

Documento per la consultazione (approvato l'8 giugno 2000)

## **REGOLAZIONE DELLA SICUREZZA E DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS A MEZZO DI RETI A MEDIA E BASSA PRESSIONE**

**Ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere c) e h) della legge 14 novembre 1995, n. 481**

### **Premessa**

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas formula per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione.

Le proposte sono formulate, ai sensi dell'articolo 5, comma 2 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 61/97, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 18 dicembre 1998, n. 154/98 ai fini della formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Per quanto riguarda le implicazioni tariffarie, le proposte per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio fanno altresì riferimento al documento di consultazione del 13 aprile 2000 "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione".

Il presente documento viene diffuso al fine di acquisire osservazioni dai soggetti interessati prima che l'Autorità proceda all'emanazione di provvedimenti. L'Autorità si riserva di tenere audizioni delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori e dei soggetti esercenti i servizi e delle loro formazioni associative. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità per iscritto, entro e non oltre il 17 luglio 2000 osservazioni e suggerimenti.

### **1. INTRODUZIONE**

Il presente documento per la consultazione indica e propone **norme e misure per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e bassa pressione** (di seguito richiamato anche come servizio), in particolare a mezzo di reti urbane. La regolazione proposta ha l'obiettivo di tutelare i clienti e fornire agli esercenti l'attività di distribuzione del gas (di seguito richiamati anche come distributori) gli stimoli necessari ad assicurare il servizio in condizioni di sicurezza per le persone e le cose e a contenere o ridurre le interruzioni del servizio e le loro cause e le emissioni nell'ambiente di gas con effetto serra.

Il presente documento si riferisce soltanto all'attività di distribuzione del gas; essa è relativa agli impianti di distribuzione del gas dai punti di alimentazione delle reti di

distribuzione ai punti di consegna del gas ai clienti finali che acquistano il gas per uso proprio e allacciati alle reti di distribuzione a media e a bassa pressione (richiamate di seguito come rete MP e rete BP rispettivamente). Per punto di alimentazione della rete si intende in questo documento l'impianto di produzione ovvero il punto di prelievo e/o riduzione e/o misura del gas da cui viene immesso il gas nelle reti di distribuzione del gas. Il punto di consegna è il punto di confine tra l'impianto di proprietà o gestito dal distributore e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente.

L'attuazione della regolazione proposta per la sicurezza e la continuità del servizio si articola temporalmente in due periodi di regolazione: nel **primo periodo di regolazione (anni 2001-2004)** vengono introdotti obblighi di servizio e altri strumenti di regolazione con l'obiettivo di raggiungere su tutto il territorio nazionale livelli minimi di sicurezza e continuità per ogni impianto di distribuzione, la cui violazione può comportare sanzioni ai distributori e segnalazione agli enti concedenti; in tale periodo vengono anche sviluppati strumenti tecnici e conoscitivi per il progressivo raggiungimento di livelli adeguati di sicurezza e continuità definiti dall'Autorità e superiori a quelli minimi e per la pubblicazione comparativa di informazioni relative ai livelli effettivi di sicurezza e continuità del servizio per esercente o per impianto. Nel **secondo periodo di regolazione (dal 2005)** grazie a tali strumenti può essere stabilito un legame più preciso tra qualità tecnica del servizio e valori tariffari anche con l'introduzione di indennizzi automatici agli utenti serviti con condizioni inadeguate di sicurezza e continuità.

Il presente documento illustra le proposte relative al primo periodo di regolazione.

**La sicurezza fisica delle persone e delle cose**, intesa come salvaguardia dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito, **nel servizio di distribuzione del gas dipende dall'odorizzazione del gas, dalla riduzione delle dispersioni attraverso sia l'ispezione della rete di distribuzione sia la protezione catodica<sup>1</sup> delle reti in acciaio e dalla presenza di un servizio di pronto intervento in grado di intervenire tempestivamente in caso di chiamata**. Per motivi tecnici, non è possibile ridurre a zero le dispersioni dagli impianti di distribuzione del gas, ma è possibile contenerne l'entità anche al fine di minimizzare l'impatto ambientale derivante dalle fughe di gas naturale e dalla conseguente diffusione in atmosfera di gas aventi caratteristiche di gas serra.

**La continuità del servizio di distribuzione del gas è definita come mancanza di interruzioni nell'erogazione del gas ai clienti**. Per motivi tecnici, non è possibile azzerare le interruzioni, ma è possibile ridurre il numero e limitare il rischio a cui si trovano esposti i clienti all'atto della riattivazione dell'erogazione del gas. Le interruzioni nel servizio del gas vengono distinte in interruzioni con preavviso (meno rischiose per i clienti) e interruzioni senza preavviso.

La sicurezza e la continuità del servizio sono tra gli aspetti rilevanti della qualità dei servizi di distribuzione e di vendita del gas (si veda la figura 1), sia a motivo della loro

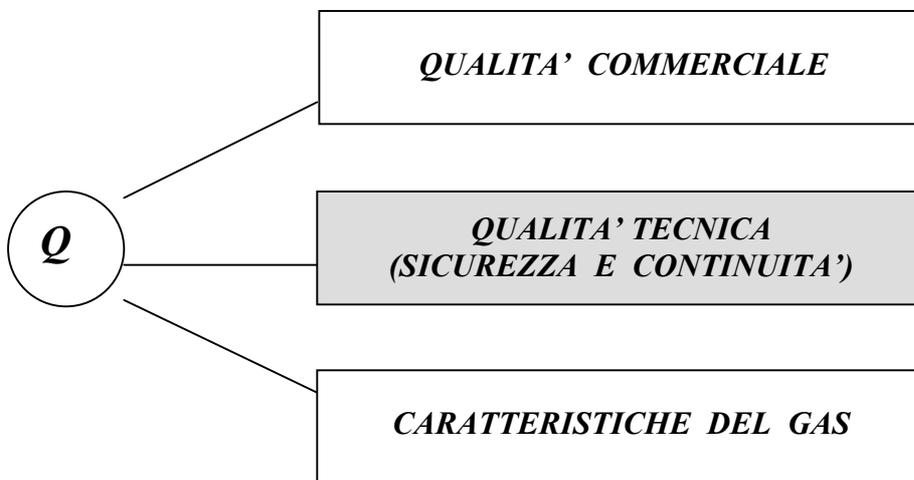
---

<sup>1</sup> L'utilizzo della protezione catodica sulle tubazioni in acciaio riduce il fenomeno della corrosione delle tubazioni stesse per correnti vaganti nei terreni e di conseguenza il danneggiamento delle tubazioni con innesco di dispersioni di gas nell'ambiente.

importanza per i clienti sia a motivo dell'incidenza economica degli investimenti necessari per il loro mantenimento e miglioramento.

**L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) ritiene che tra i diversi aspetti della qualità del servizio, la sicurezza e la continuità del servizio abbiano importanza prioritaria per i clienti, e debbano quindi essere affrontate prima della questione delle caratteristiche del gas erogato come il potere calorifico del gas e la sua composizione chimica<sup>2</sup>.**

*Figura 1 – Fattori della qualità dei servizi di distribuzione e di vendita del gas*



**La proposta di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio:**

- è formulata ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- tiene conto della disciplina della Carta dei servizi, definita dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 18 settembre 1995 e dal decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286;

---

<sup>2</sup> Per le definizioni si rinvia al paragrafo A.8 dell'appendice A "Le caratteristiche del gas erogato" e al paragrafo 2.6 del documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione" approvato dall'Autorità in data 13 aprile 2000.

- **tiene conto del decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626**, e dei successivi regolamenti di attuazione riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- **è coerente con la nuova organizzazione del settore prevista dal decreto legislativo approvato dal Consiglio dei ministri il 19 maggio 2000** di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas (di seguito: decreto legislativo 19 maggio 2000);
- **tiene conto delle proposte contenute nel disegno di legge n. 4014** in materia di riordino dei servizi pubblici locali (di seguito: ddl 4014).

L'Autorità ha avviato con deliberazione 18 dicembre 1998, n. 154/98 un procedimento per la formazione di provvedimenti in tema di qualità dei servizi di distribuzione e di vendita del gas, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) e h) della legge n. 481/95.

Nell'ambito di questo procedimento:

- a) in data 17 giugno 1999 l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione "Disciplina dei livelli specifici e generali relativi ai fattori commerciali di qualità dei servizi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas" (di seguito: "documento Livelli di qualità commerciale") contenente una proposta di schema di provvedimento limitatamente ai fattori commerciali di qualità. Sul documento Livelli di qualità commerciale l'Autorità ha ricevuto commenti e suggerimenti dai soggetti interessati, sia in forma scritta che nel corso di audizioni tenute nel mese di settembre 1999; con deliberazione 2 marzo 2000, n. 47/00 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale serie generale n. 90 del 17 aprile 2000 (di seguito: deliberazione n. 47/00), l'Autorità ha emanato la "Direttiva sui livelli specifici e generali di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas";
- b) l'Autorità sottopone alla consultazione con il presente documento le proposte per la regolazione della qualità tecnica, intesa come sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas a mezzo di reti a media e a bassa pressione. Il documento viene diffuso per permettere ai soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti ai sensi dell'articolo 5, comma 2 della deliberazione dell'Autorità 30 maggio 1997, n. 61/97.

## **1.1. Definizioni**

Ai fini del presente documento valgono le seguenti definizioni:

- "bassa pressione" (BP) è:
  - (i) la pressione del gas non superiore a 0,04 bar (7<sup>a</sup> specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
  - (ii) la pressione del gas non superiore a 0,07 bar (7<sup>a</sup> specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatti;

- “cliente” è il consumatore, allacciato alla rete a media o a bassa pressione, che acquista gas per uso proprio;
- “dispersione” è la fuoriuscita incontrollata di gas dall’impianto di distribuzione;
- “distributore” è l’ esercente che svolge l’attività di distribuzione del gas;
- “distribuzione” è l’attività di trasporto del gas a mezzo di reti a media e a bassa pressione per la fornitura ai clienti, in particolare a mezzo di reti urbane;
- “gruppo di misura” è la parte dell’impianto di alimentazione del cliente che serve per l’intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all’impianto interno del cliente; è comprensivo di un eventuale correttore dei volumi misurati;
- “impianto di distribuzione” è il complesso degli impianti costituito dai punti di alimentazione della rete, dalla rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza e dai gruppi di misura;
  - (i) “impianto di distribuzione ad alimentazione plurima” è l’impianto di distribuzione del gas con più punti di alimentazione della rete collegati tra di loro attraverso le condotte MP;
  - (ii) “impianto di distribuzione ad alimentazione singola” è l’impianto di distribuzione del gas con un unico punto di alimentazione;
- “interruzione della fornitura” è la condizione nella quale la pressione relativa del gas al punto di consegna è inferiore per forniture BP all’1% del valore minimo previsto dalla normativa tecnica per le condizioni normali di fornitura e per forniture MP all’1% del valore minimo previsto dal contratto di fornitura;
- “irregolarità della fornitura” è la condizione nella quale la pressione relativa del gas al punto di consegna sia compresa per forniture BP tra l’1% del valore minimo previsto dalla normativa tecnica per le condizioni normali di fornitura e il valore stesso della pressione minima in condizioni normali di fornitura e per forniture MP tra l’1 % del valore minimo previsto dal contratto di fornitura e il valore minimo previsto dal contratto di fornitura della pressione minima o la condizione nella quale la pressione sia superiore alla pressione massima di fornitura prevista dalle normative tecniche vigenti per le condizioni normali di fornitura o dal contratto di fornitura.
- “media pressione” (MP) è:
  - (i) la pressione del gas superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup> e 6<sup>a</sup> specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
  - (ii) la pressione del gas superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup> e 6<sup>a</sup> specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatti;
- “pressione” è la pressione relativa del gas;

- “punto di alimentazione della rete” è l’impianto di produzione o il punto di prelievo e/o riduzione e/o misura del gas da dove viene immesso il gas nella rete di distribuzione del gas;
- “punto di consegna” è il punto di confine tra l’impianto di proprietà dell’ esercente o gestito da esso e l’impianto di proprietà o gestito dal cliente;
- “rete” è il sistema di condotte prevalentemente interrato, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dal punto di alimentazione della rete, consente la distribuzione del gas ai clienti fino agli impianti di derivazione di utenza, questi ultimi esclusi;
- “servizio” è il servizio di distribuzione del gas.

## **1.2. Regolazione della sicurezza e della continuità del servizio e ordinamento tariffario**

L’Autorità ha presentato, nel documento per la consultazione del 13 aprile 2000 “Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas distribuiti a mezzo di reti a media e bassa pressione”, proposte per la revisione dell’ordinamento tariffario.

Nel nuovo ordinamento tariffario la tariffa di distribuzione coincide con la tariffa di accesso alla rete di distribuzione, e questo anche in considerazione del fatto che la qualità tecnica del servizio di distribuzione viene fornita in modo indifferenziato sia agli utenti vincolati che a quelli idonei allacciati alla rete.

Nel nuovo ordinamento tariffario l’Autorità intende tener conto dei livelli specifici e generali di qualità commerciale come definiti con la deliberazione n. 47/00, degli obblighi di servizio e dei livelli generali di continuità e di sicurezza.

L’Autorità valuta i costi riconosciuti nel nuovo ordinamento tariffario con riferimento a situazioni nelle quali i livelli effettivi di sicurezza, di continuità e di qualità commerciale siano adeguati. Tale principio si applica sia ai costi di gestione della distribuzione sia agli investimenti necessari affinché il servizio di distribuzione risponda a requisiti di sicurezza e di continuità.

I livelli di sicurezza e continuità che l’Autorità intende definire devono essere raggiunti da tutti i distributori nel corso del primo periodo di regolazione (2001-2004). A questo scopo, e considerando i tempi necessari per il raggiungimento di tali livelli da parte dei distributori, l’Autorità ritiene opportuno graduare la regolazione della continuità e della sicurezza in modo coerente con l’introduzione del nuovo ordinamento tariffario. Nel primo periodo di regolazione l’Autorità non intende introdurre meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dai distributori per recuperi di sicurezza e continuità ulteriori rispetto agli obblighi di servizio in quanto tali meccanismi richiedono la definizione di indici sintetici di sicurezza e di continuità e richiedono altresì che siano completate le attività di normazione tecnica necessarie ad assicurare la confrontabilità, nel tempo e tra distributori diversi, dei dati di sicurezza e di continuità.

L'Autorità intende vigilare sull'effettivo rispetto dei livelli di qualità commerciale e tecnica, in modo da evitare il rischio che gli esercenti forniscano il servizio con livelli di qualità inferiori a quelli definiti e riconosciuti nel nuovo ordinamento tariffario.

### **1.3. Soluzioni alternative per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio**

L'individuazione di misure e norme per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas allo scopo di tutelare i clienti e i cittadini e di raggiungere le finalità esposte al successivo paragrafo 4.1 non è agevole, dati i diversi punti di partenza dei soggetti operanti nel settore, la complessità della materia e le correlazioni esistenti tra attività. Si aggiunge una situazione caratterizzata da diverse modalità seguite nello svolgimento delle attività rilevanti e nella misurazione e registrazione dei fenomeni ad esse collegati (si veda il successivo paragrafo 3.3).

L'Autorità invita i soggetti interessati a valutare e proporre soluzioni e strumenti di regolazione alternativi a quelli proposti, nel rispetto delle finalità e dei criteri di regolazione della materia esposti ai successivi paragrafi 4.1 e 4.2. L'Autorità è consapevole della complessità della regolazione proposta e della molteplicità di fattori che determinano il grado di sicurezza e di continuità del servizio di distribuzione di gas a mezzo di reti a media e bassa pressione. Le soluzioni fondate su meccanismi di autoregolamentazione da parte dei soggetti esercenti o che facciano leva sul confronto competitivo appaiono preferibili a quelle di regolamentazione e controllo diretto, purché esse siano compatibili con gli obiettivi del presente documento.

Un incentivo al raggiungimento di adeguati livelli di sicurezza potrebbe essere basato sull'utilizzo di strumenti assicurativi. I premi assicurativi legati ai rischi di incidenti sulla rete di un esercente potrebbero divenire progressivamente rappresentativi del livello di sicurezza intrinseco della rete stessa, valutato sulla base di opportuni indicatori. In tal modo, l'esercente sarebbe spinto ad elevare il grado di sicurezza complessiva per la pressione costituita dall'incentivo del possibile aumento del suo premio assicurativo. L'esiguità delle informazioni a disposizione del sistema assicurativo per la definizione di premi legati al livello di sicurezza di un impianto e il relativamente modesto impatto economico degli incidenti da gas combustibile originati sulla rete portano a considerare tale soluzione come di difficile applicazione, a meno che non si introduca un sistema speciale di premi e di sanzioni eventualmente accompagnati da meccanismi del tipo bonus-malus. L'Autorità intende proseguire la valutazione di queste ipotesi anche sulla base dei contributi ricevuti nel corso del processo di consultazione.

## **2. CONTESTO NORMATIVO**

## **2.1. La disciplina della Carta dei servizi**

La qualità del servizio è disciplinata da norme che trovano origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici. Le norme sono state integrate e modificate dalla legge 11 luglio 1995, n. 273, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 18 settembre 1995 recante lo schema generale di riferimento della “Carta dei servizi del settore gas” e dall’articolo 11 del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286. Quest’ultimo articolo, facendo salve le funzioni ed i compiti dell’Autorità, rimanda la ridefinizione complessiva della materia alle direttive dell’Autorità stessa, rimanendo nelle more provvisoriamente in vigore lo schema generale di riferimento.

La direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994 definisce i principi che devono regolare la fornitura dei servizi pubblici, individua gli strumenti per l’attuazione di tali principi, indica le modalità per la tutela dei clienti. Ciascun esercente deve adottare una Carta dei servizi con indicazione di standard di qualità e deve assicurarne il rispetto. Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 18 settembre 1995 contiene gli indicatori di qualità sulla base dei quali gli esercenti devono fissare, in modo autonomo, i propri standard generali e specifici di qualità del servizio. Lo schema generale di riferimento definisce come campo di applicazione della Carta dei servizi per i servizi di distribuzione e di vendita del gas i clienti civili (residenziali e terziari) ed esclude i clienti industriali, salvo applicazione della normativa a tali tipologie di clienti su base volontaria da parte di singoli esercenti.

