaborata a partire dalle proposte formulate dalle imprese di trasporto, l'Autorità propone di eliminare l'attuale livello generale di disponibilità delle misure del PCS previsto nel caso di non considerazione dell'AOP alternativa, fermo restando il monitoraggio delle disponibilità delle misure da apparato come previsto dall'articolo 17. Inoltre, al fine di facilitare l'attuazione della normativa, si introduce una modifica alla formula per il calcolo dell'indicatore unico "*Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa*". L'attuale formulazione mira a valutare il livello effettivo di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale sia nel caso di presenza dell'AOP alternativa, utilizzando anche i dati provenienti da questa, che nel caso di mancanza dell'AOP alternativa, prevedendo un livello generale meno sfidante rispetto a quello stabilito per la situazione precedente. La formulazione prevista dalle disposizioni generali vuole pesare le indisponibilità dovute a cause imputabili all' esercente, ma nel contempo prende in considerazione anche le indisponibilità per altri motivi, ossia forza maggiore e terzi. Infatti, a parità di giorni di disfunzione degli apparati di misura per cause attribuibili all' esercente, il livello di disponibilità del PCS tende a diminuire all'aumentare del periodo di indisponibilità dovuto a cause diverse. La nuova formulazione, proposta in Appendice 2, neutralizza questo effetto e pesa, ai fini del calcolo del livello, soltanto le indisponibilità dovute all' esercente.



#### **Titolo IV – Obblighi di registrazione, comunicazione ed informazione**

12.14L'Autorità propone di prevedere l'obbligo per l'impresa di trasporto di predisposizione per ogni punto di misura dello stato di consistenza degli apparati al 30 settembre di ogni anno.

##### **Spunto di consultazione Q.20: Modifiche ed integrazioni alla deliberazione n. 185/05**

*Condividete le proposte dell'Autorità di modifica ed integrazione della deliberazione n. 185/05? Se no, per quali motivi?*

12.15L'analisi di benchmarking internazionale relativa alla misura della qualità del gas ha messo in evidenza l'importanza che riveste nel sistema britannico la tempestività nella trasmissione delle informazioni relative al potere calorifico del gas naturale, in quanto stabilisce che esso venga comunicato agli utenti con frequenza quotidiana ed entro orari determinati. In particolare, sono previsti degli indennizzi a favore degli utenti nel caso in cui non siano rispettati i termini temporali sia per la comunicazione del potere calorifico relativo al giorno precedente e della previsione per il giorno corrente, sia per la messa a disposizione degli utenti dei nuovi valori calcolati in seguito alla determinazione di errori nelle informazioni precedentemente trasmesse (fino a 12 mesi prima). L'Autorità propone, pertanto, l'introduzione di un termine definito per la pubblicazione delle informazioni relative al PCS, a completamento di quanto già previsto per la pubblicazione del bilancio di rete giornaliero provvisorio e definitivo.

##### **Spunto di consultazione Q.21: Termini per la comunicazione delle informazioni relative al PCS**

*Condividete le proposte dell'Autorità in tema tempestività nella comunicazione delle informazioni relative al PCS? Se no, per quali motivi? Quali ritenete debbano essere gli obblighi da prevedere?*

### **13. I tempi di attuazione**

13.1 A seguito dell'esame delle osservazioni scritte pervenute al presente documento verrà effettuata una seconda consultazione, prevista entro settembre 2007, in esito alla quale l'Autorità intende adottare un provvedimento con il quale regolare gli aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale. Nel secondo documento per la consultazione verranno proposti tempi di attuazione che tengano conto delle necessità di introdurre eventuali modifiche con la necessaria gradualità.

13.2 L'Autorità intende invece procedere nei minimi tempi tecnici necessari alla deliberazione delle modifiche ed integrazioni proposte alla deliberazione n. 185/05 in materia di qualità del gas.

##### **Spunto di consultazione Q.22: I tempi di attuazione**

*Condividete le proposte dell'Autorità sui tempi di attuazione? Se no, per quali motivi?*

## Appendice 1 - Approfondimenti e benchmarking internazionale

Nella presente appendice vengono riportati i principali esiti del benchmarking internazionale effettuato sulla qualità del trasporto del gas naturale.

Con riferimento agli aspetti regolati di cui al capitolo 8, alcuni indicatori sono stati rilevati in più di una nazione, mentre gli indicatori presenti in uno solo dei paesi esaminati sono 68 e la loro ripartizione nelle aree di analisi è riportata in tabella 6.

Tabella 6 – Benchmarking internazionale – Ripartizione degli indicatori di qualità del trasporto per area di analisi

<b>Sicurezza</b>	
Ispezione della rete	12
Dispersioni	5
Incidenti	6
<b>Totale</b>	<b>23</b>
<b>Continuità</b>	
Interruzioni/Riduzioni di capacità ai Punti di Riconsegna	8
<b>Totale</b>	<b>8</b>
<b>Qualità Commerciale</b>	
Accesso al ed erogazione del supporto IT	3
Accesso al sistema (Conferimento/Connessioni)	3
Transazioni di capacità (Trasferimenti/Cessioni)	3
Programmazione/Assegnazione	5
Bilancio	7
Fatturazione	3
Manutenzione	3
Interruzioni/Riduzioni di capacità ai Punti di Consegna	4
Altro	6
<b>Totale</b>	<b>37</b>
<b>Totale complessivo</b>	<b>68</b>

Dall'analisi comparata sono emerse differenze significative tra i vari paesi presi in esame. Le differenze riguardano sia il grado di sviluppo della regolazione, sia la sua distribuzione tra le varie aree di qualità del servizio prese in esame. Si riportano di seguito le principali evidenze.

### **Sicurezza**

La sicurezza del servizio di trasporto ricopre un ruolo fondamentale all'interno della regolazione olandese e di quella statunitense. In entrambi i paesi, la regolazione definisce una serie di indicatori che i trasportatori sono obbligati a riportare annualmente all'autorità. Gli indicatori sono relativi agli incidenti ed alle dispersioni avvenute sulla rete e, solo negli USA, alle ispezioni effettuate. Non esistono comunque politiche di incentivazione/penalizzazione e gli indicatori, in generale, non sono nemmeno confrontati con dei valori di riferimento.

È importante notare che in entrambi i paesi, inoltre, è stato sviluppato un sistema di gestione globale della sicurezza della rete di trasporto, un pipeline integrity management

system (PIMS) in Olanda e un integrity management program (IMP) negli USA. I quadri di riferimento partono dalla definizione dei processi coinvolti ed arrivano, nel caso USA, a definire gli indicatori che devono essere monitorati.

Negli Stati Uniti, l'utilizzo dell'IMP che soddisfi i requisiti del framework, definito nella norma Asme/Ansi B31.8S 2004, è mandatorio su tutti i tratti di rete che ricadono nelle zone ad alto rischio (principalmente le zone abitate). In Olanda, l'utilizzo del PIMS non è obbligatorio, ma il quadro predisposto è stato adottato dal Cen come riferimento europeo (NPR-CEN/TS 15173:2006).