La normativa vigente in tema di Carta dei servizi, pur occupandosi della sicurezza e della continuità del servizio, non ne prevede una regolamentazione completa. Per quanto concerne la continuità del servizio, lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi fissa tra i principi fondamentali l’impegno prioritario degli esercenti di garantire un servizio continuo e regolare e di ridurre la durata di eventuali disservizi, ma d’altro lato individua come standard di continuità solo il tempo di preavviso e la durata delle sospensioni con preavviso, senza affrontare né il problema del controllo dei punti di alimentazione della rete, né quello delle interruzioni senza preavviso. Per quanto concerne la sicurezza, lo schema generale di riferimento impone che gli esercenti “comunicano la disponibilità di servizi di pronto intervento o di reperibilità e relative modalità di accesso” e che “indichino la percentuale di rete a media e a bassa pressione soggetta ad ispezione”, ma lo schema generale non obbliga l’esercente ad indicare uno standard per il tempo di arrivo sul posto di chiamata per pronto intervento né affronta temi di grande rilevanza per la sicurezza quali ad esempio l’odorizzazione del gas e la protezione catodica delle reti in acciaio. Per le attività post-contatore, lo schema generale di riferimento si limita ad imporre agli esercenti che hanno stipulato una copertura assicurativa estesa a tutta l’utenza civile l’obbligo di riportare gli estremi della polizza sulla Carta dei servizi.

## **2.2. Le norme tecniche relative alla sicurezza e alla continuità del servizio**

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, stabilisce che “tutti i materiali, gli apparecchi, le installazioni e gli impianti alimentati con gas combustibile per uso domestico ed usi similari devono essere realizzati secondo le regole specifiche della buona tecnica, per la salvaguardia della sicurezza” definendo poi realizzati come tali quelli “secondo le norme specifiche per la sicurezza pubblicate dall’Ente nazionale di unificazione (UNI)”.

Le norme tecniche emanate dall’UNI, o recepite da norme già emanate in materia a livello europeo, regolamentano in modo completo la progettazione e la costruzione delle reti di trasporto di gas a mezzo di reti urbane. Per le attività di esercizio esistono norme UNI per gli impianti di prima ricezione del gas (norma UNI 9571/90) e per gli impianti di riduzione a valle (norma UNI 10702/98), lasciando agli esercenti l’effettuazione di una corretta gestione e manutenzione degli impianti.

L’Autorità formulando le proposte di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio non intende entrare nel merito della definizione di norme tecniche che individuino in modo univoco le modalità di svolgimento delle attività di esercizio rilevanti per la sicurezza e la continuità del servizio: tale compito è in particolare affidato agli enti normatori nazionali UNI e CEI<sup>3</sup>, che si avvalgono della collaborazione del Comitato italiano gas (di seguito: CIG), ente federato all’UNI, e delle associazioni tecniche di settore Associazione tecnica italiana del gas (ATIG) e Associazione elettronica ed elettrotecnica italiana (AEI).

Con le proposte di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio contenute nel presente documento l’Autorità intende individuare alcuni indicatori di sicurezza e di continuità e strumenti che consentano di misurare e di confrontare i livelli effettivi di sicurezza e di continuità del servizio offerti da ogni distributore.

Ai fini dell’attuazione delle direttive emanate dall’Autorità per la regolazione della sicurezza e della continuità è fondamentale il ruolo che compete agli enti normatori nazionali, tra i quali si dà particolare importanza all’UNI e al CEI. La verifica da parte di questi enti normatori dell’esistenza di tutte le norme tecniche occorrenti e/o applicabili e l’emanazione di norme tecniche nazionali, ove mancanti, che tengano conto delle esperienze già realizzate o in corso in altri paesi, costituisce il presupposto per la misura dei livelli effettivi di sicurezza e di continuità raggiunti e dichiarati dai distributori e per successivi eventuali riconoscimenti tariffari agli stessi a seguito di interventi mirati a recuperi di qualità.

---

<sup>3</sup> Il CEI (Comitato elettrotecnico italiano) emana norme relative ai sistemi elettrici che sono rilevanti per l’attività di distribuzione del gas, per esempio per quanto riguarda la protezione catodica delle reti e gli impianti elettrici nei punti di alimentazione delle reti.

### **2.3. La qualità del servizio e la legge n. 481/95**

Ai fini della regolazione della qualità del servizio la legge n. 481/95 prevede:

- all'articolo 2, comma 12, lettera c), controlli dell'Autorità affinché il servizio sia prestato in modo da garantire il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;
- all'articolo 2, comma 12, lettera e), modalità per il recupero di costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità del servizio;
- all'articolo 2, comma 12, lettera g), indennizzi automatici ai clienti nel caso non siano rispettati i livelli specifici e generali di qualità del servizio fissati dall'Autorità;
- all'articolo 2, comma 12, lettera h), la definizione da parte dell'Autorità di livelli specifici e generali di qualità del servizio attraverso l'emanazione di direttive;
- all'articolo 2, comma 19, lettera a), il recupero di qualità del servizio rispetto a *standard* prefissati dall'Autorità per un periodo almeno triennale, di cui l'Autorità tiene conto al fine della determinazione della tariffa con il metodo del *price-cap*.

### **2.4. La qualità del servizio e il cambiamento del quadro normativo del settore del gas**

Il decreto legislativo 19 maggio 2000 introduce la separazione della attività di distribuzione dall'attività di vendita del gas naturale. Il decreto legislativo definisce l'attività di distribuzione come attività di servizio pubblico e stabilisce che essa venga affidata dagli enti mediante gara nel rispetto degli standard qualitativi, quantitativi, ambientali, di equa distribuzione sul territorio e di sicurezza.

Lo stesso decreto legislativo propone che i rapporti tra gli enti concedenti e i gestori del servizio di distribuzione siano regolati da contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità. Il contratto tipo prevede tra l'altro gli obiettivi qualitativi, i poteri di verifica dell'ente, le conseguenze degli inadempimenti e le condizioni del recesso anticipato.

Il soprarichiamato ddl n. 4014 ricomprende gli stessi orientamenti contenuti nel decreto legislativo 19 maggio 2000 e propone che il servizio venga affidato dagli enti locali mediante gara nel rispetto degli standard qualitativi, quantitativi, ambientali, di equa distribuzione sul territorio e di sicurezza, sulla base delle migliori condizioni economiche e di prestazione del servizio, nonché dei piani di investimento per lo sviluppo e il potenziamento delle reti e degli impianti presentato dalle imprese concorrenti.

Per l'attività di distribuzione è dunque certo il passaggio ad una fase che contiene elementi di competitività e che stimola comportamenti più efficienti negli esercenti anche attraverso meccanismi di gara. Il vantaggio economico derivante per il cliente da

una riduzione dei costi di gestione per recuperi di efficienza da parte del distributore potrebbe essere accompagnato da una riduzione del livello effettivo di sicurezza e di continuità del servizio.

Gli obblighi di servizio e i livelli generali proposti dall'Autorità per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio rappresentano pertanto una base obbligatoria che i distributori devono rispettare nell'espletamento del servizio ad essi affidato da parte degli enti locali a mezzo di gara, fatta salva la facoltà degli offerenti di definire livelli di sicurezza e di continuità migliorativi o riferiti ad altri indicatori di qualità.

Per lo stesso fine l'Autorità potrà valutare l'opportunità di inserire nel contratto tipo di servizio, previsto dal decreto legislativo 19 maggio 2000, una clausola che consenta all'ente locale, eventualmente su segnalazione della stessa Autorità, di dichiarare la sospensione o la decadenza della concessione a causa di un livello non adeguato di sicurezza e di continuità del servizio.

### 3. SICUREZZA E CONTINUITÀ DEL SERVIZIO: LA SITUAZIONE ATTUALE

#### 3.1. Sintesi delle rilevazioni effettuate

Allo scopo di controllare la sicurezza e la continuità del servizio l'Autorità ha:

- a) commissionato indagini sulla soddisfazione dei clienti che includono domande sulla soddisfazione specifica per la sicurezza e la continuità del servizio; i risultati sono stati diffusi attraverso pubblicazioni dell'Autorità<sup>4</sup>, e per quanto riguarda le indagini condotte in collaborazione con l'Istat, attraverso pubblicazioni dello stesso Istat<sup>5</sup>;
- b) effettuato studi comparativi sui dati disponibili sugli incidenti da gas combustibili in Italia e in altri paesi al fine di valutare il grado di conoscenza e di miglioramento del settore del gas in Italia rispetto ad analoghe esperienze internazionali;
- c) richiesto annualmente dati relativi alla sicurezza e alla continuità agli esercenti, in occasione della rilevazione periodica sul rispetto degli standard delle Carte dei servizi, effettuando controlli tecnici presso un campione di esercenti per verificare la veridicità dei dati forniti;
- d) pubblicato dati sulla sicurezza e sulla continuità del servizio diffondendo pubblicazioni periodiche dedicate alla qualità del servizio, tra cui il Rapporto sulla qualità del servizio gas 1997 (pubblicato nel febbraio 1999) e il Rapporto sulla qualità del servizio gas 1998 (pubblicato nel febbraio 2000);
- e) effettuato indagini internazionali e stabilito contatti con altri organismi di regolazione e valutato le misure adottate per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio.

Da queste attività appare che:

- **E' difficile valutare la posizione dell'Italia rispetto ad altri Stati membri dell'Unione europea per quanto concerne la sicurezza e la continuità del servizio.** Infatti la diversa composizione degli esercenti nei paesi esaminati, sia per numero che per forma giuridica, e le differenti scelte di regolazione adottate dai paesi esaminati rendono difficilmente confrontabili i dati a disposizione.
- **All'interno del Paese sussistono differenze sotto il profilo della sicurezza e della continuità tra esercente ed esercente.**<sup>7</sup> In relazione alla qualità del servizio nel 1998, 50 esercenti non hanno indicato il tipo di odorizzante impiegato, molti esercenti non hanno misurato il tempo di arrivo sul posto di chiamata per pronto intervento, oltre 190 esercenti non hanno ispezionato alcun tratto di rete, molti esercenti non hanno misurato il tempo di durata delle interruzioni programmate e

---

<sup>4</sup> "La soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas", Quaderni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Collana documenti, n. 3, giugno 1999.

<sup>5</sup> Note rapide Istat, n. 6, anno 4, 7 maggio 1999.

ancora non tutti gli esercenti hanno installato sistemi di telecontrollo nei punti di alimentazione delle reti.

- **Il settore del gas nazionale ha dimostrato attenzione per gli aspetti di sicurezza del servizio.** Il monitoraggio puntuale degli incidenti da gas combustibile effettuato dal CIG<sup>6</sup> da più di un decennio con la collaborazione degli esercenti ha posto in evidenza una bassa numerosità e gravità degli incidenti occorsi ed un *trend* di miglioramento a partire dai primi anni '90.
- **La percentuale media di rete ispezionata sia in media che in bassa pressione è in aumento.**<sup>7</sup> Nel biennio 1997-1998 la percentuale di rete in bassa pressione è passata dal 30% al 32%, mentre la percentuale di rete in media pressione è passata dal 50% al 51%.
- **Con controlli tecnici effettuati presso i principali esercenti, l'Autorità ha verificato le modalità di effettuazione delle attività relative alla sicurezza e alla continuità del servizio.**<sup>7</sup> Dai controlli emergono differenze nelle metodologie adottate, nelle diverse soglie di allarme impostate sugli strumenti utilizzati per l'ispezione delle reti interrate e nelle norme tecniche di riferimento. Si notano a volte assenze di classificazione delle dispersioni localizzate, altre volte modalità non uniformi di registrazione e di archiviazione dei dati ed inadeguate alla rilevanza degli aspetti trattati.
- **La continuità del servizio è in generale garantita:** infatti, dato che la rialimentazione di ognuno dei clienti che hanno subito l'interruzione del servizio è onerosa e delicata, il numero di interruzioni del servizio è in genere contenuto. Dai controlli effettuati emerge tuttavia un numero significativo di gruppi di riduzione finale "in antenna" non dotati di doppia linea (cioè privi di adeguata riserva in caso di blocco<sup>8</sup>) e una non adeguata presenza nei punti di alimentazione delle reti di sistemi di telecontrollo, in grado di inviare segnali di teleallarme per segnalare anomalie di funzionamento in quello che spesso è l'unico punto di alimentazione della rete di distribuzione.

### 3.2. L'attuazione della Carta dei servizi

La legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di controllare l'adozione delle Carte dei servizi e di verificare il rispetto degli standard in esse contenuti. I risultati delle rilevazioni dell'Autorità per gli anni 1997 e 1998, basate sui dati forniti dagli esercenti sotto la loro responsabilità e sui controlli effettuati a campione sugli esercenti, sono stati

---

<sup>6</sup> Per un approfondimento si rinvia al paragrafo A.7 in appendice A.

<sup>7</sup> Per un approfondimento si rinvia al Rapporto sulla qualità del gas nel 1998, documento disponibile sul sito internet dell'Autorità.

<sup>8</sup> L'assenza nel gruppo di riduzione finale di una doppia linea, di riserva a quella in funzione, fa sì che in caso di blocco dell'unica linea tutti gli utenti alimentati dalla rete a bassa pressione a valle del gruppo di riduzione in antenna subiscano l'interruzione della fornitura. L'elevato numero di gruppi di riduzione finale in antenna senza doppia linea rappresenta un rischio di interruzione per gli utenti a valle del gruppo di riduzione stesso.

pubblicati nei due *Quaderni dell'Autorità Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1997 e Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1998*.

Le conclusioni delle analisi riportate nei due Rapporti sulla qualità del servizio gas negli anni 1997 e 1998 indicano che per la sicurezza e la continuità del servizio la normativa vigente in materia di standard di qualità ha dato luogo a una situazione che presenta ancora limiti che devono essere superati alla luce di quanto indicato dalla legge n. 481/95:

- a motivo della facoltà lasciata agli esercenti di fissare autonomamente gli standard di qualità indicati nelle proprie Carte dei servizi, gli standard di qualità sono spesso “prudenziali”, non vengono aggiornati e risultano essere eterogenei e differenziati su base locale, senza che le differenze siano sempre riconducibili a oggettive condizioni territoriali;
- i fattori tecnici di continuità sono limitati alle sole interruzioni programmate per le quali si fissa una durata massima per tutti i clienti (48 ore), durata eccessiva se messa in relazione ad esempio ad usi del gas da parte di strutture sanitarie o di servizio pubblico;
- i fattori tecnici di sicurezza sono limitati alla reperibilità e al pronto intervento, senza una differenziazione tra le due attività e senza l'individuazione di indicatori adeguati quali il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento; inoltre pur evidenziando l'opportunità di eseguire la ricerca programmata delle dispersioni, non vengono posti in capo all'esercente obblighi di ispezione della rete interrata;
- le metodologie di misura, le definizioni utilizzate, le prassi di raccolta dei dati attualmente in uso presso gli esercenti evidenziano metodi diversi che non sempre garantiscono una misura comparabile dei livelli di sicurezza e di continuità del servizio<sup>9</sup>;
- la fissazione degli standard generali non risultano efficaci ai fini della tutela dei clienti, in quanto non sono collegati a forme di rimborso ai clienti per il mancato raggiungimento degli stessi;
- infine, vi sono oggi margini di discrezionalità nella individuazione degli indicatori di qualità utilizzati dagli esercenti per definire gli standard indicati nelle Carte dei servizi.

### **3.3. Interventi degli esercenti per la sicurezza e la continuità del servizio**

I due Rapporti sulla qualità del servizio del servizio gas negli anni 1997 e 1998 pongono in evidenza, anche in base alle risultanze di controlli tecnici effettuati a campione su alcuni esercenti, un lento e generale miglioramento del settore. Per contro si rileva una notevole difformità degli esercenti per quanto concerne attività quali:

---

<sup>9</sup> Importante risulta ad esempio la fissazione di una soglia univoca di significatività delle dispersioni segnalate dalle apparecchiature utilizzate per l'ispezione delle reti interrate. Per approfondimenti si rinvia al paragrafo A.3, appendice A.

- l'ispezione della rete interrata, l'individuazione ed eliminazione delle dispersioni;
- il controllo del grado di odorizzazione del gas;
- il controllo del potenziale di protezione catodica delle reti in acciaio;
- il servizio di reperibilità e di pronto intervento.

Allo stesso modo si notano difformità tra gli esercenti in relazione ad attività rilevanti ai fini della continuità del servizio quali:

- i controlli sistematici dei punti di alimentazione delle reti;
- la verifica sistematica dei diagrammi di carico degli impianti e delle pressioni in rete;
- la gestione delle interruzioni con preavviso e di quelle senza preavviso.

Rinviano ai due Rapporti citati per i dettagli, risulta dal Rapporto relativo al 1998 che:

- a fronte di valori percentuali medi di settore del 32% per l'ispezione della rete interrata a bassa pressione, 190 esercenti, per un totale di oltre un milione e mezzo di clienti, dichiarano di non aver ispezionato alcun tratto di rete;
- a fronte di valori percentuali medi di settore del 51% per l'ispezione della rete interrata a media pressione, 193 esercenti, per un totale di 1.650.000 clienti, dichiarano di non aver ispezionato alcun tratto di rete;
- 25 esercenti, per un totale di oltre 170.000 clienti serviti, dichiarano che non hanno disponibile il dato relativo alla quantità di odorizzante immessa nel gas distribuito;
- 122 esercenti, per un totale di oltre 2.100.000 clienti serviti, non dispongono dei dati relativi al numero di chiamate per pronto intervento, mentre 226 esercenti, al servizio di oltre 3.750.000 clienti, non dichiarano il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata;
- 62 esercenti, per un totale di quasi un milione di clienti serviti, dichiarano un tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento superiore ai 60 minuti, di cui 3 esercenti un tempo superiore alle due ore.

Anche tra i grandi esercenti<sup>10</sup> si registrano significativi divari per quanto concerne sia la sicurezza che la continuità del servizio. Con riferimento al Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1998 e ai controlli effettuati dall'Autorità presso i grandi esercenti si riepilogano di seguito gli aspetti più significativi.

- a) **Odorizzazione del gas:** l'analisi quantitativa ha evidenziato che sia nel caso di utilizzo come odorizzante di TBM che di THT<sup>11</sup> gli esercenti distribuiscono il gas con valori sempre superiori ai valori teorici di 5 mg/mc e di 20 mg/mc previsti rispettivamente per il TBM e per il THT dalla normativa vigente, assicurando quindi mediamente un adeguato grado di odorizzazione. Il problema più critico resta invece

<sup>10</sup> Sono definiti grandi esercenti quelli che forniscono più di 100.000 utenti.

<sup>11</sup> Il TBM (componente principale terz butil mercaptano) e il THT (componente principale tetraidrotiofene) sono i due tipi di odorizzanti più comunemente utilizzati dagli esercenti per conferire il caratteristico odore agliaceo al gas distribuito, altrimenti privo di odore.

il controllo del grado di odorizzazione nei punti di immissione dell'odorizzante e nei punti più critici della rete ai fini dell'odorizzazione del gas. Non sono stati infatti rilevati criteri omogenei né nella definizione del numero minimo di controlli annui da effettuare, né nella scelta del tipo di analisi, se rinoanalitica o gascromatografica, né in genere sulle modalità di prelievo dei campioni e di archiviazione degli esiti dei controlli.

- b) **Ispezione delle reti ed eliminazione delle dispersioni:** l'analisi quantitativa dei dati risultanti dall'ispezione della rete interrata ha evidenziato in molti casi l'assenza di una classificazione delle dispersioni localizzate. Solo in pochi casi gli esercenti dispongono di serie statistiche significative di dati; in tali casi si sono trovati valori di incidenza di dispersioni per chilometro di rete posata variabili tra lo 0,02 e lo 0,32 per reti in acciaio, valori intorno allo 0,1 per reti in polietilene (peraltro poco diffuse) e valori fino a oltre 6 per reti in ghisa con giunti in canapa e piombo. All'interno di tali valori si sono poi trovate correlazioni con l'anno di posa delle condotte con valori crescenti con l'età della rete. Non è stato invece possibile reperire dati quantitativi sul valore percentuale del gas immesso in atmosfera rispetto al gas immesso in rete.<sup>12</sup>
- c) **Pronto intervento:** i controlli mostrano quasi sempre una adeguata organizzazione di pronto intervento sul territorio. L'assenza di un indicatore nello schema di riferimento della Carta dei servizi per il gas comporta che un elevato numero di esercenti non misura il tempo di arrivo sul posto di chiamata per pronto intervento; in alcuni casi le schede di intervento non prevedono la registrazione dell'ora di arrivo sul posto, rendendo impossibile la misura, in altri ancora la registrazione dell'ora non coincide sempre con quella registrata dal personale che aveva ricevuto per primo la chiamata. Sono state rilevate difformità nella definizione delle situazioni che richiedono il pronto intervento, che l'Autorità ha superato definendo esattamente le quattro situazioni che richiedono il pronto intervento nell'articolo 15 della deliberazione n. 47/00. A fronte di un tempo medio nazionale di circa 30 minuti, vi sono casi tra i grandi esercenti che presentano tempi medi effettivi vicini o superiori ai 60 minuti, dovuti alla distribuzione dell'organizzazione preposta al pronto intervento sul territorio. A fronte di un'incidenza media nazionale di poco più di 8 chiamate di pronto intervento ogni mille clienti serviti, vi sono alcuni esercenti che presentano valori superiori alle 15 chiamate ogni mille clienti serviti; tali valori non sono risultati sempre confrontabili data la diversa definizione di pronto intervento. Solo pochi esercenti suddividono le chiamate per causale e non in modo omogeneo tra di loro. Nei casi esaminati una gran parte delle chiamate è provocata da "odore di gas", e quindi da presunta dispersione, proveniente dal gruppo di misura.
- d) **Telecontrollo dei punti di alimentazione della rete:** quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto ad installare sistemi di telecontrollo sui punti di alimentazione delle reti in grado di allertare a distanza personale reperibile. Rimangono alcuni

---

<sup>12</sup> Un indicatore collegato al gas immesso in atmosfera rispetto al gas immesso in rete è la percentuale di gas non contabilizzato. Si veda quanto indicato al paragrafo 2.4.6 del documento per la consultazione del 13 aprile 2000 "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione" diffuso dall'Autorità.

importanti esercenti che telecontrollano meno del 70% del gas acquistato. I sistemi di telecontrollo installati sono diversi in termini sia di parametri telecontrollati che di precisione delle sonde, anche se nei casi esaminati vengono telecontrollati tutti i parametri più importanti. L'installazione dei sistemi di telecontrollo risulta più onerosa per gli esercenti che gestiscono il servizio in modo disperso sul territorio nazionale con un numero maggiore di punti di alimentazione rispetto a quelli che operano su territori concentrati, tipicamente le grandi città, e con un numero minore di punti di alimentazione, se pure caratterizzati da una maggiore portata.

### **3.4. La sicurezza a valle del gruppo di misura**

Le indagini demoscopiche commissionate dall'Autorità sulla soddisfazione dei clienti includono domande sulla sicurezza dell'impianto a valle del misuratore: gli esiti su tale aspetto appaiono positivi, poiché si registra che solo il 2,4% dei clienti è insoddisfatto per le condizioni di sicurezza dell'impianto interno.

Il risultato contrasta con gli esiti dell'indagine sugli incidenti da gas combustibili in Italia effettuato annualmente dal CIG da più di un decennio. Tale monitoraggio sembra denotare una inadeguata consapevolezza dei clienti del rischio per la sicurezza fisica e delle cose derivante da impianti interni non a norma.

Dall'esame dell'indagine del 1998 per la parte relativa al gas distribuito a mezzo di rete urbana risulta che la principale causa dei decessi rimane l'insufficiente areazione dei locali in cui sono ubicate le apparecchiature utilizzatrici (84,8% dei decessi nel 1998) e riguarda quindi l'impianto a valle del gruppo di misura.

La frequenza degli incidenti sull'impianto interno segnala l'importanza della regolazione delle attività post-contatore (progettazione, installazione, esercizio e controllo) relative agli impianti a valle del gruppo di misura, fino alle apparecchiature installate, comprendendo i sistemi di areazione dei locali e di evacuazione dei prodotti della combustione. L'Autorità ha il compito di definire, ai sensi del decreto legislativo 19 maggio 2000, un regolamento per l'effettuazione delle verifiche post-contatore sugli impianti interni. Per l'emanazione di tale regolamento l'Autorità intende consultare i soggetti interessati sulla base di proposte che potranno essere contenute in specifici documenti per la consultazione.

#### **4. REGOLAZIONE DELLA SICUREZZA E DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO**

L'Autorità ritiene che per superare i problemi ed i limiti della situazione attuale, in cui il settore del gas è in via di liberalizzazione, e per garantire un miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio sia necessario introdurre una specifica regolazione della materia.

L'Autorità nella regolazione della sicurezza e della continuità del servizio:

- indica le **finalità** da raggiungere (paragrafo 4.1);
- fissa i **criteri generali** (paragrafo 4.2);
- definisce gli **indicatori di sicurezza e di continuità** (paragrafo 4.3);
- fissa la **base territoriale di riferimento** (paragrafo 4.4);
- individua come **strumenti di regolazione**, gli obblighi di servizio e i livelli generali, definiti per ciascun indicatore di sicurezza e di continuità, e un punteggio di sicurezza e di continuità (di seguito: punteggio) da assegnare ad ogni impianto e ad ogni distributore (paragrafo 4.5);
- fissa lo **sviluppo temporale del primo periodo di regolazione 2001-2004** (paragrafo 4.7.1);
- definisce per ogni indicatore di sicurezza e di continuità **obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità** (paragrafo 4.7.1);
- indica la **metodologia** per l'assegnazione di un punteggio di sicurezza e di continuità di impianto (paragrafo 4.7.2);
- individua **obblighi di registrazione e di gestione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibili** (paragrafo 4.7.3).

##### **4.1.Finalità**

**L'Autorità ritiene che la sicurezza e la continuità del servizio siano fattori rilevanti per la tutela dei clienti e dei cittadini**, e che la situazione attuale, benché in miglioramento, sia insoddisfacente sia per quanto concerne il grado di sicurezza e di continuità raggiunto, sia a motivo delle differenze esistenti tra i diversi esercenti e tra gli impianti di cui è responsabile uno stesso esercente.

La definizione di indicatori di sicurezza e di continuità e la fissazione di obblighi di servizio e di livelli generali di sicurezza e di continuità assumono rilievo nel processo di liberalizzazione del mercato del gas avviato su scala europea, in quanto tra i compiti fondamentali dei regolatori vi è quello di tutelare i clienti nel corso delle fasi di liberalizzazione.

Le proposte di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio presentate dall'Autorità hanno l'obiettivo di:

- **Salvaguardare la sicurezza fisica delle persone e delle cose**, attraverso l'adozione di modalità omogenee per l'esecuzione delle attività rilevanti ai fini della sicurezza e della continuità del servizio, per l'apprestamento di una capacità di pronto intervento e di gestione di emergenze e di incidenti da gas combustibili, minimizzandone l'impatto sui clienti.
- **Ridurre i divari esistenti in relazione alla sicurezza e alla continuità del servizio tra i distributori operanti nel Paese**, in modo da raggiungere livelli adeguati uniformi di sicurezza e di continuità nel minor numero possibile di anni, senza far peggiorare le situazioni in cui già oggi si registrano i migliori livelli di sicurezza e di continuità.
- **Tutelare i clienti attraverso l'introduzione di indennizzi automatici collettivi**, commisurati al valore medio di sicurezza e di continuità registrati in uno stesso impianto e applicati a tutti i clienti serviti dall'impianto.
- **Tutelare l'ambiente attraverso il contenimento delle dispersioni in atmosfera di gas metano** come previsto dalla strategia nazionale di abbattimento delle emissioni di gas serra, concordata in sede comunitaria per l'attuazione degli impegni assunti nell'ambito del *Protocollo di Kyoto*, firmato dagli Stati membri dell'Unione europea il 12 dicembre 1997 e recepito con delibera del CIPE 19 novembre 1998<sup>13</sup>.

**Il perseguimento di tali finalità appare richiedere uno sforzo mirato**, che può essere dispiegato nel corso di alcuni anni mediante l'effettuazione di attività rilevanti per la qualità tecnica del servizio, attività sia di esercizio sia di manutenzione degli impianti di distribuzione. Inoltre potranno rendersi necessari investimenti dedicati non alla sola estensione del servizio nel Paese ma al raggiungimento di uniformi livelli di sicurezza e di continuità mediante la riqualificazione degli impianti con l'adozione di materiali, apparecchiature e tecniche di realizzazione tecnologicamente avanzati.

#### 4.2.Criteri

Nel formulare le proposte per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio contenute in questo documento, l'Autorità attribuisce valore a cinque criteri generali descritti nel seguito.

- a) **Uniformità:** la regolazione della sicurezza e della continuità deve far convergere i distributori operanti nel Paese verso livelli adeguati uniformi di sicurezza e di continuità del servizio e, tenendo conto delle diverse ed eterogenee situazioni territoriali ed impiantistiche, correggere le differenze che oggi contrassegnano gli standard contenuti nelle Carte dei servizi dei singoli esercenti.

---

<sup>13</sup> Per approfondimenti si rinvia al paragrafo A.9 in appendice A.

- b) **Non discriminazione tra clienti allacciati alla stessa rete di distribuzione:** nel mercato liberalizzato del gas deve essere evitata per quanto possibile ogni discriminazione anche in fase di prima attuazione del decreto legislativo 19 maggio 2000, tra clienti vincolati e clienti idonei, dal momento che entrambi i tipi di clienti usufruiscono dei miglioramenti della sicurezza e della continuità del servizio.
- c) **Coerenza:** deve essere assicurato che nel primo periodo di regolazione tariffaria, a fronte di tariffe approvate dall'Autorità, i distributori raggiungano adeguati livelli di sicurezza e di continuità del servizio.
- d) **Controllabilità:** i dati forniti dai distributori relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio devono essere sottoposti a controllo e verifica, prevedendo sanzioni nei confronti dei distributori che eventualmente tengano comportamenti difformi tali da non rispettare le condizioni previste per l'erogazione del servizio.
- e) **Gradualità:** il percorso proposto dall'Autorità per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio deve essere compatibile con la situazione di partenza in cui si trovano oggi gli esercenti e tale da assicurare ai distributori tempi adeguati alle necessarie modifiche operative, assicurando sia chiarezza circa gli obblighi e i livelli di qualità tecnica del servizio di cui è richiesto il rispetto, sia progressività nell'introduzione della nuova disciplina.

#### **4.3. Indicatori di sicurezza e di continuità**

Sulla base di studi, di confronti internazionali e di controlli effettuati su una parte degli esercenti, **l'Autorità ritiene che né la sicurezza né la continuità del servizio possano essere espressi per mezzo di un unico indicatore.** La sicurezza e la continuità del servizio dipendono dalla corretta esecuzione di più attività rilevanti per il servizio, in particolare dalla corretta esecuzione dalla progettazione, dalla costruzione, dall'esercizio (gestione e manutenzione) degli impianti di distribuzione e delle attività di pronto intervento.

L'Autorità pertanto propone una pluralità di **indicatori di sicurezza e di continuità** relativi alle principali attività rilevanti per la sicurezza e per la continuità del servizio stesso.

Gli indicatori di sicurezza e di continuità proposti dall'Autorità sono riportati nella tabella 1 e suddivisi per attività rilevanti ai fini della sicurezza e della continuità del servizio.

Tabella 1 – Indicatori di sicurezza e di continuità per ciascuna attività rilevante

	<b>Attività rilevante</b>	<b>Indicatore</b>
<b>Sicurezza</b>	Dispersioni	Percentuale annua di rete MP ispezionata
		Percentuale annua di rete BP ispezionata
		Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionato
		Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata
		Tempo di eliminazione della dispersione di classe 2
	Protezione catodica	Numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio
	Odorizzazione	Numero annuo di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti
Pronto intervento	Numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti	
Gas non contabilizzato	Percentuale annua di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	
<b>Continuità</b>	Interruzioni con preavviso	Tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso
		Durata media dell'interruzione con preavviso
		Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso
	Interruzioni senza preavviso	Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso
		Numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti

La definizione analitica degli indicatori di cui alla tabella 1 è riportata nei paragrafi seguenti.

#### **4.3.1. Percentuale annua di rete a media pressione sottoposta ad ispezione**

Ai fini del presente documento per “percentuale annua di rete a media pressione sottoposta ad ispezione” si intende il rapporto tra la lunghezza della rete a media pressione ispezionata nell’anno e la lunghezza totale della rete a media pressione posata a fine anno. Pertanto la percentuale annua di rete a media pressione sottoposta ad ispezione è definita mediante la seguente formula:

$$\%MP = \frac{LI_{MP}}{LP_{MP}} \times 100$$

dove  $LI_{MP}$  è la lunghezza in chilometri della rete MP sottoposta ad ispezione nell’anno, con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile, e  $LP_{MP}$  è la lunghezza in chilometri della rete MP posata al 31 dicembre dell’anno considerato.

Per “automezzo attrezzato” si intende l’autoveicolo dotato di analizzatore di gas, con registrazione continua dei valori rilevati, idoneo ad evidenziare le dispersioni; per “strumentazione portatile” si intende l’analizzatore di gas, completo di accessori, idoneo ad evidenziare le dispersioni con impiego manuale.

#### **4.3.2. Percentuale annua di rete a bassa pressione sottoposta ad ispezione**

Ai fini del presente documento per “percentuale annua di rete a bassa pressione sottoposta ad ispezione” si intende il rapporto tra la lunghezza della rete a bassa pressione ispezionata nell’anno e la lunghezza totale della rete a bassa pressione posata a fine anno. Pertanto la percentuale annua di rete a bassa pressione sottoposta ad ispezione è definita mediante la seguente formula:

$$\%BP = \frac{LI_{BP}}{LP_{BP}} \times 100$$

dove  $LI_{BP}$  è la lunghezza in chilometri della rete BP sottoposta ad ispezione nell’anno, con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile per come definiti al paragrafo 4.3.1., e  $LP_{BP}$  è la lunghezza in chilometri della rete BP posata al 31 dicembre dell’anno considerato.

#### **4.3.3. Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata**

Ai fini del presente documento per “numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata” si intende il rapporto tra il numero totale di dispersioni localizzate nell’anno e la lunghezza totale della rete ispezionata nell’anno. Pertanto il

numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata è definito mediante la seguente formula:

$$DL_{kml} = \frac{DL}{LI_{MP} + LI_{BP}}$$

dove DL è il numero di perdite localizzate nell'anno sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza,  $LI_{MP}$  e  $LI_{BP}$  sono definite rispettivamente ai paragrafi 4.3.1. e 4.3.2.

Per “dispersione localizzata” si intende la dispersione per la quale è stata individuata l'esatta ubicazione nell'impianto di distribuzione.

#### **4.3.4. Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata**

Ai fini del presente documento per “numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata” si intende il rapporto tra il numero totale di dispersioni localizzate nell'anno su segnalazione di terzi e la lunghezza totale della rete posata a fine anno. Pertanto il numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata è definito mediante la seguente formula:

$$DT_{kml} = \frac{DT}{LP_{MP} + LP_{BP}}$$

dove DT è il numero di dispersioni localizzate nell'anno sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza su segnalazione di terzi, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi,  $LP_{MP}$  e  $LP_{BP}$  sono definite rispettivamente ai paragrafi 4.3.1. e 4.3.2.

Per “terzi” si intendono le persone fisiche e giuridiche terze rispetto al distributore, escluse le imprese che operano su incarico o in appalto per conto del distributore medesimo.

#### **4.3.5. Tempo di eliminazione della dispersione di classe 2**

Ai fini del presente documento per “tempo di eliminazione della dispersione di classe 2” si intende il tempo, in giorni di calendario, intercorrente tra la data di localizzazione della dispersione di classe 2 e la data in cui viene completata la sua eliminazione.

Per “dispersione di classe 2” si intende la dispersione che, per l'ubicazione della stessa (ad esempio in prossimità di edifici ma non di fognature), non costituisce un pericolo immediato e che può ammettere una riparazione entro 30 giorni dalla sua localizzazione.

Per “eliminazione della dispersione” si intende l’intervento di riparazione della parte di impianto di distribuzione ove si è originata la dispersione al fine di ripristinarne la tenuta, mediante apposizione sulla superficie interna o esterna, della parte di impianto interessata dalla dispersione, di materiale privo di discontinuità o mediante sostituzione della parte di impianto interessata dalla dispersione.

#### **4.3.6. Numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio**

Ai fini del presente documento per “numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio” si intende il numero totale di controlli di potenziale di protezione catodica effettuati nell’anno rapportato alla lunghezza totale delle reti posate in acciaio a fine anno. Pertanto il numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio è definito mediante la seguente formula:

$$NPC_{km} = \frac{NPC}{LPA_{MP} + LPA_{BP}}$$

dove NPC è il numero di misure di potenziale di protezione catodica effettuate nell’anno in punti diversi e codificati della rete in acciaio,  $LPA_{MP}$  e  $LPA_{BP}$  sono rispettivamente la lunghezza in chilometri di rete posata in acciaio MP e BP.