La regolazione negli altri paesi è carente e non si riscontrano riferimenti né al PIMS/IMP né a specifici indicatori. In Italia, i codici di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia prevedono l'invio annuale all'Autorità di un report relativo agli incidenti avvenuti sulla rete di trasporto.

### ***Continuità***

L'Olanda ed il Regno Unito prevedono un buon monitoraggio della continuità del servizio di trasporto. L'approccio inglese si focalizza sulle interruzioni programmate, determinandone i limiti temporali e gli obblighi informativi. Il codice di rete inglese, inoltre, include una politica di indennizzo nel caso di interruzioni del servizio, dovute a qualsiasi causa, sia verso i distributori locali (nei punti di interconnessione), sia verso i titolari della capacità ai Punti di Riconsegna.

La regolazione olandese, al contrario, si concentra sulle interruzioni non programmate, dovute ad incidenti/malfunzionamenti sulla rete del trasportatore. È prevista la sottomissione annuale di tre indicatori, definiti nella regolazione, ed il loro confronto con dei valori di riferimento decisi autonomamente, ad inizio anno, dal trasportatore. Non sono previsti, in Olanda, penalità o incentivi legati alle performance raggiunte. È importante notare che in Olanda il tema della continuità assume un significato più ampio di quello che gli viene riconosciuto negli altri paesi. Tutti gli indicatori, infatti, sono calcolati in base alle interruzioni effettivamente percepite dai consumatori finali, inclusi quelli connessi alle reti di distribuzione.

Con riferimento agli obblighi informativi, non sono stati rilevati, in nessun paese incluso nell'analisi, indicatori per la disciplina dei tempi di preavviso delle interruzioni, mentre negli Stati Uniti è prevista la consegna del report relativo a particolari casi di interruzione del servizio entro termini fissati. Le interruzioni di capacità ai punti di ingresso sono trattate nell'area "Qualità commerciale".

### ***Qualità commerciale***

Solo Italia e Regno Unito prevedono indicatori riferiti alla qualità commerciale. Su alcuni temi, l'approccio italiano si rivela più stringente di quello inglese. Per quanto riguarda gli interventi manutentivi, ad esempio, l'Italia definisce ben due indicatori relativi alle comunicazioni con le controparti, dimostrando un interesse per questo tema superiore a quello riscontrato negli altri paesi analizzati. Similmente solo nel nostro Paese sono previsti degli indicatori relativi alle cessioni di capacità e alla pubblicazione del bilancio definitivo.

Riguardo alla programmazione, la mancanza generale di regolazione in tutti i paesi considerati sembra suggerire il poco interesse, o la poca criticità, che viene riconosciuto a questo tema. D'altronde, nel Regno Unito è attualmente in fase di consultazione un documento che dovrebbe introdurre penalità/incentivi per il trasportatore legati alla qualità della previsione della domanda. In tema di connessioni al sistema, solo in Italia i

codici di rete definiscono i limiti temporali per gli allacciamenti, anche se limitatamente a quelli di piccola entità.

Con riferimento alle interruzioni/riduzioni di capacità ai Punti di Consegna, sia Italia che Regno Unito presentano, con delle differenze, degli indicatori a cui corrisponde un meccanismo di indennizzo. Mentre l'indicatore definito in Italia dal codice di rete di Snam Rete Gas fa riferimento al numero massimo di giorni di interruzione dovuti ad interventi di manutenzione (superato il quale il trasportatore deve risarcire gli utenti interessati), nel Regno Unito è previsto un indennizzo per tutti i casi in cui il trasportatore venga meno all'obbligo di rendere disponibile capacità in entrata nel proprio sistema.

Discorso a parte va invece fatto per la gestione delle richieste degli utenti. In questo caso, la regolazione inglese si rivela più completa di quella italiana che non presenta alcun indicatore al riguardo. Nel Regno Unito, inoltre, è attualmente in fase di consultazione un documento che dovrebbe introdurre penalità/incentivi per il trasportatore legati alla qualità delle informazioni presenti sul sito web.

## **Appendice 2 - Versione preliminare delle integrazioni alla deliberazione n. 185/05**

Nella presente appendice viene riportata la versione preliminare delle integrazioni e modifiche alle Disposizioni generali dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale, approvate con la deliberazione n. 185/05, che recepisce le proposte contenute nel presente documento per la consultazione. Le modifiche ed integrazioni sono evidenziate in grassetto.

### **Articolo 1**

#### *Definizioni*

1. Ai fini del presente provvedimento recante disposizioni generali dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale, si applicano le definizioni dell’articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), e le seguenti definizioni:

(omissis)

- aa. “punto di misura di una AOP” è il **punto di misura nel quale avviene la misura del PCS** ai fini della determinazione del PCS del gas naturale riconsegnato in tutti i punti di riconsegna appartenenti a quella AOP;

(omissis)

- ee. “**stato di consistenza**” è l’insieme dei documenti relativi **gli apparati di misura utilizzati per la determinazione dei parametri di qualità del gas naturale; in particolare per ogni apparato dovrà essere registrato almeno:**
    - i. l’anno di fabbricazione;**
    - ii. l’anno di installazione;**
    - iii. la marca;**
    - iv. i parametri di qualità del gas che l’apparato di misura è in grado di misurare.**

### **Articolo 2**

#### *Ambito di applicazione*

1. Sono tenute al rispetto di quanto disposto dal presente provvedimento:

(omissis)

3. **Le imprese di trasporto e le imprese di produzione che forniscono gas naturale mediante carro bombolaio sono tenute a redigere un certificato che riporti il valore del PCS del gas e che attesti il rispetto dei limiti di specifica dei parametri di qualità di cui al successivo Articolo 3, comma 1.**

(omissis)

**Articolo 5**  
*Punti di misura nelle AOP*

(omissis)

2. L'impresa di trasporto è responsabile per ogni punto di misura nelle AOP e con riferimento al PCS del gas naturale:
  - a. della tempestiva e affidabile misurazione;
  - b. dell'effettuazione dei controlli e delle tarature periodiche degli apparati di misura in modo conforme alla legislazione ed alle norme tecniche di riferimento vigenti in materia o, nel caso di loro incompletezza, **al fascicolo tecnico predisposto dal costruttore;**

(omissis)

4. Nel caso in cui gli apparati di misura del PCS di cui al comma 1 non siano di proprietà dell'impresa di trasporto, il proprietario di tali apparati è tenuto:

(omissis)

- c. ad inviare all'impresa di trasporto entro il 31 ottobre di ogni anno la documentazione attestante le cause delle eventuali mancate disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale tra quelle indicate all'articolo 14, comma 1 **e lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre precedente;**

(omissis)

5. **Nel caso in cui il punto di misura di una AOP coincida con un punto di misura in ingresso l'impresa di trasporto è tenuta al rispetto di quanto previsto dal successivo articolo 7.**

(omissis)

**Articolo 6**  
*Metodologia di individuazione e modifica delle AOP*

1. **L'Autorità approva con successivo provvedimento** la metodologia per:
  - a. individuare le AOP;
  - b. confermare o modificare a cadenza mensile i confini delle AOP;
  - c. aggiungere nuovi punti di misura in una AOP, a seguito di eccessiva variabilità del PCS, con conseguente individuazione di nuove AOP;

- d. aggregare più AOP esistenti, a seguito di prolungata assenza di modifiche dei confini delle AOP, con conseguente eliminazione di punti di misura del PCS esistenti;
  - e. individuare un'AOP alternativa per l'attribuzione del valore giornaliero del PCS di una AOP in caso di indisponibilità del valore giornaliero della misura del PCS in una AOP.
2. **L'impresa di trasporto applica la metodologia approvata dall'Autorità e la pubblica sul proprio sito internet.**

### **Articolo 7**

#### *Punti di misura in ingresso*

1. L'impresa di trasporto dota ogni punto di ingresso della rete di trasporto gestita con un punto di misura dei parametri di qualità del gas naturale in corrispondenza del medesimo punto di ingresso. Tale punto di misura in ingresso deve essere attrezzato, fatto salvo quanto previsto al successivo comma 5, con apparati di misura, propri o di terzi, con l'installazione fissa di:
- a. gascromatografi per la misura in continuo **dei parametri di qualità di cui alle lettere da a a d, comma 1, dell'art 3**, duplicati per i punti di importazione e per i punti di immissione da impianti di Gnl. **Il contenuto di ossigeno sarà invece determinato con frequenza trimestrale su un campione istantaneo di gas, prelevato conformemente a quanto previsto al successivo comma 6, lettera b, ed analizzato presso un laboratorio accreditato SINAL o SIT;**

(omissis)

5. L'impresa di trasporto non è tenuta ad attrezzare un punto di ingresso della rete di trasporto gestita degli apparati di misura di cui al comma 1 **nel caso di punto di ingresso, diverso da un punto di importazione, caratterizzato da volumi giornalieri di gas inferiori a 100.000 standard metri cubi.**
6. L'impresa di trasporto, qualora si avvalga di quanto previsto al comma 5, in alternativa a quanto previsto al comma 1:
- a. **atrezza il punto di ingresso con un sistema di campionamento manuale istantaneo;**

(omissis)

- c. **effettua almeno un campionamento al bimestre del gas raccolto con il sistema di cui alla precedente lettera a, con successiva analisi gascromatografica in un laboratorio accreditato SINAL o SIT;**
- d. **effettua determinazioni istantanee dei punti di rugiada con frequenza mensile;**
- e. **effettua, con una frequenza maggiore rispetto a quella indicata alla precedente lettera c, la misura dei parametri di qualità per i quali si sia riscontrato il superamento dei valori limite di specifica per almeno due bimestri, anche non consecutivi, nell'arco dei dodici mesi precedenti.**

(omissis)

### Articolo 11

#### *Indisponibilità della misura giornaliera del PCS del gas naturale in una AOP*

(omissis)

2. L'impresa di trasporto, qualora per un punto di misura di una AOP, per il quale non **sia stata** disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale, non abbia reso nuovamente disponibile tale misura entro il settimo giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato, a partire dall'ottavo giorno gas è tenuta ad effettuare **con frequenza giornaliera** il campionamento del gas naturale nel punto di misura di cui sopra con le modalità previste all'articolo 7, comma 6, lettere *a*, *b* e *c*, e ad utilizzare per l'AOP interessata il valore del PCS determinato dal laboratorio.
3. Nel caso in cui non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale relativa ad un giorno gas, l'impresa di **trasporto considera** nei giorni gas in cui è risultata indisponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale e nei quali non è stato ancora effettuato il campionamento, il PCS medio mensile del mese precedente in quel punto di misura.

### Articolo 12

#### *Indicatorie di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale*

1. Al fine di definire gli obblighi di servizio e gli standard generali relativi alla disponibilità delle misure del PCS del gas naturale, nel presente provvedimento si fa riferimento **all'indicatore percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa.**

### Articolo 13

#### *Livello generale di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale*

1. **Il livello generale** di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale nei punti di misura in una AOP è **definito** nella tabella A.

Tabella A – **Livello generale** di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale

Indicatore	Livello generale
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un' <b>eventuale</b> AOP alternativa <b><math>DISP_{PCS}</math></b>	98%

2. **Il livello effettivo di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale relativo all'indicatore "Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP**



alternativa”  $DISP_{PCS}$  si calcola con arrotondamento alla seconda cifra decimale mediante la seguente formula:

$$DISP_{PCS} = \frac{N_{PCS} + N_{PCSFSab}}{N_{PCS} + N_{PCSFSc} + N_{PCSFSab}} \times 100$$

dove:

- a.  $N_{PCS}$  è il numero delle misure orarie disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un’eventuale AOP alternativa;
  - b.  $N_{PCSFSab}$  è il numero delle misure orarie non disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un’eventuale AOP alternativa per le cause indicate all’articolo 14, comma 1, lettere a e b.
  - c.  $N_{PCSFSc}$  è il numero delle misure orarie non disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un’eventuale AOP alternativa per le cause indicate all’articolo 14, comma 1, lettera c.
3. Il livello effettivo di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale è calcolato per ogni mese e per ogni punto di misura di una AOP.

#### **Articolo 15**

*Registrazione di informazioni e di dati*

(omissis)

2. L’impresa di trasporto registra per ogni punto di misura:

(omissis)

- d. lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre di ogni anno;

(omissis)

#### **Articolo 17**

*Comunicazione dell’impresa di trasporto all’Autorità e pubblicazione delle informazioni e dei dati forniti*

1. A partire dal 2006 l’impresa di trasporto comunica all’Autorità entro il 31 dicembre di ogni anno con riferimento al 30 settembre dell’anno termico precedente:

(omissis)

b. i punti di misura in ingresso della rete di trasporto e la relativa ubicazione, distinguendo tra:

- i. quelli dotati e quelli non dotati di gascromatografo;
- ii. **quelli dotati e quelli non dotati di altri apparati di misura dei parametri di qualità non misurabili mediante gascromatografo;**

(omissis)

## Articolo 20

### Disposizioni transitorie

(omissis)

3. Negli anni termici 2006-2009:
- a. al fine di definire gli obblighi di servizio e gli standard generali relativi alla disponibilità delle misure del PCS del gas naturale si fa riferimento **all'indicatore percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa;**
  - b. **con riferimento all'indicatore di cui alla lettera precedente, il livello effettivo** di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale nei punti di misura in una AOP è calcolato con le stesse modalità definite all'articolo 13, **comma 2**, considerando le misure giornaliere disponibili anziché le misure orarie disponibili;
  - c. **il livello generale** di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale nei punti di misura in una AOP è **definito** nella tabella B.