#### **4.3.7. Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti**

Ai fini del presente documento per “grado di odorizzazione del gas” si intende la quantità di odorizzante, misurata in milligrammi per metro cubo alle condizioni standard (mg/mc), presente nel gas distribuito.

Il “numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti” è definito mediante la seguente formula:

$$NOD_{NU} = \frac{NOD}{NU} \times 1000$$

dove NOD è il numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas effettuate in punti diversi e codificati della rete e NU è il numero di clienti allacciati all’impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima.

Viene proposto un numero minimo annuo di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti definito mediante la seguente formula:

$$NOD_{NU\ min} = 2 \times (NPI + NCOM + \alpha \times (LP_{MP} + LP_{BP})) + \beta \times NU$$

dove NPI è il numero di punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione, NCOM è il numero di comuni serviti dall'impianto,  $\alpha$  e  $\beta$  sono coefficienti posti rispettivamente pari a  $X_\alpha$  e a  $X_\beta$ .

#### **4.3.8. Numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti**

Ai fini del presente documento per “numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti” si intende il rapporto tra il numero totale nell'anno di chiamate per pronto intervento per situazioni di dispersione di gas e le migliaia di clienti alimentati attraverso la rete di distribuzione a fine anno. Pertanto il numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti è definito mediante la seguente formula:

$$NPID = \frac{NPI_{DISP}}{NU} \times 1000$$

dove  $NPI_{DISP}$  è il numero complessivo di chiamate ricevute nell'anno per pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di dispersione di gas, con esclusione delle chiamate relative a dispersioni provocate da danneggiamento di terzi all'impianto di distribuzione, e NU è il numero totale di clienti al 31 dicembre dell'anno considerato.

#### **4.3.9. Percentuale annua di gas non contabilizzato**

Ai fini del presente documento per “percentuale annua di gas non contabilizzato” si intende il rapporto definito dalla seguente formula:

$$\% gnc = \left( 1 - \frac{GV + GVT}{GI} \right) \times 100$$

dove GV è pari al volume totale di gas venduto nell'anno a clienti vincolati o che abbiano rinunciato ad avvalersi della facoltà di acquistare il gas da altri soggetti diversi dal distributore dalla cui rete di distribuzione sono alimentati, GVT è il gas vettoriato nell'anno per clienti idonei attraverso la rete di distribuzione e GI è pari al volume totale annuo di gas immesso. I volumi di gas sono misurati in metri cubi alle condizioni standard e depurati degli errori sistematici di misura.

#### **4.3.10. Tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso**

Ai fini del presente documento per “tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso” si intende il tempo, in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di

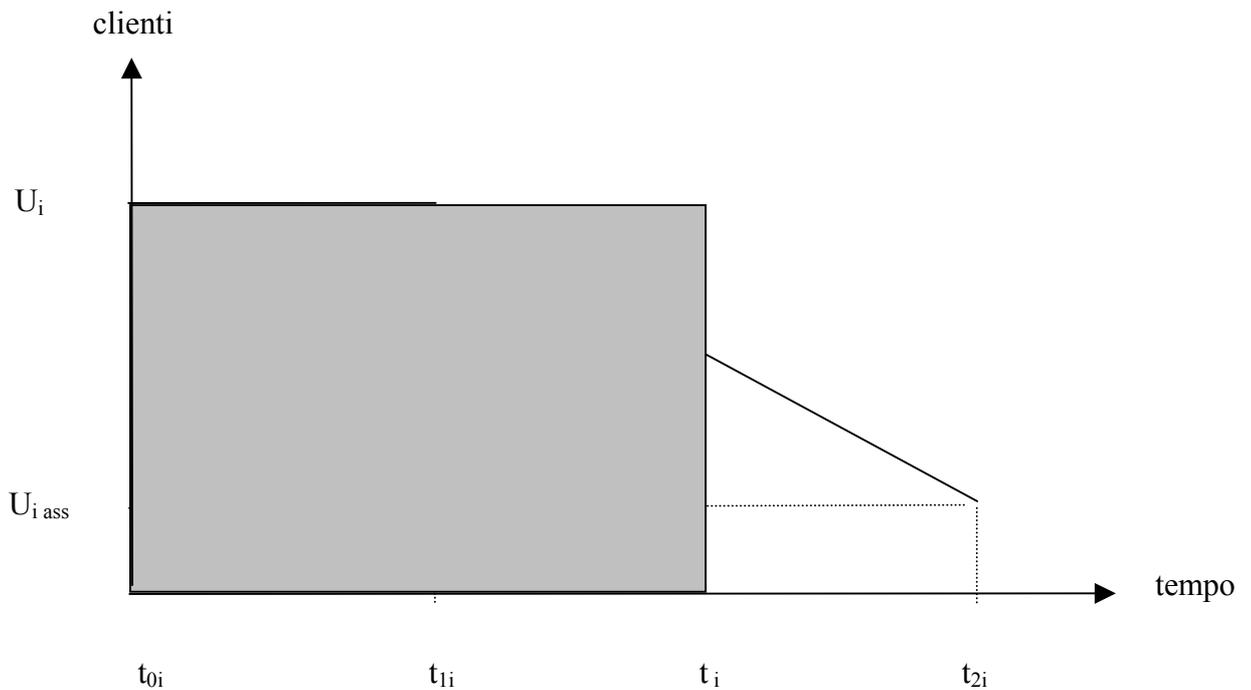
comunicazione al cliente dell'interruzione della fornitura e la data di inizio dell'interruzione stessa.

Per "inizio dell'interruzione con preavviso" si intende l'ora di inizio delle operazioni sull'impianto di distribuzione al fine di intercettare il flusso di gas.

#### 4.3.11. Durata media dell'interruzione

Nel servizio del gas l'interruzione della fornitura è rappresentabile come in figura 2.

*Figura 2 – Rappresentazione grafica dell'interruzione della fornitura di gas a mezzo di reti a media e bassa pressione*



dove:

- $U_i$  è il numero totale di clienti coinvolti nell'interruzione i-esima;
- $U_{i\text{ ass}}$  è il numero totale di clienti assenti alla riattivazione dell'ultimo cliente presente tra quelli coinvolti nell'interruzione i-esima;
- $t_{0i}$  è l'ora di inizio dell'interruzione i-esima;
- $t_{1i}$  è l'ora di inizio della rialimentazione del primo cliente tra quelli coinvolti nell'interruzione i-esima;

- $t_{2i}$  è l'ora di inizio della rialimentazione dell'ultimo cliente presente all'atto della riattivazione della fornitura tra quelli coinvolti nell'interruzione  $i$ -esima.

Ai fini del presente documento la “durata media dell'interruzione”  $i$ -esima, misurata in minuti, è definita per mezzo della seguente espressione:

$$t_i = \left\{ (t_{1i} - t_{0i}) + \frac{(t_{2i} - t_{1i})}{2} \right\}$$

#### **4.3.12. Durata complessiva di interruzione per cliente con e senza preavviso**

Ai fini del presente documento la “durata complessiva di interruzione per cliente” è definita per mezzo della seguente espressione:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times U_i}{NU}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le  $n$  interruzioni accadute nell'anno per la stessa tipologia di interruzione, con preavviso o senza preavviso, e dove:

- $t_i$  è la durata media dell'interruzione  $i$ -esima come definita dal paragrafo 4.3.11;
- $U_i$  è il numero totale di clienti coinvolti nell'interruzione  $i$ -esima;
- $NU$  è definito dal paragrafo 4.3.8.

#### **4.3.13. Numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti**

Ai fini del presente documento per “numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti” si intende il rapporto tra il numero totale di chiamate ricevute nell'anno per pronto intervento per situazioni di interruzione o per irregolarità di fornitura e le migliaia di clienti alimentati attraverso la rete di distribuzione a fine anno. Pertanto il numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti è definito mediante la seguente formula:

$$NPII = \frac{NPI_I}{NU} \times 1000$$

dove  $NPI_I$  è il numero totale nell'anno di chiamate di pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di interruzione o di irregolarità di fornitura di gas e NU è definito dal paragrafo 4.3.8.

**Spunto per la consultazione Q.1: scelta degli indicatori di sicurezza e di continuità.**

*Tenendo conto che il provvedimento proposto riguarda solo la sicurezza e la continuità del servizio di distribuzione del gas e che i distributori hanno la facoltà di introdurre ulteriori indicatori e standard di qualità relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio, gli indicatori proposti comprendono tutti gli aspetti di sicurezza e di continuità più rilevanti per la distribuzione del gas? Se no, quali altri indicatori potrebbero essere presi in considerazione, in particolare per i punti di alimentazione degli impianti?*

**Spunto per la consultazione Q.2: definizioni degli indicatori di sicurezza e di continuità riportate nella versione preliminare della direttiva, in appendice B.**

*Si considerano accettabili le definizioni introdotte con particolare riferimento alla misurabilità e controllabilità degli indicatori? Se no, quali integrazioni sono necessarie?*

**Spunto per la consultazione Q.3: definizione del numero minimo annuo delle misure del grado di odorizzazione del gas.**

*Si condivide la formula proposta per la determinazione del numero annuo minimo delle misure del grado di odorizzazione del gas? Se no, quali integrazioni sono necessarie? Quali valori si propongono per  $X_\alpha$  e  $X_\beta$ ?*

#### 4.4. La base territoriale nella registrazione dei dati

La proposta di regolazione della sicurezza e della continuità del servizio individua **come base territoriale di riferimento per la registrazione dei dati e per la regolazione l'impianto di distribuzione di gas ad alimentazione singola o plurima** (di seguito: impianto) e come base temporale di registrazione e di misura dei dati l'anno solare.

La scelta dell'impianto come base territoriale comporta una grande mole di dati da trattare e controllare da parte dell'Autorità e in alcuni casi dimensioni diverse degli impianti stessi. La scelta si giustifica per i seguenti motivi:

- il servizio si caratterizza oggi per un elevato numero di impianti non interconnessi tra di loro attraverso le reti a media pressione;

- l'adozione di basi territoriali più vaste comporterebbe il rischio di perdere la visibilità del livello effettivo di sicurezza e di continuità dei singoli impianti e quindi di coprire con valori medi le situazioni di inadeguatezza senza fornire adeguate garanzie di tutela ai clienti;
- la scelta dell'impianto come base territoriale consente con buona approssimazione l'individuazione dei clienti interessati da livelli effettivi di sicurezza e di continuità inadeguati;
- la scelta dell'impianto come base territoriale consente di introdurre una regolazione flessibile rispetto all'acquisizione o alla perdita di impianti da parte dei distributori per effetto delle gare per l'affidamento del servizio da parte degli enti locali, in applicazione del decreto legislativo 19 maggio 2000; la scelta dell'impianto come base territoriale rende quindi la proposta di regolazione della sicurezza e della continuità formulata dall'Autorità compatibile con le modifiche del quadro normativo del settore del gas.

**Spunto per la consultazione Q.4: scelta dell'impianto come base territoriale.**

*Sulla base delle informazioni in possesso dei soggetti interessati, si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità? Se no, quale altra base territoriale potrebbe essere scelta?*

#### **4.5. Strumenti di regolazione e loro effetti**

**La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio** proposta dall'Autorità **utilizza strumenti di regolazione** che perseguono le finalità indicate al precedente paragrafo 4.1 e che hanno effetti diversi anche in relazione alla gravità delle situazioni riscontrate. In particolare:

- **gli obblighi di servizio**, introdotti con direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95, riflettono l'esigenza di garantire l'effettuazione da parte del distributore di una base minima di attività che costituisce il presupposto indispensabile per assicurare condizioni minime di sicurezza e di continuità; tali obblighi si considerano quindi non derogabili;
- **i livelli generali di sicurezza e di continuità** (riferiti al complesso delle prestazioni come previsto dall'articolo 2, comma 12, lettera h) della legge n. 481/95), permettono di misurare e confrontare per ogni indicatore il livello effettivo di sicurezza e di continuità reso dai distributori.

Sulla base della misura del rispetto dei livelli generali per ciascun indicatore di sicurezza e di continuità vengono calcolati **un indice di sicurezza e un indice di continuità per impianto e per distributore** che costituiscono un **ulteriore strumento di regolazione**.

I due indici permettono di misurare rispettivamente il livello effettivo di sicurezza e il livello effettivo di continuità resi complessivamente dal distributore per ogni impianto e di individuare i casi nei quali la qualità tecnica complessiva del servizio è inadeguata (per una migliore comprensione della metodologia di calcolo dei due indici si rinvia al successivo paragrafo 4.7.2.).

I tre strumenti di regolazione, applicati ad ogni impianto gestito dal distributore, comportano effetti diversi sul distributore medesimo o sui clienti interessati come indicato nella tabella 2.

*Tabella 2 – Strumenti di regolazione della sicurezza e della continuità e loro effetti*

<b>Strumenti</b>	<b>Effetti</b>
<b>Obblighi di servizio di sicurezza e di continuità</b>	<p>In caso di inadempienza:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• vengono irrogate al distributore da parte dell’Autorità sanzioni ai sensi dell’articolo 2, comma 20, lettera c) della legge n. 481/95;</li> <li>• l’Autorità, nel caso il distributore non provveda a ottemperare agli obblighi di servizio, trasmette una segnalazione all’ente concedente per quanto di sua competenza.</li> </ul>
<b>Livelli generali di sicurezza e di continuità</b>	I dati comunicati dai distributori sono soggetti a pubblicazione comparativa.
<b>Indici di sicurezza e di continuità</b>	<p>Gli indici calcolati dall’Autorità sulla base dei dati comunicati dai distributori sono soggetti a pubblicazione.</p> <p>Nel caso in cui dagli indici risulti che in un impianto la sicurezza e la continuità sono inadeguate il distributore riconosce indennizzi automatici fissati dall’Autorità ai clienti serviti da un impianto (dal 2005).</p>

**Spunto per la consultazione Q.5: scelta degli strumenti di regolazione.**

*Si condivide la scelta degli strumenti di regolazione? Se no, quale altra scelta potrebbe essere operata?*

**Spunto per la consultazione Q.6: effetti degli strumenti di regolazione.**

*Si condividono gli effetti degli strumenti di regolazione? Se no, quali altri effetti dovrebbero produrre?*

#### **4.6. Attuazione della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio**

L'attuazione della regolazione deve essere **graduale** a motivo della diversità di condizioni di partenza e di settore che caratterizza oggi i distributori. La gradualità nell'attuazione della regolazione è necessaria anche a motivo delle esigenze di completamento di normative tecniche che consentano l'uniformità di comportamenti da parte dei distributori e la confrontabilità degli indicatori di sicurezza e di continuità.

La fissazione di livelli generali di sicurezza e di continuità da parte dell'Autorità richiede una base conoscitiva, oggi non disponibile per tutti gli indicatori, che consenta di attribuire valori ai livelli effettivi di sicurezza e di continuità attualmente raggiunti (ma non misurati), da parte dei distributori.

Il percorso di attuazione della regolazione proposta prevede due periodi: un primo periodo di regolazione che riguarda gli anni 2001-2004 a cui segue un secondo periodo in cui le norme e misure proposte dispiegano ulteriori effetti economici anche attraverso l'introduzione di indennizzi automatici per i clienti.

In sintesi, **il primo periodo di regolazione (anni 2001-2004) prevede:**

- **il rispetto di obblighi di servizio;**
- l'adozione di misure ed interventi omogenei ai fini della sicurezza e della continuità a seguito della **definizione di tutte le norme tecniche applicabili;**
- **la misura e la registrazione omogenea** dei dati e delle informazioni relative alla sicurezza e alla continuità del servizio;
- **la comunicazione dei dati all'Autorità;**
- **gli effetti degli obblighi di servizio e dei livelli generali di sicurezza e di continuità;**
- l'attribuzione **di un indice di sicurezza e di un indice di continuità a ciascun impianto e di indici globali di sicurezza e di continuità a ciascun distributore** per consentire la valutazione e la confrontabilità dei livelli effettivi di sicurezza e di continuità;

- l'adozione di un'organizzazione e di modalità di registrazione che garantiscano **un'adeguata gestione delle emergenze e degli incidenti** da gas combustibili.

#### **4.7. Primo periodo di regolazione**

##### **4.7.1 Attività rilevanti per la sicurezza e la continuità, obblighi di servizio e livelli generali di sicurezza e di continuità**

La regolazione della sicurezza e della continuità del servizio si basa sulla graduale introduzione di obblighi di servizio, di misura e di comunicazione.

La regolazione della sicurezza richiede, entro il 2001, che i distributori ottemperino ai seguenti obblighi di servizio<sup>14</sup>:

- predisposizione della cartografia degli impianti di distribuzione gestiti, con aggiornamento non anteriore a 90 giorni;
- dotazione in tutti i punti di alimentazione degli impianti di distribuzione di idonea strumentazione di misura, omologata ed equipaggiata dei necessari dispositivi di registrazione o di correzione automatica.

La regolazione della continuità prevede che entro il 2003 i distributori ottemperino ai seguenti obblighi di servizio:

- dotazione nell'unico punto di alimentazione di ogni impianto ad alimentazione singola, che alimenti un numero di clienti non inferiore a 300, di un sistema di telecontrollo, in grado di inviare allarmi ad un servizio di reperibilità, attivo 24 ore su 24 per tutto l'anno;
- dotazione di ogni gruppo di riduzione finale, con priorità per quelli in antenna, di doppia linea, ciascuna delle quali di pari caratteristiche.

Ai fini del presente documento per la consultazione:

- “gruppo di riduzione” è il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile;
- “gruppo di riduzione finale” è:
  - (i) un gruppo di riduzione avente la funzione di ultima riduzione della pressione per alimentare i clienti attraverso una rete di bassa pressione;

---

<sup>14</sup> Qualora il distributore abbia notificato all'Autorità, ai fini del riconoscimento tariffario, anche la lunghezza delle reti in alta pressione da esso gestite, purché dedicate esclusivamente al servizio di distribuzione verso utenti alimentati in media e bassa pressione, per tale distributore dall'1 gennaio 2002 la nuova disciplina deve essere attuata anche su tali reti ad alta pressione.

(ii) un gruppo di riduzione avente la funzione di riduzione della pressione per alimentare una rete di media pressione al servizio di clienti alimentati singolarmente in bassa pressione;

- “gruppo di riduzione finale in antenna” è un gruppo di riduzione finale che costituisce l’unico punto di alimentazione della rete a valle dello stesso;

I distributori devono rispettare per ogni indicatore di sicurezza e di continuità, in aggiunta ai livelli generali, obblighi:

- di servizio;
- di misura e di registrazione;
- di comunicazione all’Autorità dei dati relativi.

Nel corso del primo periodo di regolazione, gli obblighi di servizio non sono derogabili. I livelli generali di sicurezza e di continuità vengono definiti dall’Autorità in via sperimentale e costituiscono un riferimento per la pubblicazione comparativa dei dati comunicati dai distributori. Prima del termine del primo periodo di regolazione, ed indicativamente entro il 31 dicembre 2003, l’Autorità intende emanare una direttiva, preceduta da consultazione di tutti i soggetti interessati, con la quale fissare i livelli generali per il secondo periodo di regolazione, a partire dai dati comunicati dai distributori e dalle osservazioni ricevute.

L’Autorità ritiene utile proporre nelle tabelle 3 e 4 alcune ipotesi quantitative per gli obblighi di servizio e per i livelli generali di sicurezza e di continuità definiti nel primo periodo di regolazione, con l’avvertenza che *le ipotesi quantitative sono presentate a mero titolo esplicativo e non prefigurano alcun impegno da parte dell’Autorità per i provvedimenti che potranno essere adottati*. Tali ipotesi quantitative saranno riformulate dall’Autorità tenendo conto del processo di consultazione.

*Tabella 3 – Indicatori, obblighi di servizio e livelli generali di sicurezza per ciascuna attività rilevante ai fini della sicurezza del servizio*

<b>Attività rilevante</b>	<b>Indicatore</b>	<b>Obbligo di servizio</b>	<b>Livello generale</b>
<b>Dispersioni</b>	Percentuale annua di rete MP ispezionata	Minimo 50%	90%
	Percentuale annua di rete BP ispezionata	Minimo 35%	70%
	Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionato	Massimo $X_1$	0,1
	Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata	Massimo $X_1$	0,1
	Tempo di eliminazione della dispersione di classe 2	Minimo $X_2\%$ in $T_1$ giorni solari	$X_3\%$ in $T_1$ giorni solari
<b>Protezione catodica</b>	Numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio	Minimo $X_4$	$X_5$
<b>Odorizzazione</b>	Numero annuo di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti	Minimo pari al valore calcolato sulla base della formula di cui al paragrafo 4.3.7.	10
<b>Pronto intervento</b>	Numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti	Massimo $X_6$	1
<b>Gas non contabilizzato</b>	Percentuale annua di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	Massimo il 3%	0,1%

Tabella 4 – Indicatori, obblighi di servizio e livelli generali di continuità per ciascuna attività rilevante ai fini della continuità del servizio

Attività rilevante	Indicatore	Obbligo di servizio	Livello generale
<b>Interruzioni con preavviso</b>	Tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso	Minimo 70% di interruzioni con preavviso con 3 giorni lavorativi di preavviso	95% di interruzioni con preavviso con 3 giorni lavorativi di preavviso
	Durata media dell'interruzione con preavviso	Minimo 50% di interruzioni con preavviso con durata media inferiore o uguale a 8 ore	90% di interruzioni con preavviso con durata media inferiore o uguale a 8 ore
	Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso	Massimo X <sub>7</sub>	X <sub>8</sub>
<b>Interruzioni senza preavviso</b>	Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso	Massimo X <sub>9</sub>	X <sub>10</sub>
	Numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti	Massimo X <sub>11</sub>	X <sub>12</sub>

**Spunto per la consultazione Q.7: obblighi di servizio e livelli generali di sicurezza e di continuità.**

*Si condividono i valori ipotizzati per gli obblighi di servizio e per i livelli generali di sicurezza e di continuità? Per i valori mancanti cosa si ritiene opportuno proporre?*

L'attuazione e l'attivazione delle norme e misure previste per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio deve essere come si è detto graduale. La tabella 5 riporta un calendario indicativo di tempi ed interventi per il primo periodo di regolazione.

Questo periodo si dovrebbe concludere con l'emanazione (indicativamente entro il 31 dicembre 2003) di una direttiva con la quale l'Autorità intende definire, per come descritto nei successivi paragrafi:

- la metodologia di assegnazione degli indici di sicurezza e di continuità di impianto;
- la disciplina delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile.

*Tabella 5 – Calendario indicativo di tempi e di interventi previsti per il primo periodo di regolazione (2001-2004)*

Entro il 31 dicembre 2000	L'Autorità determina con propria direttiva: <ul style="list-style-type: none"> <li>• gli indicatori di sicurezza e di continuità del servizio;</li> <li>• gli obblighi di servizio di sicurezza e di continuità;</li> <li>• in via sperimentale i livelli generali di sicurezza e di continuità;</li> <li>• gli obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità stessa dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità.</li> </ul>
Dall'1 gennaio 2001	Entrano in vigore: <ul style="list-style-type: none"> <li>• gli obblighi di registrazione dei dati relativi agli indicatori di continuità;</li> <li>• gli obblighi di servizio di continuità, esclusi quelli relativi all'installazione di sistemi di telecontrollo nei punti di alimentazione e di doppie linee nei gruppi di riduzione finale;</li> <li>• i livelli generali di continuità definiti in via sperimentale.</li> </ul> <p>Vengono abrogate le disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, recante lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi, ad eccezione di quanto riguarda la sicurezza del servizio.</p>
Dall'1 gennaio 2002	Entrano in vigore: <ul style="list-style-type: none"> <li>• gli obblighi di registrazione dei dati relativi agli indicatori di sicurezza;</li> <li>• gli obblighi di servizio di sicurezza<sup>15</sup>;</li> <li>• i livelli generali di sicurezza definiti in via sperimentale.</li> </ul> <p>Vengono abrogate tutte le disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, recante lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi.</p> <p>I distributori sono tenuti a completare l'ispezione della rete AP, MP e BP nel numero di anni che indicherà l'Autorità al termine della consultazione.</p>
Entro il 31 marzo 2002	I distributori comunicano all'Autorità i dati relativi agli indicatori di continuità del servizio riferiti al 2001.
Entro il 31 marzo 2003	I distributori comunicano all'Autorità i dati relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità del servizio riferiti al 2002.
Entro il 31 dicembre 2003	L'Autorità determina con direttiva: <ul style="list-style-type: none"> <li>• i valori definitivi dei livelli generali di sicurezza e di continuità;</li> <li>• la metodologia di calcolo degli indici di sicurezza e di continuità di impianto e di distributore;</li> <li>• le modalità di corresponsione di indennizzi automatici ai clienti serviti da impianti per i quali il livello di sicurezza e di continuità del servizio non sia adeguato.</li> </ul> <p>I distributori ottemperano agli obblighi di servizio relativi a all'installazione di sistemi di telecontrollo nei punti di alimentazione e di doppie linee nei gruppi di riduzione finale.</p>
Dall'1 gennaio 2004	Entrano in vigore: <ul style="list-style-type: none"> <li>• i valori definitivi dei livelli generali di sicurezza e di continuità;</li> <li>• il calcolo degli indici di sicurezza e di continuità di impianto e di distributore;</li> <li>• l'obbligo di dotarsi di una organizzazione e di procedure per la gestione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile.</li> </ul>
Entro il 31 marzo 2004	I distributori comunicano all'Autorità i dati relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità del servizio riferiti al 2003.

<sup>15</sup> A partire dall'1 gennaio 2002 i distributori dovranno completare l'ispezione della rete in AP, in MP e in BP nel numero di anni che indicherà l'Autorità al termine della consultazione.

**Spunto per la consultazione Q.8: tempi di dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio.**

*Si ritiene che i tempi di dispiegamento della regolazione della sicurezza e della continuità previsti dall'Autorità per la fase 1 siano condivisibili e tali da assicurare da una parte tempi adeguati per i distributori per il recepimento degli obblighi e dall'altra di contenere i tempi per l'uniformazione dei livelli di sicurezza e di continuità tra i distributori operanti nel Paese? Se no, quali tempi si ritengono accettabili?*

#### **4.7.2 La metodologia di assegnazione degli indici di sicurezza e di continuità**

Benché gli indicatori proposti di sicurezza e di continuità si riferiscano a tutte le attività rilevanti ai fini della qualità tecnica del servizio, alcuni indicatori rivestono una maggiore importanza rispetto alle finalità individuate al precedente paragrafo 4.1.

Per tener conto di tale aspetto, si propone che a ciascun indicatore di sicurezza e di continuità venga assegnato un peso correlato all'importanza dell'indicatore per il conseguimento delle finalità che la regolazione della sicurezza e della continuità proposta dall'Autorità si prefigge, al fine di costruire un indice di sicurezza e un indice di continuità per ogni impianto di distribuzione.

Al fine di orientare fin d'ora l'azione dei distributori finalizzata al miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio l'appendice C contiene ipotesi quantitative per i pesi da attribuire a ciascun indicatore. *Le ipotesi proposte in questo documento per la consultazione sono presentate a mero titolo esplicativo e non prefigurano alcun impegno da parte dell'Autorità per i provvedimenti da adottare.* Tali ipotesi quantitative saranno riformulate dall'Autorità tenendo conto del processo di consultazione.

**Spunto per la consultazione Q.9: peso attribuito agli indicatori di sicurezza e di continuità.**

*Quali si ritiene debbano essere i pesi da attribuire ad ogni indicatore di sicurezza e di continuità?*

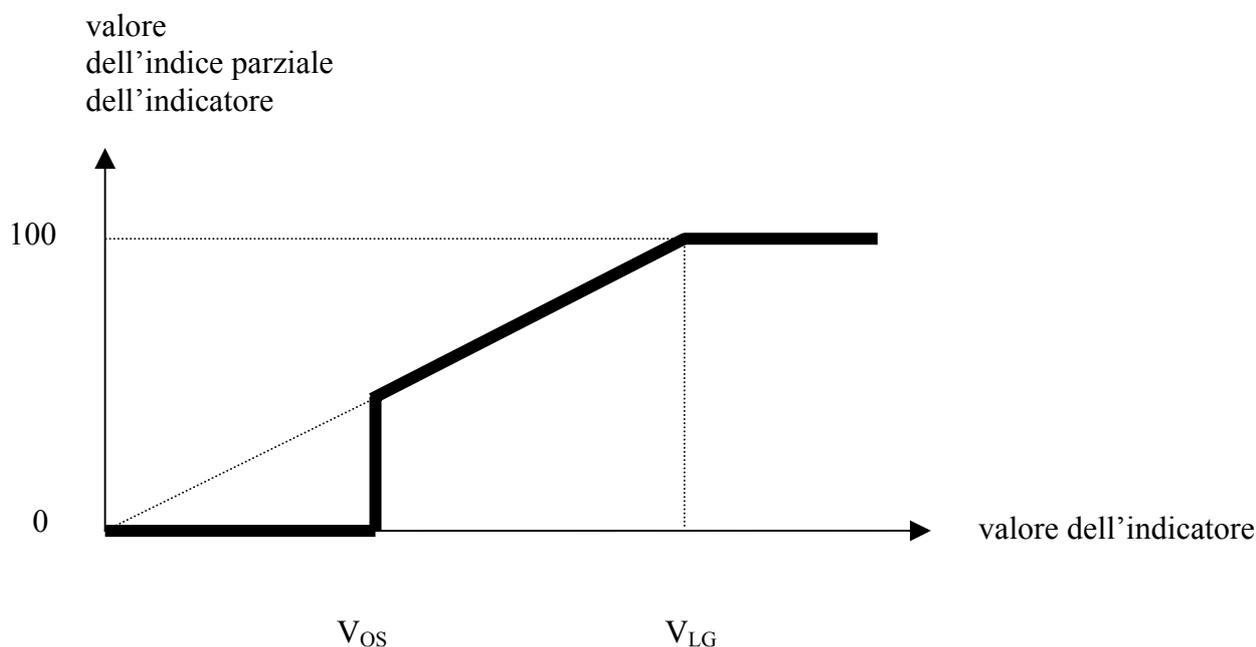
L'indice parziale assegnato a ciascun indicatore di un impianto varia tra 0 e 100 ed è calcolato come segue:

- se il valore dell'indicatore è minore del valore imposto dall'obbligo di servizio corrispondente, all'indicatore viene assegnato un indice parziale nullo;
- se il valore dell'indicatore è maggiore o uguale al valore del livello generale corrispondente, all'indicatore viene assegnato un indice parziale pari a 100;

- se il valore dell'indicatore assume valori intermedi tra le due precedenti situazioni, all'indicatore viene assegnato un indice parziale inferiore a 100 e proporzionale al valore dell'indicatore rispetto al valore del livello generale.

Il risultato del calcolo dell'indice parziale di ogni indicatore può essere rappresentato come in figura 3, dove  $V_{OS}$  e  $V_{LG}$  sono rispettivamente il valore imposto dall'obbligo di servizio e il livello generale per l'indicatore considerato.

*Figura 3 – Rappresentazione grafica dell'indice parziale dell'indicatore*



Ai fini del calcolo dell'indice parziale<sup>16</sup> per gli indicatori per i quali il miglioramento è espresso mediante una riduzione del valore dell'indicatore verso un livello generale inferiore vengono utilizzati gli inversi dei valori dell'indicatore.

Ciò avviene per i seguenti indicatori:

- percentuale annua di gas non contabilizzato;
- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata;
- numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti;

<sup>16</sup> Per un esempio di calcolo dell'indice parziale di indicatori per i quali il miglioramento è espresso mediante una riduzione del valore dell'indicatore verso un livello generale inferiore si rinvia all'appendice C.

- durata complessiva di interruzione per cliente per interruzione con e senza preavviso;
- numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti.

L'indice parziale pesato di ciascun indicatore è ottenuto moltiplicando l'indice parziale di ogni indicatore per il rispettivo peso e dividendo il tutto per 100.

L'indice di sicurezza di un impianto è calcolato come somma degli indici parziali pesati attribuiti a ciascun indicatore di sicurezza di quell'impianto.

L'indice di continuità di un impianto è calcolato come somma degli indici parziali pesati attribuiti a ciascun indicatore di continuità di quell'impianto.

L'Autorità fisserà, tenendo conto del processo di consultazione, il valore soglia che gli indici di sicurezza e di continuità di impianto devono raggiungere per poter considerare adeguato il livello effettivo di sicurezza e di continuità dell'impianto.

L'introduzione degli indici di sicurezza e di continuità di un impianto permette di calcolare indici globali di sicurezza e di continuità per ogni distributore, ponderati sul numero di clienti di ciascun impianto, e che verranno utilizzati ai fini della pubblicazione comparativa.

Al fine di chiarire la metodologia proposta per il calcolo degli indici di sicurezza e di continuità, l'appendice C sviluppa un esempio di calcolo per un impianto con ipotesi quantitative per i valori degli obblighi di servizio e dei livelli generali da attribuire a ciascun indicatore. *Le ipotesi indicate nell'esempio hanno solo scopo esplicativo e non prefigurano alcun impegno da parte dell'Autorità verso eventuali provvedimenti da adottare.* I valori quantitativi saranno definiti dall'Autorità tenendo conto del processo di consultazione.

**Spunto per la consultazione Q.10: calcolo degli indici di sicurezza e di continuità dell'impianto.**

*Si condivide la metodologia proposta per il calcolo degli indici di sicurezza e di continuità dell'impianto? Se no, quali modifiche si propongono?*

**Spunto per la consultazione Q.11: valori soglia da attribuire agli indici di sicurezza e di continuità dell'impianto per definire adeguato il livello effettivo di sicurezza e di continuità del servizio.**

*Quali si ritiene che debbano essere i valori soglia da attribuire agli indici di sicurezza e di continuità dell'impianto per definire adeguato il livello effettivo di sicurezza e di continuità del servizio?*

**Spunto per la consultazione Q.12: indici globali di sicurezza e di continuità del distributore.**

*Si condivide la scelta di assegnare al distributore indici globali di sicurezza e di continuità calcolati come media ponderale sui clienti di ciascun impianto? Se no, quale altra metodologia si suggerisce per il calcolo degli indici globali del distributore?*

**Spunto per la consultazione Q.13: tempi di dispiegamento dell'assegnazione di un indice di sicurezza e di continuità a ciascun impianto e a ciascun distributore.**

*Si ritiene che i tempi previsti per l'assegnazione di un indice di sicurezza e di continuità ad ogni impianto e a ogni distributore siano accettabili? Se no, quali tempi si propongono?*

#### **4.7.3 La disciplina delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile**

Ai fini del presente documento si intende per “emergenza” un evento in grado di produrre effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e per la continuità del servizio e rientrante in una delle seguenti tipologie:

- fuori servizio non programmato di punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione;
- fuori servizio non programmato di reti di distribuzione AP o MP o BP che provochi l'interruzione senza preavviso della fornitura ad un numero di clienti non inferiore a  $NU_{\text{emerg}}$ ;
- dispersione di gas che provochi l'interruzione senza preavviso della fornitura ad un numero di clienti non inferiore a  $NU_{\text{emerg}}$ .

Ai fini del presente documento si intende per “incidente da gas combustibile” un evento che coinvolge il gas distribuito a mezzo di reti a media e a bassa pressione, che interessa una qualsiasi parte di impianto di distribuzione dal punto di alimentazione della rete compreso all'apparecchio di utilizzazione del cliente compreso, che provoca il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose per un valore non inferiore a  $X_e$  euro e che sia provocato da una delle seguenti cause o da una combinazione di esse:

- dispersione di gas (volontaria o non);
- combustione incontrollata in un apparecchio di utilizzo del gas;
- cattiva combustione in un apparecchio di utilizzo del gas, compresa quella dovuta ad insufficiente areazione;
- inadeguata evacuazione dei prodotti della combustione in un apparecchio di utilizzo del gas.

Ai fini del presente documento per “lesioni gravi” si intendono le ferite, l’intossicazione, le ustioni o comunque i traumi alla persona che comportino il ricovero in ospedale o il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 ore.

L’emergenza e gli incidenti da gas combustibile sono eventi eccezionali. Il distributore deve trovarsi preparato a gestirli attraverso personale tecnico, proprio o di terzi, in coordinamento con le autorità locali competenti e con le forze di pubblica sicurezza di volta in volta interessate al fine di ridurre i rischi per la sicurezza fisica degli clienti e dei cittadini e di garantire la continuità del servizio.

Il servizio di distribuzione del gas è frammentato e fornito da più di 750 esercenti, dei quali circa la metà gestioni in economia. Pertanto non tutti i distributori potrebbero avere adeguata preparazione ed essere in grado di avvalersi di personale tecnico per fronteggiare in tempi rapidi l’insorgere di una emergenza o di un incidente da gas combustibile, con grave rischio per i clienti e per la continuità del servizio.