Tabella B – **Livello generale** di disponibilità delle misure giornaliere del PCS del gas naturale per gli anni termici 2006-2009

Indicatore	Livello generale	
	Dall'1 ottobre 2006 al 30 settembre 2007	Dall'1 ottobre 2007 al 30 settembre 2009
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa - <b>DISP<sub>PCS</sub></b>	96%	98%

(omissis)

## **Appendice 3 – Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo (AOP)**

Nella presente appendice viene riportata la versione preliminare della procedura relativa alla metodologia di individuazione e modifica delle Aree Omogenee di Prelievo predisposta dall’Autorità a partire dalle proposte formulate da Snam Rete Gas e da Società Gasdotti Italia.

### **1. INTRODUZIONE**

La presente procedura è stata redatta in ottemperanza al provvedimento “*Disposizioni generali dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in materia di qualità del gas naturale*”, approvato con la deliberazione 6 settembre 2005, n.185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05).

Le Aree Omogenee di Prelievo (di seguito: AOP) sono state introdotte dal Trasportatore in quanto la rete dei gasdotti trasporta gas di diversa provenienza e le apparecchiature di analisi del gas, i gascromatografi, non sono presenti in tutti i punti di riconsegna (di seguito: PdR). Le AOP presentano dei confini che possono essere variabili, proprio in funzione delle dinamiche del trasporto del gas; tali confini sono individuati in alcuni punti singolari della rete quali, in via esemplificativa ma non esaustiva, impianti di immissione, nodi delle rete e punti di riconsegna del gas.

### **2. SCOPO**

La presente procedura ha come scopo la descrizione delle attività di gestione e controllo delle AOP ovvero la caratterizzazione della qualità del gas trasportato in funzione delle rilevazioni degli strumenti di analisi e delle conoscenze tecnico-operative dei flussi nella rete di trasporto.

L’insieme delle attività svolte produce come output principale l’individuazione dell’abbinamento AOP–PdR e, quindi, consente di assicurare la corretta applicazione dei dati di qualità necessari per la misura in energia del gas riconsegnato dal Trasportatore ai PdR, in assenza di una determinazione puntuale.

### **3. RIFERIMENTI NORMATIVI**

La presente metodologia rimanda a disposizioni contenute in altre pubblicazioni; tali riferimenti normativi sono di seguito elencati. Per quanto riguarda i riferimenti datati, successive modifiche o revisioni apportate a dette pubblicazioni, valgono unicamente se introdotte nella presente norma come aggiornamento o revisione. Per i riferimenti non datati vale l’ultima edizione della pubblicazione alla quale si fa riferimento.

- Codice di Rete 4 Luglio 2003, Capitolo 11 “Qualità del gas” ed allegato 11/B
- Delibera AEEG n. 185/05 “Disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale ai sensi dell’art. 2, comma 12 lettere g) ed h), della legge 14 Novembre 1995, N. 481”
- Norma ISO 10715 “Natural gas – Sampling guidelines”

- Norma ISO 6976 “Natural gas – calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition”
- Norma ISO 10723 “Natural gas – Performance evaluation for on-line analytic systems”

#### 4. TERMINI E DEFINIZIONI

Ai fini della presente metodologia si applicano i termini e le definizioni presenti nel Codice di Rete del Trasportatore, nella deliberazione n. 185/05 e le definizioni seguenti:

<b>ADIACENZA</b>	Condizione esistente fra due o più AOP confinanti che scambiano gas.
<b>AOP ALTERNATIVA</b>	Si definisce AOP alternativa di un'altra quella AOP tale per cui i gas distribuiti in entrambe risultano di qualità simile ed, inoltre, il valore medio mensile del PCS e della Massa Volumica presentano una differenza non superiore al $\pm 0.5\%$ , mentre i componenti CO <sub>2</sub> ed N <sub>2</sub> una differenza non superiore al $\pm 10\%$ .
<b>ATTRIBUZIONE</b>	Processo attraverso il quale avviene l'abbinamento fra PdR ed AOP.
<b>GRIGLIA AOP ALTERNATIVE</b>	Elenco che riporta per ciascuna AOP una lista, ordinata per priorità di utilizzo, delle AOP alternative che il sistema informatico può utilizzare ai fini di garantire l'individuazione della qualità del gas distribuito.
<b>MAGLIA</b>	Insieme chiuso di nodi e tratti di tubazioni tali da permettere l'alimentazione di un Cliente finale da direzioni diverse.
<b>SCHEMA TECNICO</b>	Il documento che riporta dati di carattere tecnico sulla apparecchiatura di analisi del gas (gascromatografo), ed individua la AOP nelle sue caratteristiche quali, in via esemplificativa ma non esaustiva, assetti particolari, note rilevanti sui valori storici del PCS, note sulla storia delle adiacenze con altre AOP.

#### 5. METODOLOGIA DI INDIVIDUAZIONE INIZIALE DELLA AOP

La presente metodologia si basa sulla assunzione che, in assenza di una determinazione puntuale del PCS, i PdR possono essere aggregati secondo aree geografiche nelle quali viene trasportato gas con valore di PCS medio mensile convenzionalmente uguale. La rilevazione dei parametri di qualità del gas non avviene quindi in ciascun punto di riconsegna, ma in punti precisi stabiliti dal trasportatore.

La suddivisione della rete di trasporto in AOP è effettuata sulla base:

- delle conoscenze tecnico-operative dei flussi del gas;
- della struttura del sistema di trasporto;

- dello studio dei dati forniti dagli strumenti di analisi della composizione del gas, dislocati sul territorio.

In particolare, il processo di determinazione iniziale dell'estensione di una AOP e dei suoi confini avviene secondo quanto di seguito descritto:

- a. elaborazione dell'elenco dei punti di immissione e dei PdR in successione topologica/geografica;
- b. associazione ad ogni punto di immissione e ad ogni singolo PdR del volume mensile di gas naturale misurato e registrato nei sistemi informatici;
- c. determinazione del confine delle singole AOP tramite individuazione dei punti di equilibrio dei flussi di gas, ottenuti attraverso il bilancio tra il volume mensile di gas naturale del punto di immissione ed i volumi di gas riconsegnati; nel caso in cui non si riesca ad individuare il punto d'equilibrio, si attribuisce l'ultimo PdR all'AOP con il PCS di valore minore;
- d. attribuzione dei PdR ricadenti all'interno del confine delle singole AOP, individuate al punto precedente, tramite abbinamento tra il codice del PdR ed il codice della AOP individuata dal bilancio.

In Allegato sono riportate le diverse tipologie di AOP possibili.

Ogni Punto di misura del PCS viene univocamente determinato e caratterizzato mediante la compilazione della Scheda Tecnica.

Essendo noti e completamente caratterizzati i punti di immissione di gas nella rete, eventuali cambiamenti nella qualità del gas immesso o variazioni nel numero dei punti di immissione, vengono analizzati al fine di verificare l'eventuale impatto sugli assetti delle AOP secondo le modalità indicate nei capitoli 8 e 9.