L’Autorità ritiene importante che nelle opportune sedi tecniche si effettuino analisi delle emergenze e degli incidenti da gas occorsi al fine di rendere l’esperienza acquisita da parte di alcuni distributori un patrimonio comune per tutto il settore.

La conoscenza delle emergenze affrontate e risolte può dare un apporto alla verifica ed implementazione di normative tecniche. E’ importante che gli enti preposti alla normazione tecnica e le associazioni tecniche di settore siano messi a conoscenza delle emergenze e degli incidenti occorsi e degli accorgimenti messi in atto dai distributori per farvi fronte.

Vi sono a tal riguardo significative esperienze estere<sup>17</sup> di gestione delle emergenze che evidenziano come per tali evenienze sia determinante agire senza improvvisazione con una chiara definizione dei ruoli e delle responsabilità.

Tenuto conto da una parte del ridotto numero di casi di emergenze che si possono presentare in un anno e dall’altra del tempo necessario per approntare l’organizzazione adeguata per la gestione dei fenomeni, la regolazione della sicurezza e della continuità prevede, a partire indicativamente dall’1 gennaio 2004, per i distributori l’obbligo di:

- registrazione dei dati relativi alle emergenze e agli incidenti da gas combustibile atti alla loro completa individuazione;
- comunicazione al CIG (o altro organismo da individuare) delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile in cui il distributore sia stato coinvolto o dei quali sia venuto a conoscenza;
- apprestamento di una organizzazione e di procedure adeguate per la gestione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile.

---

<sup>17</sup> Si veda il caso del Regno Unito, dove The Institution of Gas Engineers (IGE) ha predisposto un documento tecnico, IGE/GL/3, nel quale vengono definiti i criteri e la metodologia da seguire per la gestione delle emergenze.

**Spunto per la consultazione Q.14: gestione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibili.**

*Si condividono le definizioni introdotte e l'impostazione adottata? Quali si ritiene debba essere il valore da attribuire a  $NU_{emerg}$ ?*

**Spunto per la consultazione Q.15: invio obbligatorio delle comunicazioni sulle emergenze e sugli incidenti da gas combustibile.**

*Si condivide l'invio obbligatorio delle comunicazioni sulle emergenze e sugli incidenti da gas combustibile da parte dei distributori al CIG? Si ritiene opportuno divulgare un resoconto annuale delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile?*

**Spunto per la consultazione Q.16: invio obbligatorio delle comunicazioni sugli incidenti da gas combustibile sugli impianti a valle del gruppo di misura.**

*Si ritiene opportuno avere previsto che i distributori siano obbligati a comunicare anche gli incidenti da gas che coinvolgano l'impianto a valle del gruppo di misura?*

**Spunto per la consultazione Q.17: tempi di dispiegamento della regolazione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile.**

*Si ritiene che i tempi previsti per la regolazione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile siano compatibili con l'individuazione del personale tecnico, proprio o di terzi, e la dotazione di specifiche procedure per la gestione delle emergenze e degli incidenti da gas combustibile? Se no, quali tempi si ritengono accettabili?*

**4.8. Secondo periodo di regolazione: indennizzi automatici e rapporto tra sicurezza e continuità del servizio e sistemi dei prezzi e delle tariffe**

La sicurezza e la continuità del servizio dipendono da diverse attività che nel loro insieme determinano il raggiungimento di uno stato adeguato o accettabile di sicurezza e di continuità; l'Autorità ha ritenuto di definire adeguata la qualità tecnica del servizio in un impianto quando ciascuno dei due indici di sicurezza e di continuità supera un valore soglia definito dall'Autorità.

Lo stato di sicurezza e di continuità del servizio che si ritiene adeguato o accettabile corrisponde ai costi di gestione dell'attività di distribuzione riconosciuti attraverso i coefficienti  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\alpha_3$  dal nuovo ordinamento tariffario proposto con il documento per la consultazione del 13 aprile 2000 "Criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dei gas a mezzo di reti a media e bassa pressione". Pertanto livelli di sicurezza e di continuità non adeguati, cioè i casi di mancato superamento della soglia, devono produrre un effetto economico negativo per il

distributore al fine di impedire ad esso di appropriarsi, tramite la tariffa praticata al cliente, del riconoscimento di livelli di costo superiori a quelli sostenuti.

Con tale impostazione nel secondo periodo di regolazione l'Autorità prevede, nei casi di livello non adeguato del servizio, la corresponsione di indennizzi automatici ai clienti che da una parte rappresenta una penalizzazione del distributore per l'inadeguato livello di qualità offerto in un impianto, dall'altra compensa i clienti di un impianto interessati da un livello effettivo di sicurezza e di continuità non adeguato.

Verranno comunque mantenute le sanzioni e le segnalazioni agli enti concedenti nel caso di mancato rispetto degli obblighi di servizio.

Se ci si limitasse infatti ai soli indennizzi automatici si verrebbe a quantificare il costo della mancata sicurezza fisica delle persone e delle cose e della mancata continuità della fornitura. Con questa misura alcuni distributori potrebbero preferire gli indennizzi automatici e sostenerne il costo a fronte di una mancata attivazione sul fronte della sicurezza e della continuità del servizio.

In base agli esiti della regolazione della sicurezza e della continuità del servizio nel primo periodo di regolazione, l'Autorità valuterà se introdurre nel secondo periodo di regolazione un meccanismo esplicito di riconoscimento dei costi sostenuti dai distributori per il recupero della sicurezza e della continuità. Tale meccanismo terrà conto degli sviluppi dell'ordinamento tariffario e utilizzerà gli indici di sicurezza e di continuità di impianto come definiti al precedente paragrafo 4.7.2.

**Spunto per la consultazione Q.18: progressione degli effetti prodotti dagli indici di sicurezza e di continuità calcolati per l'impianto.**

*Si condivide la progressione degli effetti prodotti sul distributore e sui clienti interessati dagli indici di sicurezza e di continuità? Se no, quale altra gradualità si propone?*

**Spunto per la consultazione Q.19: gradualità di attuazione della regolazione.**

*A giudizio dei soggetti interessati potrebbe essere necessario differenziare i tempi di applicazione della regolazione della sicurezza e della continuità tra grandi, medi e piccoli distributori?*

**Spunto per la consultazione Q.20: utilizzo degli indici di sicurezza e di continuità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i recuperi di sicurezza e di continuità.**

*Si ritiene che gli indici di sicurezza e di continuità proposti siano strumenti adatti per il riconoscimento dei costi sostenuti per i recuperi di sicurezza e di continuità? Se sì, come si penserebbe di utilizzarli per il riconoscimento dei costi sostenuti per i recuperi di sicurezza e di continuità? Se no, quale altro strumento si propone di utilizzare tenendo conto del criterio irrinunciabile del riconoscimento di costi efficienti in relazione a miglioramenti effettivi e verificabili?*

#### **4.9. Pubblicazione comparativa dei dati e degli indici dei distributori**

L'Autorità ritiene che la pubblicazione comparativa dei dati relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio possa stimolare comportamenti emulativi presso gli esercenti.

**A partire dai dati relativi al 2001 per la sola continuità e dai dati relativi al 2002 per la sicurezza e la continuità** l'Autorità intende rendere pubblici i dati raccolti al fine di stimolare l'emulazione dei casi migliori da parte dei distributori e di dare agli enti locali concedenti il servizio informazioni circa i livelli effettivi di sicurezza e di continuità del servizio fornito dai distributori.

**A partire dal 2005 l'Autorità intende pubblicare gli indici di sicurezza e di continuità relativi a ciascun distributore operante nel Paese** a partire dai dati comunicati dagli stessi esercenti per l'anno 2004.

**Spunto per la consultazione Q.21: pubblicazione degli indici di sicurezza e di continuità.**

*Si ritiene che l'Autorità debba pubblicare anche gli indici di sicurezza e di continuità di ciascun impianto?*

#### **4.10. Controlli e sanzioni**

La versione preliminare di direttiva proposta impone tra gli altri ai distributori:

- obblighi di servizio non derogabili;
- obblighi di registrazione dei dati e delle informazioni relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio;
- l'obbligo di assicurare la verificabilità delle informazioni comunicate all'Autorità relativamente agli indicatori di sicurezza e di continuità del servizio.

**L'Autorità ha avviato controlli tecnici a campione sui dati forniti dagli esercenti per evitare comportamenti non appropriati da parte dei distributori nella misurazione della sicurezza e della continuità** e per verificare il rispetto degli standard delle Carte dei servizi. I controlli a campione vengono svolti verificando sia le procedure di registrazione dei dati necessari a elaborare gli indicatori di sicurezza e di continuità, sia esaminando un campione di sequenze documentali relative alle principali attività inerenti la sicurezza e la continuità del servizio per accertare che le procedure di registrazione dei dati siano state correttamente applicate. I controlli tecnici accertano che l'esercente disponga di un sistema di registrazione adeguato e correttamente applicato tale da rendere affidabili le rilevazioni degli indicatori.

**Dall'entrata in vigore degli obblighi di servizio e degli obblighi di registrazione previsti, i controlli tecnici dell'Autorità assumeranno una maggiore valenza: l'inosservanza o inadempienza degli esercenti di obblighi fissati da provvedimenti o direttive dell'Autorità è passibile di sanzioni amministrative pecuniarie, irrogate**

dalla stessa Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c) della legge n. 481/95, comprese tra una misura minima di lire 50 milioni e una misura massima di 300 miliardi di lire.

L'Autorità, fatta salva la facoltà di effettuare controlli, ritiene che i dati relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità registrati e comunicati da distributori che abbiano ottenuto la certificazione ISO 9000 siano veritieri a condizione che tali distributori si sottopongono annualmente ad audit esterni.

**Spunto per la consultazione Q.22: certificazione ISO 9000 dei distributori.**

*A giudizio dei soggetti interessati, è condivisibile l'opinione espressa dall'Autorità in merito alla veridicità dei dati comunicati da distributori a condizione che essi abbiano ottenuto la certificazione ISO 9000 e che si sottopongano ad audit esterni annuali? Se no, quali altri strumenti potrebbero essere adottati per agevolare il compito di controllo dell'Autorità?*

L'Autorità attribuisce importanza ai poteri di verifica dell'ente concedente il servizio, che saranno indicati nel contratto tipo di servizio predisposto dall'Autorità ed approvato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in conformità di quanto richiesto dal decreto legislativo 19 maggio 2000, per il quale si rinvia al paragrafo 2.4. L'Autorità ritiene infatti che l'ente locale possa per primo presidiare efficacemente la sicurezza e la continuità del servizio sulla base delle direttive che l'Autorità stessa intende emanare al termine della presente consultazione.

## 5. INFORMAZIONI E RUOLO DELLE ASSOCIAZIONI

**L’Autorità intende assicurare la massima trasparenza delle informazioni fornite dai distributori per quanto riguarda la sicurezza e la continuità del servizio.** A tale scopo, verranno messi a disposizione di tutti i soggetti interessati i dati forniti dai distributori sulla sicurezza e sulla continuità del servizio.

**La messa a disposizione delle informazioni e dei dati forniti dai distributori sulla sicurezza e sulla continuità del servizio potrà avvenire attraverso la pubblicazione di rapporti annuali** con tavole comparative dei livelli effettivi di sicurezza e di continuità e attraverso la loro **pubblicazione sul sito internet dell’Autorità.**

Inoltre, allo scopo di promuovere la circolazione di informazioni relative ai processi di miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio, in modo da favorire la diffusione e conoscenza di innovazioni tecnologiche e organizzative, saranno valutate anche ulteriori forme di comunicazione a carattere più tecnico da inviare all’Autorità e da rendere disponibili su richiesta di altri operatori interessati.

**L’Autorità ritiene importante il ruolo delle associazioni tecniche di settore, degli installatori e di altri operatori tecnici** nel contribuire a diffondere tra i clienti (soprattutto quelli con gruppo di misura installato fino alla classe G 6 compresa) comportamenti virtuosi per diminuire i rischi derivanti da situazioni di mancato rispetto della messa a norma degli impianti a valle del gruppo di misura. In relazione a questo obiettivo potrebbero essere esaminati e promossi progetti sperimentali, purché basati su obiettivi chiari e verificabili e rispettosi delle condizioni di concorrenzialità.

### **Spunto per la consultazione Q.23: diffusione delle informazioni sul miglioramento della sicurezza e della continuità del servizio**

*A giudizio dei soggetti interessati, quali potrebbero essere le comunicazioni di carattere tecnico che i distributori dovrebbero inviare all’Autorità per costituire una forma adeguata di trasparenza e/o uno strumento di diffusione delle “best practices”?*

### **Spunto per la consultazione Q.24: coinvolgimento delle associazioni tecniche di settore.**

*Quale si ritiene possano essere i contributi e le modalità di coinvolgimento, delle associazioni tecniche di settore per favorire l’attuazione della nuova disciplina sulla regolazione della sicurezza e della continuità?*

## **APPENDICE A: ASPETTI TECNICI ED ORGANIZZATIVI DELLA SICUREZZA E DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO**

### **A.1. Fattori che influenzano lo stato di sicurezza e di continuità del servizio**

Lo stato di sicurezza della rete di distribuzione del gas a media e a bassa pressione deriva prima di tutto dalla sua progettazione e realizzazione conforme alle normative vigenti con particolare riguardo ai materiali impiegati. Una volta realizzata, la rete di distribuzione deve essere gestita dall' esercente in modo da garantire nel tempo un adeguato stato di sicurezza e di efficienza a tutela della sicurezza dei clienti e degli addetti. A tal fine hanno valore determinante le attività di esercizio degli impianti di distribuzione del gas ed in particolare:

- l'effettuazione di controlli sistematici sul potenziale elettrico di protezione catodica della rete in acciaio e l'individuazione ed eliminazione dei contatti elettrici<sup>18</sup>;
- l'effettuazione di controlli sistematici sul grado di odorizzazione del gas con conseguente regolazione dei sistemi di odorizzazione;
- l'effettuazione di una ricerca sistematica e programmata delle dispersioni sulla rete interrata con la loro localizzazione ed eliminazione;
- l'effettuazione di interventi mirati di sostituzione di tratti di rete ammalorata<sup>19</sup> sulla base delle risultanze della ricerca sistematica delle dispersioni e dei controlli sulla protezione catodica;
- la costituzione di un servizio di reperibilità e di pronto intervento in grado di intervenire tempestivamente per rimuovere situazioni di pericolo o per gestire le emergenze e gli incidenti da gas combustibile.<sup>20</sup>

Anche l'affidabilità di una rete di distribuzione del gas e la capacità di garantire la continuità della fornitura dipendono dalla corretta progettazione e realizzazione della rete e devono essere mantenute e migliorate nel tempo mediante operazioni di manutenzione degli impianti provvedendo ad interventi come:

---

<sup>18</sup> La presenza dei contatti elettrici tende a squilibrare l'impianto di protezione catodica fino al punto di lasciare non protette interi tratti di rete nonostante l'aumento della corrente impressa. E' quindi fondamentale che i contatti elettrici vengano individuati e rimossi al fine di consentire all'impianto di protezione catodica di proteggere l'intera rete.

<sup>19</sup> Un tratto di rete si definisce ammalorato quando, in ordine di gravità decrescente, presenta fori o corrosione delle superfici esterne delle tubazioni a seguito di correnti vaganti nel terreno o danneggiamento dei rivestimenti esterni della tubazione per la sua protezione catodica passiva.

<sup>20</sup> Per la definizione di emergenza e di incidente da gas combustibile si rinvia a quanto indicato ai punti 23 e 24 dello schema di direttiva riportata nell'appendice B.

- l'interconnessione di reti di distribuzione, alimentate ciascuna da un unico punto di alimentazione, o la realizzazione di altri punti di alimentazione rispetto all'unico esistente;
- l'installazione di sistemi di telecontrollo e di teleallarme sui principali parametri di funzionamento dei punti di alimentazione delle reti di distribuzione in modo da segnalare in tempo reale eventuali anomalie di funzionamento in grado di mettere a rischio la continuità di fornitura del gas ai clienti;
- la realizzazione di anelli di reti in media pressione al fine di garantire a tutti i gruppi di riduzione finale di rete, ed in particolare a quelli in antenna, una doppia alimentabilità;
- la sistematica verifica di funzionalità e la manutenzione dei punti di alimentazione e dei gruppi di riduzione lungo le reti di distribuzione;
- la adozione di gruppi di riduzione finale sempre in doppia linea, solo in casi eccezionali in antenna, con progressiva magliatura delle reti di distribuzione in bassa pressione a valle degli stessi, ove possibile;
- la verifica sistematica dei diagrammi di carico e delle pressioni nei punti critici<sup>21</sup> delle reti e nei periodi critici dell'anno<sup>22</sup> e la conseguente realizzazione di interventi di potenziamento degli impianti di distribuzione (aumento delle portate nei punti di alimentazione e nei gruppi di riduzione di rete, posa di nuove tubazioni con aumento dei diametri disponibili o riclassamento di tratti di rete);
- la costituzione di un servizio di reperibilità e di pronto intervento in grado di intervenire tempestivamente per rimuovere le interruzioni del servizio<sup>23</sup>.

## A.2. Le indagini demoscopiche

Per la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio del gas occorre disporre di dati e di conoscenze sulla situazione del servizio nel Paese. L'Autorità ha effettuato indagini sullo stato della qualità effettivamente resa dagli esercenti, sulla soddisfazione dei clienti e sulle loro aspettative.

Vengono di seguito richiamati i risultati più significativi dell'indagine sulla soddisfazione e sulle aspettative dei clienti domestici commissionata dall'Autorità alla Demoskopea nel 1998<sup>24</sup> (di seguito: indagine Demoskopea) e della sezione dedicata ai

---

<sup>21</sup> Sono i punti delle reti di distribuzione nei quali o per la distanza dal punto di alimentazione della rete o per le caratteristiche dimensionali delle tubazioni o per la geometria del tracciato o per la presenza di utenti con elevati prelievi di punta la pressione può scendere al di sotto dei valori previsti dalla normativa tecnica o dalle condizioni previste nei contratti di fornitura agli utenti.

<sup>22</sup> Per periodi critici si intendono i giorni e le ore dell'anno nelle quali è massimo il prelievo istantaneo di gas da parte degli utenti.

<sup>23</sup> Per la definizione di interruzione del servizio si rinvia alla definizione w) al Punto 1. della versione preliminare del provvedimento riportata in appendice B.

<sup>24</sup> "La soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici di energia elettrica e gas", Quaderni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Collana documenti, n. 3, giugno 1999.

servizi di energia elettrica e del gas dell'indagine multiscopo, effettuata dall'Istat nel 1999 su indicazioni dell'Autorità (di seguito: indagine Istat).