Al termine del processo il Trasportatore registra per ogni AOP la rete di gasdotti di influenza.

L'elenco dei PdR e delle relative AOP abbinate viene reso disponibile ogni mese sul sito del Trasportatore per la consultazione da parte degli operatori del sistema.

## **6. INDIVIDUAZIONE DELLE AOP ALTERNATIVE**

L'AOP Alternativa di una data AOP è quella AOP tale per cui la qualità dei gas distribuiti in entrambe risulta simile ovvero risponde a criteri stringenti attinenti alla composizione del gas trasportato nelle due AOP; criteri che vanno oltre la sola equivalenza energetica, imponendo che siano simili anche i valori di altri parametri di qualità del gas.

Quando in una AOP il gascromatografo di riferimento non fornisce valori giornalieri validi o affidabili, ad esempio a causa di guasti o carenza di dati acquisiti, vengono utilizzati i dati di qualità provenienti dal gascromatografo abbinato alla AOP Alternativa.

Entro il giorno sette del mese viene definita una griglia delle AOP alternative per il mese in corso.

Fatti salvi gli obblighi previsti dalla deliberazione n. 185/05, nel caso in cui non sia possibile individuare una AOP alternativa, il dato di PCS fornito dal sistema informatico al processo AOP, per le elaborazioni di competenza per il periodo di indisponibilità del PCS, è quello relativo alla media del mese precedente della stessa AOP in cui si è verificata l'indisponibilità.

Il processo avviene in due fasi successive: la prima genera in automatico un elenco definitivo validato di AOP che soddisfano i criteri analitici sulla composizione del gas, la seconda comporta una analisi di dettaglio della stessa lista e si basa sulle conoscenze tecnico-operative dei flussi del gas.

Il sistema informativo, per ciascuna AOP, partendo dall'elenco delle AOP Alternative individuate per il mese precedente, esamina i dati procedendo per scarti successivi, confermando o meno l'elenco, effettuando aggiunte o cancellazioni, nel rispetto dei seguenti criteri:

- selezione delle AOP il cui valore di PCS differisce al massimo del  $\pm 0.5\%$  rispetto a quello della AOP di riferimento;
- selezione delle AOP, a partire dall'elenco individuato in esito al punto precedente, il cui valore di massa volumica differisce al massimo del  $\pm 0.5\%$  rispetto a quello della AOP di riferimento;
- selezione delle AOP, a partire dall'elenco individuato in esito al punto precedente, i cui valori percentuali molari dei componenti  $\text{CO}_2$  ed  $\text{N}_2$  differiscono entrambi al massimo del  $\pm 10\%$  rispetto ai corrispondenti valori della AOP di riferimento.

A tale fase di identificazione delle possibili AOP Alternative segue l'analisi di dettaglio delle stesse, che produce un elenco definitivo, chiamato "griglia", dove sono riportate per ciascuna AOP le relative AOP Alternative determinate.

Questo processo viene svolto secondo i seguenti criteri:

- a. vengono analizzate le informazioni del momento sulle possibili variazioni dell'assetto di trasporto e le eventuali immissioni di gas a qualità diversa;
- a. vengono scartate le AOP che, pur confinanti, non hanno tratti di rete interconnessi, e pertanto non possono scambiare gas;
- b. si ordinano le AOP individuate, tenendo presente alcuni criteri di priorità in funzione delle situazioni esistenti al momento della verifica, quali:
  - AOP fisicamente confinanti;
  - assetti di rete in corso al momento della verifica;
  - assetti di rete stagionali conosciuti;
  - stato ed andamento dei prelievi dei PdR presenti sulla rete analizzata.

La scelta definitiva dell'AOP Alternativa, da utilizzare per rendere disponibili i parametri giornalieri di qualità del gas naturale per l'AOP di riferimento il cui gascromatografo risulti non funzionante, può essere fatta dal Trasportatore in base ad ulteriori considerazioni dettate dall'esperienza professionale.

Il Trasportatore registra il codice dell'AOP designata quale AOP Alternativa, insieme alle motivazioni della preferenza.

Il processo è soggetto durante il mese a verifiche mirate, subordinate alle variazioni che possono intervenire nei programmi giornalieri di trasporto con possibili dirette conseguenze sui confini delle AOP.

Come risultato la griglia può essere modificata con cancellazioni, ripristini e cambiamenti dell'ordine delle AOP Alternative selezionate, in relazione a variazioni importanti degli assetti della rete di trasporto.

## **7. PROCESSO DI ATTRIBUZIONE DI UN NUOVO PDR AD UNA AOP**

L'abbinamento AOP-PdR per tutti i PdR in fase di entrata in esercizio viene effettuato dal Trasportatore seguendo in successione le fasi di seguito riportate:

- a. localizzazione del PdR nella rete di trasporto;
- b. utilizzo delle informazioni inerenti i gasdotti per individuare la zona di influenza della AOP a cui aggregare il PdR;
- c. abbinamento nel sistema informatico del codice PdR al numero della AOP individuata;
- d. eventuale aggiornamento della documentazione tecnica relativa alla AOP interessata.

Il legame individuato viene mensilmente verificato attraverso una attività di monitoraggio a breve termine, descritta al capitolo 8.

Nel caso in cui un gascromatografo sia installato presso il PdR e sia di proprietà del Cliente finale, ai sensi di quanto indicato nel Codice di Rete, può essere utilizzato come strumento fiscale per costituire una AOP.

## **8. MONITORAGGIO AOP**

La fase di monitoraggio ha lo scopo di raccogliere informazioni necessarie alla validazione mensile dell'attribuzione dei PdR alle AOP e all'eventuale aggiornamento e modifica dei confini delle AOP, tramite controlli sul breve/medio e sul lungo periodo.

Nello svolgimento delle attività di monitoraggio la tracciabilità delle operazioni viene mantenuta tramite l'aggiornamento di documenti di lavoro contenenti le seguenti informazioni:

- eventi salienti inerenti la rete di gasdotti e/o gli impianti di proprietà del Trasportatore, che possono risultare rilevanti per la gestione del processo;
- cambiamenti dello stato dei PdR, quali chiusure, aperture, discature, nuove entrate in esercizio o programmazione di nuovi PdR;
- eventuali vincoli imposti al sistema per gestire il processo, quali assetti impianti o assetti rete;
- il quadro di sintesi annuale delle AOP coinvolte nel processo di riattribuzione;
- informazioni acquisite (ad esempio assetti rete, numero riattribuzioni effettuate) per valutare gli eventuali spostamenti e/o installazioni di nuovi gascromatografi.

Di seguito vengono riassunti i controlli che costituiscono l'attività di monitoraggio sul breve/medio periodo:

- a. Monitoraggio delle situazioni transitorie e delle variazioni di assetto di rete che possono portare a modifiche della relazione fra PdR e AOP. In particolare, al fine di riscontrare eventuali variazioni degli assetti di trasporto, vengono analizzati i dati di portata o le segnalazioni di stato provenienti:
  - dagli impianti di proprietà del Trasportatore monitorati (cabine di riduzione, nodi di smistamento, centrali di compressione);
  - dai punti di immissione del gas nella rete (importazioni, produzioni, stoccaggi, terminali GNL);
  - dai punti di riconsegna (PdR discati, aperti, non in esercizio o entrati in esercizio).

Vengono, inoltre, analizzate le situazioni particolari che si possono verificare sulla rete (ad esempio emergenze, lavori) e le segnalazioni che possono avere impatti sulla gestione delle AOP, ad esempio da parte di Clienti finali, di Utenti, di produttori.

- b. Verifica dei dati di misura forniti dai gascromatografi e dagli analizzatori dei parametri di qualità installati sulla rete di trasporto, disponibili nei database del Trasportatore e monitorati al fine di riscontrare guasti, variazione dei valori o dei parametri.
- c. Monitoraggio del superamento della soglia del  $\pm 2\%$  del PCS medio mensile tra due AOP adiacenti, ai fini della validazione mensile dell'attribuzione dei PdR alle AOP e del controllo delle anomalie. L'attività richiede circa 4-5 giorni lavorativi e deve essere conclusa entro l'ultimo giorno lavorativo del mese, per fornire i dati essenziali al processo di contabilizzazione del gas riconsegnato ai PdR. La prima fase è quella del Controllo delle Adiacenze, ovvero il confronto dei valori medi mensili dei PCS delle AOP adiacenti, relativi ad un periodo che copre 20-23 giorni del mese in esame, considerando solo le AOP che oltre ad essere adiacenti geograficamente lo sono anche per collegamento fisico delle reti (sono quindi AOP interconnesse tra di loro e che possono scambiare gas). Nel controllo adiacenze vengono considerati gli eventi che hanno interessato la rete nel mese in oggetto, come lavori, assetti particolari, emergenze, della durata superiore a dieci giorni.

Vengono individuate tutte le coppie di AOP per le quali il confronto evidenzia una differenza superiore al valore limite del  $\pm 2\%$ .

Tale superamento può essere considerato *giustificabile* o *non-giustificabile*:

- *giustificabile* quando, pur essendo adiacenti, le AOP risultano separate fisicamente da particolari assetti impiantistici o di funzionamento della rete (rating di pressione differenti, unidirezionalità del flusso, valvole chiuse, assetti particolari ai nodi), tali da non permettere il travaso bidirezionale del gas con PCS differente da una AOP all'altra. In questo caso, non c'è nessuna azione da intraprendere ed i clienti risultano correttamente aggregati alla loro AOP di appartenenza;
- *non giustificabile* quando mutate condizioni d'esercizio o particolari condizioni d'assetto rete modificano i confini dell'AOP coinvolgendo i PdR aggregati ad altra AOP. In tal caso, si procede alle seguenti operazioni:
  - i. stesura dell'elenco di tutti i PdR che possono aver ricevuto un gas differente da quello misurato nel punto di misura al quale sono aggregati;
  - ii. acquisizione per i PdR, di cui al punto precedente, dei valori di portata. Qualora un valore non sia disponibile, viene acquisito il valore relativo al prelievo del mese precedente;
  - iii. acquisizione delle misure operative presenti nei punti di confine della porzione di rete da analizzare;
  - iv. individuazione del nuovo punto d'equilibrio delle AOP coinvolte, sottraendo al valore di portata del punto di immissione il prelievo di ogni singolo PdR fino ad annullare il valore.

Al termine di questo processo di attribuzione si dispone di un elenco di tutti i PdR che, per il mese in esame, devono essere spostati dalla AOP di origine alla AOP adiacente. A processo concluso, entro il quindicesimo giorno del mese successivo, sulla base dei dati definitivi relativi a tutto il mese, viene ripetuto il controllo delle adiacenze, con l'intento di effettuare una verifica circa la riattribuzione dei PdR ed eventualmente procedere ad un conguaglio secondo le modalità previste nel CdR, qualora ci sia evidenza di nuove



coppie di AOP non “giustificate”, con presenza di PdR da riattribuire, oppure siano da rimuovere coppie di AOP evidenziate nell’elenco iniziale con PdR erroneamente riattribuiti.

Le coppie di AOP vengono quindi ordinate in sequenza crescente per periodicità di riattribuzione e numero di PdR coinvolti. Per tutte le AOP per le quali il confronto delle adiacenze ha evidenziato una differenza maggiore al valore limite, giustificate o meno, il Trasportatore procede ad un monitoraggio della rete per il periodo successivo al fine di ottenere informazioni sul perdurare delle condizioni di trasporto evidenziate ed eventualmente intraprendere azioni correttive in funzione della frequenza e della durata del periodo durante il quale si è verificato il superamento del limite del  $\pm 2\%$ .

La durata si definisce di :

breve periodo, quali ad esempio assetti temporanei di rete o di impianto, che possono quindi esaurirsi nell’ambito del mese;

medio periodo, una situazione che si ripete nell’ambito stagionale e che può generare azioni e/o assetti formalizzati che possono perdurare nel tempo, quali valvole chiuse o vincoli nell’esercizio della rete. Queste situazioni, se ripetute con cadenza annuale, possono condurre ad azioni di lungo periodo;

lungo periodo, qualora il processo di attribuzione interessa la stessa AOP e/o PdR in modo continuativo per un periodo di dodici mesi; in tal caso si procederà come descritto nel successivo capitolo, valutando anche l’inserimento di un nuovo gascromatografo.

Di seguito vengono riassunte le possibili azioni correttive applicate per periodi variabili, da uno o più mesi fino ad un anno, a seconda della situazione concorrente al momento:

Senza modifica stabile dei confini della AOP

- a. Spostamento dei PdR da una AOP ad un’altra (processo di riattribuzione mensile).
- b. Spostamento dei PdR da una AOP ad un’altra per alcuni mesi, dovuto ad emergenze che coinvolgano periodi maggiori di un mese.
- c. Imposizione di un vincolo fisico “temporaneo” sulla rete di trasporto (assetto di rete stagionale e/o mirato alla situazione riscontrata).

Con modifica stabile dei confini della AOP

- a. Imposizione di un vincolo fisico “stabile” sulla rete di trasporto (ad esempio valvola chiusa).
- b. Spostamento dei PdR da una AOP ad un’altra con modifica dei confini della AOP a seguito di variazione stabile del trasporto.

Di seguito vengono riportati i criteri generali che concorrono alla scelta di una delle azioni correttive anzidette:

- valutazione sui dati di portata in transito nel gasdotto;
- valutazione sulle portate richieste presso i PdR;
- valutazione sulle variabilità delle portate dei PdR;
- collocazione stagionale dell’evento (estate, inverno);
- emergenze presenti in rete;
- conoscenza dei piani di trasporto.

## **9. AGGIORNAMENTO E MODIFICA AOP**

Il presidio delle AOP comporta un controllo nel lungo periodo (12 mesi) dei dati acquisiti durante le diverse attività del processo, al fine di valutare la necessità di ridefinire i confini delle AOP e l'eventuale installazione di nuovi gascromatografi.