L'indagine Demoskopea utilizza un campione di 2.148 interviste, rappresentativo dei clienti del servizio del gas a livello nazionale; tra gli aspetti collegati alla sicurezza e alla continuità sono stati esaminati gli sbalzi di pressione<sup>25</sup> e l'interruzione dell'erogazione. La qualità percepita da parte dei clienti è positiva: solo il 10,1 % e il 2,1 % dei clienti che hanno subito disservizi rispettivamente per sbalzi di pressione ed interruzione dell'erogazione hanno giudicato "molto fastidioso" l'evento.

In relazione alle aspettative dei clienti in merito al preavviso per sospensione programmata l'indagine Demoskopea rileva un tempo atteso dal cliente variabile tra la mezza giornata e più di due giorni con un valore preferenziale di un giorno per interruzioni di 2 ore e di almeno due giorni per interruzioni di 8 ore. Per il tempo di arrivo su chiamata di pronto intervento i clienti auspicano un tempo di un'ora per segnalazioni di dispersioni di gas su rete e di meno di un'ora per segnalazioni di dispersioni in ambiente confinato.

L'indagine Istat riguarda un campione di circa 30.000 famiglie ed un maggior numero di aspetti tecnici del servizio del gas: in particolare sono stati indagati gli sbalzi di pressione, ma anche la percezione del livello di sicurezza offerto dal distributore e degli impianti interni di proprietà del cliente. Gli esiti per questi tre aspetti sono positivi, registrando rispettivamente il 4,6 %, il 2,9 % e il 2,4 % di clienti insoddisfatti. L'esito è risultato in linea con il dato del 94,5 % dei clienti complessivamente soddisfatti del servizio gas e confrontabile con il 5,1 % di clienti globalmente insoddisfatti del servizio gas che emergevano dall'indagine Demoskopea.

Le due indagini mostrano che:

- il livello di insoddisfazione è più alto per gli aspetti di tipo commerciale mentre si rileva un elevato grado di soddisfazione per gli aspetti tecnici della qualità del servizio;
- tra gli aspetti tecnici della qualità del servizio non si evidenzia alcun aspetto per il quale il livello di insoddisfazione sia particolarmente elevato e differenziato rispetto ad altri;
- l'insoddisfazione dei clienti si concentra nelle regioni Valle d'Aosta, Veneto, Basilicata, Calabria e nelle grandi isole, caratterizzate da campioni poco numerosi e quindi meno significativi; non si evidenzia quindi uno sbilanciamento nord-sud del Paese nella soddisfazione dei clienti, come nel servizio elettrico per la continuità di fornitura, e tali aree di insoddisfazione corrispondono o a zone di recente metanizzazione o di scarsa metanizzazione con utilizzo, in particolare in Sardegna, di gas diversi dal gas naturale da gasdotto;
- i clienti hanno una percezione del livello di sicurezza dei propri impianti a valle del gruppo di misura estremamente positiva, che contrasta con l'esame delle cause degli incidenti occorsi nell'utilizzo di gas combustibile riportato nel successivo paragrafo A.7.

---

<sup>25</sup> Variazioni del valore della pressione relativa di consegna del gas.

Gli esiti delle due indagini porterebbero pertanto a concludere che per gli aspetti tecnici di sicurezza e di continuità, il servizio reso ai clienti sia soddisfacente ed in particolare a confermare per il servizio del gas la non rilevanza di problemi di continuità di erogazione. Pur tuttavia, senza nulla togliere all'importanza di tali rilevazioni, bisogna evidenziare che:

- alla percezione dell'utenza domestica non fa spesso riscontro una adeguata base conoscitiva di tipo tecnico e quindi delle cause dei fenomeni occorsi;
- tale mancanza di conoscenze non consente normalmente al cliente di valutare l'adeguatezza degli interventi posti in atto dal distributore e può produrre percezioni distorte sul grado di rischio derivante dall'utilizzo del gas;
- a differenza degli aspetti commerciali del servizio e tecnici di continuità della fornitura, solo una piccola parte dei fattori tecnici di sicurezza che caratterizzano la distribuzione di gas, se carenti, producono effetti percepibili dal cliente (ad esempio l'inadeguatezza del grado di odorizzazione del gas oppure l'inadeguata ispezione della rete interrata al fine dell'individuazione delle dispersioni di gas e dei fenomeni di corrosione).

### **A.3. L'ispezione della rete interrata ai fini della individuazione di dispersioni e di fenomeni di corrosione**

L'individuazione delle dispersioni su rete interrata avviene attraverso la ricerca sistematica delle dispersioni sulla rete interrata e su segnalazione di terzi. La dispersione può essere provocata da:

- rottura per sforzo meccanico continuato, fenomeni di fatica, urto o applicazione di carichi improvvisi e concentrati;
- corrosione (prevalentemente da correnti vaganti nel terreno e per tubazioni in acciaio);
- giunzioni difettose (difetti nelle saldature o deterioramento delle gomme di tenuta per tubazioni di ghisa con giunzioni labili);
- manomissione o cedimenti del letto di posa;

a loro volta riconducibili a<sup>26</sup>:

- difetti nei materiali;
- errori nella costruzione degli impianti;
- attività di terzi;
- fenomeni corrosivi;

---

<sup>26</sup> Si veda il Regno Unito, dove The Institution of Gas Engineers (IGE) ha predisposto un documento tecnico, IGE/GL/8, nel quale vengono definiti i criteri e la metodologia da seguire per la predisposizione del rapporto relativo ad un incidente da gas combustibile "Reporting and investigation of gas-related incidents".

- modifica ambientale del terreno di posa;
- utilizzo degli impianti;
- manutenzione degli impianti.

Le componenti degli impianti di distribuzione di gas nelle quali si concentra l'insorgere della dispersione sono le giunzioni, i tratti di tubazioni in parallelismo o in attraversamento di linee ferroviarie/tramviarie o di installazioni che generino correnti vaganti nel terreno, le prese e gli allacciamenti interrati.

L'efficacia della ricerca delle dispersioni sulla rete interrata presuppone una cartografia completa di tutti gli elementi atti ad individuare la rete e gli impianti di derivazione di utenza e aggiornata con le modifiche apportate agli impianti di distribuzione. Infatti, indipendentemente dalla strumentazione adottata per la sua effettuazione, il percorso viene scelto sulla base della cartografia e il problema della affidabilità di una campagna di ricerca di dispersioni diventa tanto più rilevante quanto più è complesso l'assetto viario della località e maggiori le carreggiate delle strade canalizzate.

La ricerca delle dispersioni deve essere effettuata anche sugli allacciamenti interrati, in quanto essi rappresentano una parte della rete vulnerabile all'insorgere della dispersione, che ancorché di piccola entità si situa in prossimità delle abitazioni.

La confrontabilità dei risultati dell'attività della ricerca delle dispersioni su rete interrata dipende dalla soglia di sensibilità degli strumenti utilizzati per la rilevazione delle dispersioni, dalla soglia di allarme scelta dal distributore al di sopra della quale diventa significativa la segnalazione di una dispersione da parte dello strumento, e dalle modalità di effettuazione della ricerca delle dispersioni. Ne consegue la necessità di una norma tecnica di riferimento che imponga in modo univoco per tutti i distributori regole tecniche per l'effettuazione della ricerca delle dispersioni.

A livello europeo le norme emanate dalla DVGW (Associazione tecnica delle Aziende Gas e Acqua della Repubblica Federale Tedesca) per la loro completezza e severità vengono già seguite dai principali esercenti nella distribuzione del gas in Italia e all'estero. Le norme DVGW, oltre a definire i principali aspetti della ricerca delle dispersioni, fissano i requisiti di soglia delle apparecchiature da impiegare, garantendo una efficacia della ricerca ed una comparazione di dati di ricerca dei distributori diversi.

Data l'impossibilità di monitorare in continuo tutta la rete posata (l'ispezione di un tratto di rete interrata avviene in un dato periodo dell'anno e la dispersione potrebbe insorgere subito dopo rimanendo quindi non rilevata fino al passaggio successivo), in aggiunta all'ispezione sistematica della rete interrata diventa particolarmente importante la segnalazione delle dispersioni da parte di terzi, che sono strettamente correlate al livello di odorizzazione del gas. L'efficacia delle chiamate di terzi per la segnalazione di dispersioni dipende quindi da un adeguato grado di odorizzazione del gas distribuito.

Uno dei motivi ricorrenti dell'insorgere della dispersione è costituito dalla presenza di fenomeni di corrosioni della tubazione in acciaio per correnti vaganti e tenuto conto che il parco delle reti di distribuzione del gas in Italia è per la maggior parte realizzato in acciaio. E' importante una azione preventiva che il distributore può attuare mediante la

protezione catodica di tutta la rete in acciaio e l'effettuazione di controlli sistematici del potenziale di protezione catodica della rete stessa.

#### **A.4. L'odorizzazione del gas**

L'odorizzazione del gas combustibile è obbligatoria<sup>27</sup>, in quanto consente di avvertire la presenza del gas combustibile, in se stesso privo di qualsiasi odore, prima che la sua concentrazione raggiunga livelli di pericolosità<sup>28</sup>. Essa consente di raggiungere due obiettivi correlati con la sicurezza nell'uso del gas:

- consentire al cliente di avvertire la dispersione di gas incombusto nei luoghi confinati ove abita o nei luoghi di utilizzo del gas;
- consentire a terzi di avvertire l'insorgere di una dispersione negli impianti a monte del misuratore, esso compreso, ancorché non in locali chiusi.

L'attività di controllo del livello di odorizzazione del gas distribuito è pertanto fondamentale ai fini di garantire condizioni di sicurezza per il cliente.

La normativa tecnica vigente in Italia<sup>29</sup>, prescrive valori minimi di concentrazione dell'odorizzante, da intendersi in corrispondenza del cliente al fine di consentire ad un cliente dotato di capacità olfattive normali di avvertire la presenza di gas molto prima che esso raggiunga nell'ambiente livelli di pericolosità.

La garanzia che il gas distribuito possa rispettare per ogni cliente e per tutto l'anno tali concentrazioni risulta a volte problematico per una serie di motivi tecnici per i quali si rinvia a studi specialistici (ad esempio su tipo di odorizzante, principio di funzionamento dell'odorizzatore<sup>30</sup>, distanza dall'odorizzatore, portata istantanea, geometria della rete, profilo dei consumi).

Tra i fenomeni che rendono difficile il rispetto dei limiti si possono ricordare:

- il mancato trascinamento dell'odorizzante in presenza di basse velocità del gas;
- l'adsorbimento e il desorbimento dell'odorizzante da polveri o dalle superfici interne delle tubazioni (in fase di avviamento di una nuova rete);
- la decomposizione dei componenti della miscela di odorizzanti (TBM);
- l'interazione dell'odorizzante con i liquidi immessi per il condizionamento del gas.

---

<sup>27</sup> Articolo 2 della legge 6 dicembre 1971, n. 1083.

<sup>28</sup> Il limite di accensione corrisponde al limite percentuale del gas nell'aria che per temperature superiori a quella di accensione dà origine ad una miscela in grado di accendersi ed esplodere. Essa varia in funzione del gas e precisamente:

- per il gas naturale si ha un limite minimo di accensione del 5% e massimo del 15% a 540 °C;
- per il propano si ha un limite minimo di accensione del 2,1% e massimo del 9,5% a 450 °C.

<sup>29</sup> Norme UNI-CIG 7133/94, 10298/94, 9463.1.2.3/90

<sup>30</sup> Esistono due tecnologie : a lambimento o con pompa dosatrice in funzione della portata.

Risulta problematico definire a priori una formula ottimale che quantifichi il numero di prelievi annui da effettuare per i controlli del grado di odorizzazione e che riesca a tenere adeguatamente conto di tutte le variabili sopra indicate.

Si possono definire criteri generali per individuare un numero minimo di controlli annui in grado di fornire una adeguata tutela del cliente della corretta odorizzazione del gas distribuito. Il numero minimo di controlli del grado di odorizzazione proposto è calcolato per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima<sup>31</sup>, in quanto esso rappresenta un sistema distributivo chiuso nel quale viene immesso, odorizzato e distribuito il gas; la formula prevede:

- almeno due controlli annui per ogni punto di alimentazione della rete a valle di ogni odorizzatore (tali controlli consentono di verificare il buon funzionamento del processo di odorizzazione del gas nel punto di alimentazione);
- almeno due controlli annui per ogni comune servito (ogni comune ha diritto di un uguale tutela per i clienti serviti);
- controlli annui in proporzione dell'estensione della rete (maggiore è l'estensione della rete e maggiore è la difficoltà di garantire una adeguata odorizzazione del gas in tutti i punti della rete);
- controlli annui in proporzione ai clienti serviti (la numerosità dei clienti serviti dall'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima è una misura della complessità del sistema e di conseguenza dei maggiori rischi di una inadeguata odorizzazione del gas).

Lo schema di direttiva riportato nell'appendice B individua il numero minimo di controlli annui da effettuare per la verifica del grado di odorizzazione del gas con la formula:

$$NOD_{NU \min} = 2 \times (NPI + NCOM + \alpha \times (LP_{MP} + LP_{BP})) + \beta \times NU$$

dove  $NOD_{NU \min}$  è il numero minimo di controlli del grado di odorizzazione,  $NPI$  è il numero di punti di alimentazione dell'impianto,  $NCOM$  è il numero di comuni serviti dall'impianto,  $\alpha$  è una costante correlata alla lunghezza complessiva della rete di media e di bassa pressione posata a fine anno e  $\beta$  è una costante correlata al numero di clienti serviti a fine anno.

I controlli minimi obbligatori devono essere distribuiti nell'arco dell'anno e rappresentare adeguatamente le diverse condizioni di prelievo da parte dei clienti.

Per garantire l'affidabilità di tali controlli, le analisi dei campioni dovrebbero essere effettuate da un laboratorio accreditato SINAL (Sistema nazionale per l'accreditamento dei laboratori), sia esso del distributore o di terzi.

L'esistenza di dati statistici di settore che individuano per i diversi tipi di odorizzante i valori medi annuali minimi di consumo per garantire, con adeguati margini di sicurezza,

---

<sup>31</sup> Per la definizione di impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima si veda l'articolo 1, lettere t), u) e v) dello schema di direttiva nell'appendice B.

il livello di odorizzazione del gas fornito al cliente, consente un utile confronto con i livelli di odorizzazione adottati da ogni distributore.

#### **A.5. Il pronto intervento**

Il servizio di pronto intervento richiede il coinvolgimento di strutture operative particolarmente addestrate. La chiamata può essere dovuta ad una molteplicità di cause che l'Autorità ha ricondotto con l'articolo 15 della direttiva sulla qualità commerciale del servizio del gas, contenuta nella deliberazione 2 marzo 2000, n. 47/00, alle seguenti:

- a) dispersione di gas da rete di distribuzione, da impianti di derivazione di utenza, da gruppi di misura;
- b) interruzione della fornitura di gas;
- c) irregolarità della fornitura di gas;
- d) danneggiamento della rete di distribuzione, degli impianti di derivazione di utenza e dei gruppi di misura.

La segnalazione di dispersioni da parte di terzi riveste un ruolo fondamentale ai fini della sicurezza del servizio. Si tratta di un dato complementare a quelli di provenienza del distributore. Il numero delle segnalazioni rappresenta un parametro di giudizio sull'affidabilità dei dati relativi alla ricerca sistematica e alla localizzazione delle dispersioni sulla rete interrata. Ai fini dell'individuazione di un indicatore di sicurezza correlato alle segnalazioni di dispersioni da terzi che misuri lo stato della rete vanno tolte le segnalazioni relative a dispersioni provocate da danneggiamento diretto delle tubazioni provocato da terzi (ad esempio lavori di scavo da parte di altri utilizzatori del sottosuolo che non operino per conto del distributore), in quanto tali dispersioni, pur richiedendo di norma al distributore un pronto intervento di eliminazione, non dipendono dallo stato di efficienza e di sicurezza della rete né dalla responsabilità del distributore stesso. L'efficacia delle chiamate di terzi per la segnalazione di dispersioni presuppone adeguate ed omogenee modalità di registrazione delle segnalazioni (si rinvia al riguardo alla deliberazione dell'Autorità 2 marzo 2000, n. 47/00) e la capacità di effettuare un efficiente e tempestivo pronto intervento per la rimozione del rischio per il cliente.

#### **A.6. La gestione delle emergenze**

L'emergenza è un evento eccezionale che può produrre rischi per la sicurezza pubblica e dei clienti e per la continuità del servizio.

A fronte dell'insorgere dell'emergenza, ai fini della continuità del servizio, risulta determinante la presenza di più punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione e la possibilità di alimentare le reti MP non da un solo punto. Di conseguenza è da prevedere la realizzazione di anelli MP mediante i quali i gruppi di riduzione finale

possono essere alimentati anche in presenza di una rottura imprevista dell'anello in un punto. In tal caso infatti la continuità viene preservata rimanendo in capo al distributore il compito di eliminare la dispersione e ricostituire la continuità dell'anello MP.

La configurazione del territorio del Paese rende in diverse situazioni impossibile adottare l'impostazione di cui sopra. In particolare non è realizzabile la rialimentazione delle reti MP e la realizzazione di più punti di alimentazione:

- a) per le vallate montane (per le quali normalmente esiste all'imbocco della valle un unico punto di alimentazione della rete MP);
- b) per alcune zone costiere di mari e di laghi (per le quali normalmente vi è un unico punto di alimentazione della rete MP dalla parte più vicina al gasdotto);
- c) per zone molto distanti dai gasdotti e quindi alimentabili in modo unidirezionale solo per estensioni da altre reti MP (in particolare per le zone collinari, per le aree appenniniche, per le parti estreme della Puglia e per le zone centrali della Sicilia).

Oltre a questo la bassa densità abitativa di gran parte del Paese ha reso frequente, ad eccezione delle metropoli e dei comuni limitrofi e di alcune zone del nord, l'esistenza di impianti di distribuzione del gas ad alimentazione singola.

Una prima misura per intervenire tempestivamente nel caso di messa fuori servizio di una rete MP di un impianto ad alimentazione singola è quella di installare sistemi di controllo nell'unico punto di alimentazione in modo da essere messi immediatamente al corrente dell'anomalia nelle pressioni a valle del punto di immissione e quindi intervenire prima che il disservizio arrivi al cliente.