Le cause che determinano questi aggiornamenti sono:

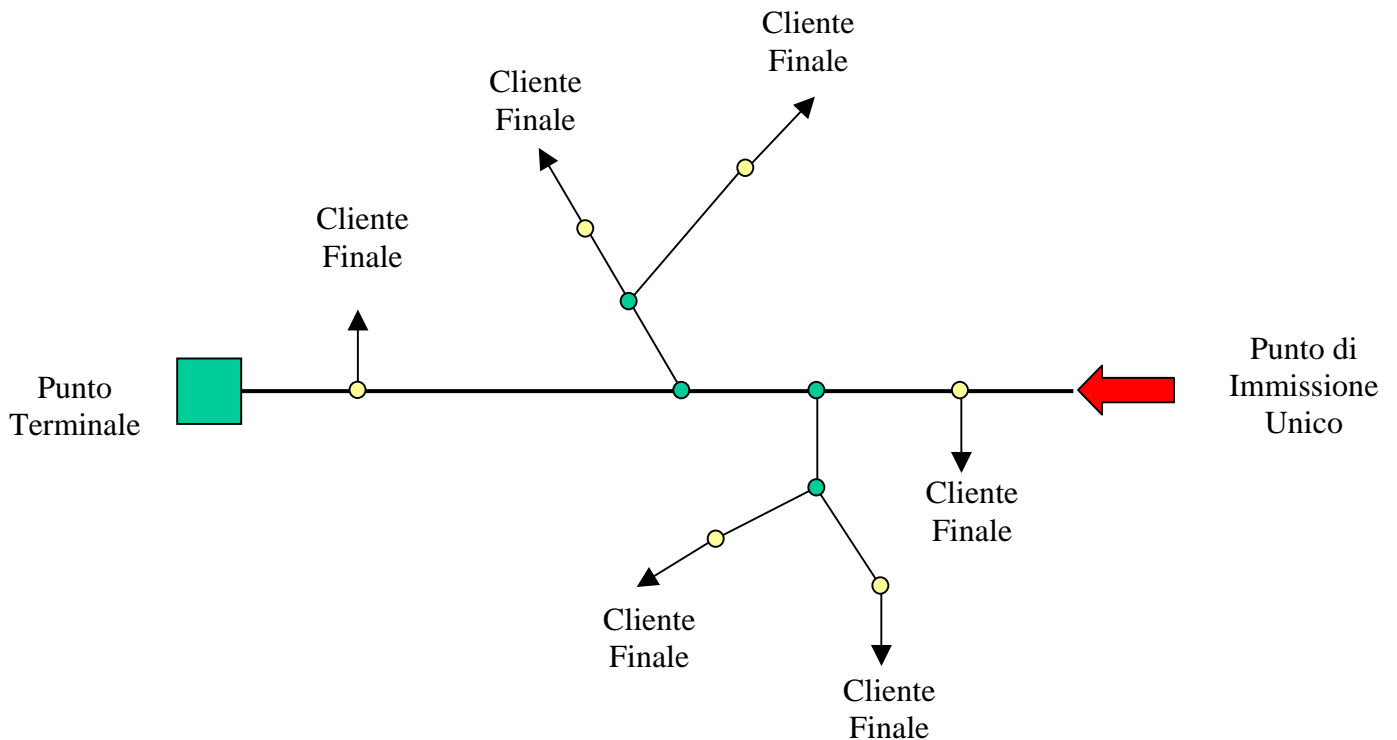
- entrata in esercizio di nuovi gasdotti, allacciamenti e/o nuovi impianti del Trasportatore, con conseguenze sulla configurazione dei flussi;
- nuove immissioni nella rete nazionale, gasdotti o terminali di rigassificazione, con possibili differenze nella qualità del gas;
- variazioni definitive o prolungate degli assetti sulla rete di trasporto;
- riattribuzioni continue di PdR ad una stessa AOP per un periodo di 12 mesi.

In questa fase vengono valutate tutte le informazioni acquisite nell'ambito del periodo indicato e si dispongono le azioni conseguenti, quali ad esempio:

- a. individuazione di nuove AOP con spostamento o nuove installazioni di gascromatografi;
- b. modifica ed aggiornamento della documentazione tecnica a supporto del processo;
- c. aggiornamento nei sistemi informatici dell'abbinamento AOP-PdR.

## TIPOLOGIE DI AOP

*Fig. 1 – AOP ad unica Immissione con struttura ad albero*



E' un tratto di tubazione che serve uno o più Clienti nel quale il flusso del gas ha una direzione univoca individuata da un solo punto d'immissione.

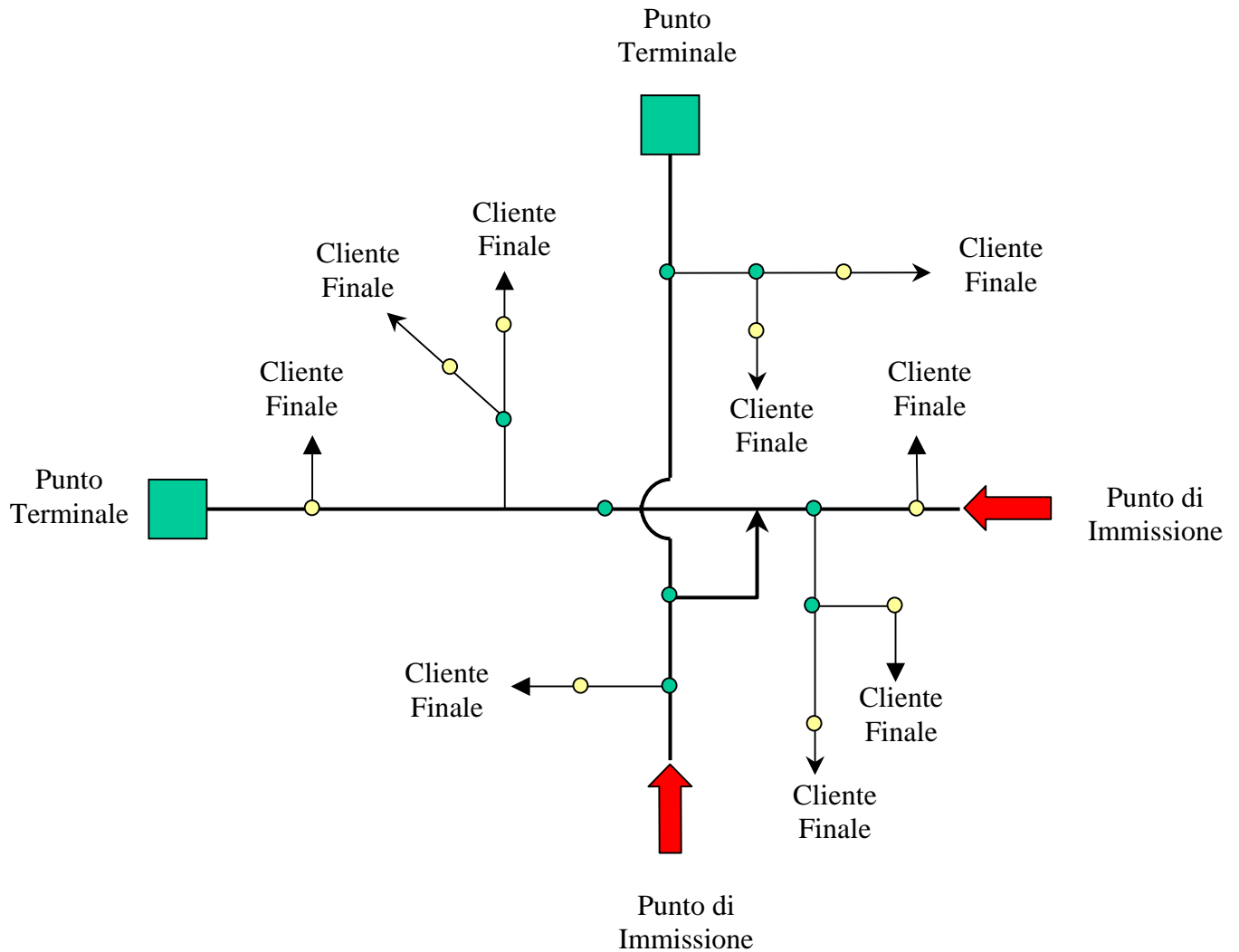
Il punto terminale di una tipologia a struttura ad albero può essere un nodo di smistamento, un Cliente finale oppure in esso può essere collocato un organo di controllo o regolazione.

I Clienti associati a questa tipologia di AOP possono a loro volta anche essere serviti da ramificazioni di tubazioni che in ogni caso non devono costituire una maglia.

Per ricondursi ad un modello di tipo " *AOP ad unica Immissione con struttura ad albero* " si individuano:

- Un punto di immissione
- I punti terminali o di confine della AOP

*Fig. 2 - AOP a due immissioni con struttura ad albero*

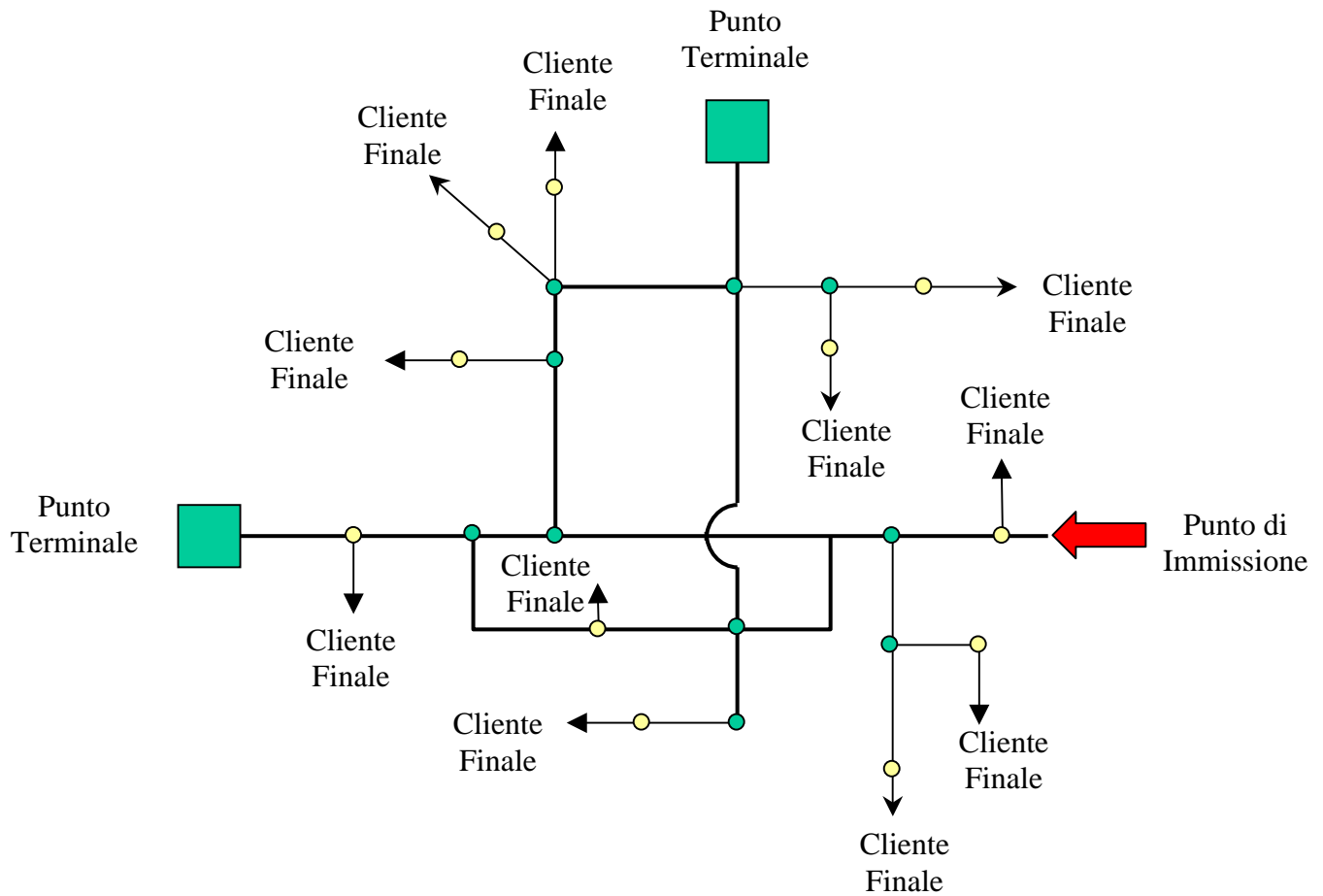


Si definisce “ AOP a due immissioni con struttura ad albero ” uno schema di rete analogo a quello precedentemente descritto in cui l’immissione di gas avviene in due punti differenti con qualità di gas analoga.

Per ricondursi ad un modello di AOP a due immissioni con struttura ad albero si individuano:

- Due punti di immissione aventi analoga qualità di gas
- I punti terminali o di confine della AOP

**Fig. 3 – AOP ad unica Immissione con struttura magliata**



Si definisce una “ AOP ad unica Immissione con struttura magliata ” una parte di rete in cui sono presenti una o più maglie realizzate per alimentare i Clienti anche in presenza di interruzioni di alcuni rami della rete attraverso il trasporto del gas da più direzioni.

L'alimentazione di una rete magliata può avvenire da uno o due punti di immissione, nel secondo caso la qualità del gas è ovviamente analoga.

Per ricondursi ad un modello di tipo AOP ad unica Immissione con struttura magliata si individuano:

- I punti di immissione
- I punti terminali o di confine della AOP