Tale misura da sola può non bastare anche tenuto conto della frequenza nel Paese di eventi calamitosi; ciò ha portato l'Autorità a considerare ormai indifferibile una regolazione se pure di massima della gestione delle emergenze. Tale considerazione è rafforzata dalla frammentazione del settore della distribuzione del gas in circa 750 esercenti, non tutti adeguatamente attrezzati per la gestione delle emergenze.

La gestione tempestiva ed efficace dell'emergenza risulta determinante ai fini di prevenire il suo degenerare in incidente da gas combustibile o in grave e prolungato disservizio per i clienti.

## **A.7. Gli incidenti da gas combustibile**

Ai fini della valutazione di massima del livello generale di sicurezza del settore del gas nel Paese e del suo posizionamento rispetto ad altri paesi europei, può essere utilizzato il monitoraggio degli incidenti da gas combustibili<sup>32</sup> in Italia effettuato annualmente dal CIG da più di un decennio.

Il monitoraggio degli incidenti da gas combustibile rappresenta una fonte di grande importanza per misurare il grado generale di attenzione del settore alla sicurezza.

---

<sup>32</sup> Per la definizione di incidente da gas combustibile si rinvia alla definizione indicata al Punto 24. della versione preliminare di direttiva riportata nell'appendice B.

Il CIG cura tale attività raccogliendo in modo volontario le informazioni attraverso gli esercenti e le notizie riportate dalla stampa<sup>33</sup>. Ciò comporta la possibile non completezza dei dati trasmessi, anche se a rendere più attendibili e complete le referenze contribuisce l'evidenza che gli incidenti da gas combustibili hanno nei mezzi di informazione.

I dati raccolti dal CIG:

- a) riguardano sia il gas canalizzato che il gas in bombole/piccoli serbatoi fissi;
- b) prendono in considerazione sia gli incidenti sulle reti di distribuzione sia quelli sugli impianti interni dei clienti;
- c) classificano gli incidenti in base al tipo di gas, al periodo dell'anno, alla parte di impianto interessato, alla causa, alla tipologia di apparecchiatura coinvolta, alla natura.

La base statistica accumulata in questi anni consente di avere un metro di valutazione completo ed attendibile per apprezzare l'evoluzione della sicurezza del settore gas in una fase ormai imminente di una sua liberalizzazione.

Dall'esame degli esiti del monitoraggio del CIG per la parte relativa al gas distribuito a mezzo di rete urbana, in presenza di un costante aumento dello sviluppo delle reti di distribuzione e del numero di clienti, si possono effettuare alcune importanti considerazioni:

- a partire dal 1990 si riscontra una netta tendenza alla diminuzione dei decessi, mentre per gli infortuni si evidenzia una analoga tendenza a partire dal 1993;
- la principale causa dei decessi per il gas canalizzato rimane l'insufficienza di areazione dei locali nei quali sono ubicate le apparecchiature utilizzatrici (84,8% dei decessi nel 1998) e riguarda quindi l'impianto a valle del gruppo di misura;
- la ripartizione dei decessi si concentra nell'Italia settentrionale (72,7 %) e decresce passando al sud (24,3% nell'Italia centrale e 3% nell'Italia meridionale), con un disallineamento rispetto ai volumi di gas venduti (Italia del nord 61,5% del gas venduto per uso civile, 21% e 8% rispettivamente per l'Italia centrale e meridionale); ciò è riconducibile principalmente a due motivi, la maggiore vetustà delle reti di distribuzione del nord ed il maggiore consumo specifico del nord rispetto al sud;
- la distribuzione degli incidenti è correlata all'utilizzo del gas, con punte massime di infortuni e di decessi nei mesi invernali.

I risultati del monitoraggio eseguito dal CIG negli ultimi dieci anni sugli incidenti da gas combustibili in Italia confermano una attenzione del settore della distribuzione del gas alla sicurezza ed un indubbio effetto di prevenzione derivante dall'applicazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, mediante verifiche più rigorose sulla conformità degli impianti interni alla normativa tecnica.

---

<sup>33</sup> Le statistiche sono state elaborate dal Gruppo di lavoro costituito dal CIG; per quanto riguarda le fonti nel 1998 esse sono state 570 testate giornalistiche e tutti gli esercenti .

Il confronto in sede internazionale della prassi degli altri paesi europei e non in tema di monitoraggio degli incidenti derivanti dall'uso di gas combustibile evidenzia che:

- è quasi sempre assente un obbligo di legge di comunicazione dell'incidente da parte di chi distribuisce il gas all'ente che si occupa del monitoraggio, ad eccezione di alcune esperienze estere più avanzate, ad esempio nel Regno Unito, in Argentina e nello stato di Victoria in Australia;
- non esiste una pubblicazione dell'esito dei monitoraggi a livello nazionale e comunitario in Europa;
- i monitoraggi sono stati eseguiti da alcuni paesi, ancorché i dati non vengano diffusi, ma risulta non coerente e difforme la metodologia seguita nella raccolta dei dati e diversa l'attendibilità delle fonti utilizzate, rendendo di fatto non sempre confrontabili i dati raccolti.

Il monitoraggio sugli incidenti da gas combustibili ha un grande valore e si può ritenere che tale attività debba essere istituzionalizzata ricercando un maggior coordinamento in sede internazionale al fine di consentire un confronto sul grado generale di sicurezza del settore del gas tra i vari paesi. Per quanto riguarda l'Italia, l'Autorità con le presenti proposte intende rendere obbligatoria, come già avviene in altri paesi, la comunicazione al CIG degli incidenti dovuti all'utilizzo del gas da parte dei distributori coinvolti direttamente o indirettamente; la conoscenza approfondita degli incidenti consente:

- di avere notizie utili sull'evoluzione della regolazione della sicurezza e continuità del servizio del gas anche ai fini dell'emanazione di normative tecniche e della loro integrazione o modifica;
- di costituire una base conoscitiva di grande utilità per i distributori che a partire dallo studio dei casi possono migliorare la loro preparazione nella gestione degli incidenti da gas combustibile;
- di effettuare comparazioni con altre esperienze europee ed internazionali e di misurare i miglioramenti del livello globale di sicurezza dell'intero settore nazionale sulla base della riduzione di numero e di gravità degli incidenti in valore assoluto e rapportato al numero di clienti serviti.

L'obbligatorietà della comunicazione da parte dei distributori degli incidenti occorsi, anche nel caso riguardino gli clienti serviti, trova riscontro in esperienze estere<sup>34</sup>; tale obbligatorietà rafforza l'azione di chi sta effettuando la raccolta dei dati e l'attendibilità dei dati, aumentando la percezione di rilevanza del tema per gli esercenti e per tutti gli operatori del settore.

L'estensione dell'obbligatorietà in capo ai distributori della comunicazione di incidenti occorsi anche ai soli clienti serviti deriva dalle seguenti osservazioni:

---

<sup>34</sup> Si veda lo Stato di Victoria, in Australia, dove il "Gas Safety Act" del 1997 impone al punto 36 tale obbligo a tutti i distributori di gas riconfermato al punto 31 del successivo documento di attuazione "Gas Safety (Safety Case) Regulations 1999".

- le autorità locali e le forze di pubblica sicurezza coinvolgono sempre il distributore in sede di accertamento delle responsabilità anche in caso di incidenti sull'impianto interno di un cliente servito;
- il distributore è dotato di un servizio di reperibilità e di pronto intervento e quindi è di solito tra i primi a venire a conoscenza dell'incidente, anche per la necessità di una sua gestione al fine di non creare disservizi o rischi ad altri clienti;
- il distributore ha le conoscenze tecniche adeguate per fornire un rapporto esauriente sotto il profilo tecnico di quanto è avvenuto per effettuare un monitoraggio degli incidenti; a tal scopo risulta rilevante la metodologia seguita dal distributore nell'attività di indagine sull'incidente finalizzata all'individuazione delle cause e delle responsabilità.

Il monitoraggio degli incidenti da gas combustibile consente il confronto tra i dati comunicati e relativi agli indicatori di sicurezza e di continuità e la politica della sicurezza attuata e dichiarata dai distributori, con gli incidenti quali effetti ultimi ed indesiderati.

#### **A.8. Le caratteristiche del gas erogato**

Tra i fattori della qualità del servizio gas vi sono le caratteristiche del gas erogato, che hanno rilevanza per i clienti, in quanto caratterizzano ciò che viene ad essi fornito.

Il distributore fornisce energia vettoriata dal gas; il cliente estrae normalmente l'energia dal gas mediante la sua combustione in apparecchiature per una delle seguenti categorie di utilizzo:

- cottura dei cibi;
- produzione di acqua calda sanitaria;
- climatizzazione ambientale;
- uso tecnologico.

In tutti i casi risultano fondamentali le condizioni di pressione assoluta e di temperatura del gas nel punto di misura. Infatti, da una parte la tariffa del gas è riferita alle condizioni standard (temperatura di 15 °C e pressione assoluta di 1,013 bar), dall'altra il gas fornito è misurato attraverso misuratori volumetrici e pertanto, a parità di volume misurato ed addebitato al cliente, l'energia effettivamente fornita al cliente varia in funzione delle condizioni effettive di pressione assoluta e di temperatura alle quali avviene la misura del gas.

Per la maggior parte dei clienti il gas viene fornito ad una pressione assoluta superiore a quella di riferimento (dovuta alla somma di una pressione barometrica di poco inferiore a quella delle condizioni standard e della pressione relativa di fornitura del gas nel punto di consegna), con un vantaggio per il cliente in termini di maggiore energia fornita; per ovviare a questo problema la parte di tariffa relativa alla materia prima viene aumentata introducendo un coefficiente per il gas non contabilizzato che tiene conto degli errori

sistematici nella misura. L'applicazione di una tariffa aumentata ad un volume sottostimato porta ad addebitare al cliente un costo equo e commisurato all'energia effettivamente fornita ad esso.

Per la maggior parte dei clienti, con fornitura in bassa pressione e con misuratori volumetrici sprovvisti di correttori di misura e ad altitudini non elevate, ai fini della tutela del cliente risulta sufficiente la verifica della pressione relativa di fornitura del gas.

La verifica della pressione relativa del gas, ossia della differenza di pressione del gas rispetto alla pressione barometrica, può essere effettuata senza difficoltà su richiesta del cliente. L'Autorità ha definito con la deliberazione 2 marzo 2000, n. 47/00, un tempo massimo entro il quale l' esercente è tenuto ad effettuarne la verifica. L'Autorità ha provveduto a segnalare al CIG, che si è attivato, la necessità di predisporre una norma tecnica che definisca le condizioni normali di pressione della consegna del gas ai clienti e le modalità di verifica delle pressioni relative di fornitura.

Per quanto riguarda la temperatura, si può assumere che gli errori di misura del gas dovuti agli effetti delle variazioni di temperatura nel corso dell'anno tendano a compensarsi senza dare effetti significativi sulla quantità di gas fornito, per consumi riferiti ai primi tre utilizzi tra quelli precedentemente citati. Questo non vale per consumi elevati, ancor più se concentrati in particolari stagioni dell'anno, quali ad esempio consumi di grandi impianti centralizzati.

La forte evoluzione tecnologica introdotta dalla tecnologia dell'informazione nei dispositivi di misura e di correzione della misura del gas, portano un notevole contributo nel rendere ancora più agevole il controllo delle condizioni effettive di misura e di consegna del gas ai clienti.

Da queste considerazioni appare che tra le caratteristiche del gas fornito, la pressione e la temperatura del gas non rappresentano oggi, per la maggior parte dei clienti, un aspetto di critico.

Viceversa assumono rilevanza due altre caratteristiche del gas fornito:

- il grado di purezza;
- il potere calorifico.

Il grado di purezza riguarda prevalentemente i clienti che utilizzano il gas in processi di produzione, tanto più se il gas entra intimamente nel processo sia per semplice contatto (come nell'industria alimentare) sia per utilizzo diretto o indiretto nel processo produttivo (come nella chimica di base). Per questi clienti, destinati a rientrare tra i primi clienti idonei, è importante definire, nelle modalità di accesso alla rete, la garanzia della qualità del gas fissando percentuali massime ammissibili per i componenti indesiderati presenti nel gas.

Il potere calorifico interessa tutti i clienti e ne rende rilevante l'esatta determinazione. Il nuovo ordinamento tariffario proposto dall'Autorità prevede, in una prima fase e nell'attesa dell'emanazione di uno specifico provvedimento, un potere calorifico di riferimento e una tolleranza rispetto a tale valore.

L'Autorità ritiene che la misura del potere calorifico del gas distribuito consenta di meglio tutelare i clienti in una prospettiva di liberalizzazione del mercato interno del gas. Al fine di acquisire una adeguata base conoscitiva, l'Autorità ha avviato un'analisi comparata con confronto internazionale delle soluzioni adottate in altri paesi per la misura e la regolamentazione del potere calorifico del gas fornito ai clienti.

Sulla base delle risultanze di tale analisi l'Autorità intende provvedere all'emanazione di uno specifico provvedimento di regolazione della materia.

Tale scelta, se può essere considerata accettabile al momento attuale, può rilevarsi inadeguata in un prossimo futuro di liberalizzazione del mercato interno del gas naturale in attuazione della direttiva 98/30/CE. L'ingresso di nuovi operatori impegnati nell'importazione di gas naturale, nel trasporto e nella vendita diretta ai clienti e l'acquisto all'estero di gas da parte di clienti idonei direttamente o attraverso *traders* rende opportuna o necessaria l'emanazione di regole per la misura e per il controllo del potere calorifico del gas distribuito e fornito ai clienti allacciati alla rete, siano essi idonei o vincolati.

Le tecnologie a disposizione per la misura del potere calorifico sono due:

- a mezzo di calorimetro;
- a mezzo di gascromatografo.

L'installazione di apparecchiature può essere fissa o mobile ed essere collegata a sistemi informatici che consentano la registrazione, l'elaborazione e la trasmissione a distanza dei valori misurati.

L'innovazione tecnologica ha portato allo sviluppo di apparecchiature a costi sempre più competitivi, richieste da paesi dove la liberalizzazione ormai avviata del mercato ha già evidenziato la necessità di una puntuale misura del potere calorifico del gas distribuito.

Importante è l'indice di Wobbe, che a partire dalla densità relativa del gas rispetto all'aria e dal suo potere calorifico, ne definisce il grado di intercambiabilità con altri gas.

Come riportato in uno studio elaborato dalla Direzione generale XVII della Commissione europea e consegnato in data 2 luglio 1999 alla Commissione europea, la liberalizzazione dei mercati nazionali del gas naturale negli Stati membri dell'Unione europea dovrà tenere conto della struttura delle reti nei singoli paesi e della qualità del gas attualmente distribuito. In tale prospettiva occorre definire norme tecniche di accesso alle reti che tengano conto dell'indice di Wobbe al fine di valutare la compatibilità del gas immesso nella rete con il parco di apparecchiature esistente nel paese di destinazione.

#### **A.9. La riduzione delle emissioni dei gas serra**

La riduzione delle emissioni nazionali di gas di serra è necessaria affinché l'Italia mantenga gli impegni assunti nell'ambito della *Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici* ed in sede comunitaria energetica.

Un **primo impegno** riguarda l'obiettivo di riportare entro il 2000 le emissioni di anidride carbonica in ambito di Unione europea ai livelli registrati nel 1990<sup>35</sup>.

Un **secondo impegno** riguarda l'abbattimento delle emissioni in sede comunitaria in attuazione degli impegni assunti nell'ambito del *Protocollo di Kyoto* (qualora quest'ultimo entri in vigore) firmato dagli Stati membri dell'Unione europea il 12 dicembre 1997. Tali impegni prevedono per l'Italia una riduzione del 6,5% rispetto all'anno base 1990 delle emissioni totali annue di sei gas di serra, da raggiungersi nel periodo 2008-2012. La riduzione equivale ad un taglio nelle emissioni pari a 36 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub>. Considerando invece l'aumento tendenziale, si raggiunge un impegno di riduzione globale di circa 100 milioni di tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub> nell'arco temporale 2008-2012, pari a circa il 18,5% del livello inerziale, da raggiungersi entro il quinquennio 2008-2012.

Gli impegni assunti nell'ambito del Protocollo di Kyoto diventeranno vincolanti a livello internazionale solo dopo che quest'ultimo entrerà in vigore<sup>36</sup>. Gli stessi impegni e gli obiettivi di riduzione che ne derivano sono stati posti a cardine della politica ambientale nazionale dalla delibera del CIPE 18 novembre 1998 n. 137 recante *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione dei gas serra*. Tale delibera assegna un ruolo di grande importanza ad interventi che interessano direttamente il settore dell'energia elettrica e del gas.

Il paniere di gas serra oggetto del Protocollo di Kyoto e delle politiche e misure di riduzione nazionali include l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il gas metano (CH<sub>4</sub>), il biossido di azoto (N<sub>2</sub>O), l'esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>), gli idrofluorocarburi (HFCs) e i perfluorocarburi (PFCs).

L'obiettivo di riduzione è espresso in termini CO<sub>2</sub> equivalenti, in relazione al potere di riscaldamento globale di questi gas rapportato a quello dell'anidride carbonica su un arco temporale di 100 anni. Per il gas metano il potere di riscaldamento globale è pari a 21 volte quello dell'anidride carbonica. Ne consegue che anche gli interventi di riduzione delle dispersioni di gas naturale in atmosfera hanno un ruolo significativo nel perseguimento degli obiettivi stabiliti dal Protocollo di Kyoto.

---

<sup>35</sup> Questo obiettivo è stato stabilito dall'Unione europea nell'ottobre del 1990 e dovrebbe essere raggiunto dall'Unione nel suo insieme con il concorso dei singoli Stati membri in considerazione dei rispettivi dati di partenza delle emissioni.

<sup>36</sup> Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 Paesi parti della *Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici*, compresi i Paesi inseriti nell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi in via di sviluppo), che siano responsabili in totale di almeno il 55% delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> relative al 1990. Essenziale per la sua entrata in vigore risulta dunque la ratifica da parte del Senato americano, in quanto gli Stati Uniti rappresentano circa il 36% delle emissioni globali. Gli USA hanno firmato il Protocollo, ma la ratifica da parte del Senato appare fortemente condizionata dalla ratifica da parte dei Paesi in via di sviluppo all'accordo di Kyoto e da un ricorso ampio ai meccanismi di flessibilità. Ma il processo negoziale su entrambi questi punti è ben lungi dall'essere concluso

## **APPENDICE B: VERSIONE PRELIMINARE DI DIRETTIVA PER LA REGOLAZIONE DELLA SICUREZZA E DELLA CONTINUITA' DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS A MEZZO DI RETI A MEDIA E A BASSA PRESSIONE**

La versione preliminare di direttiva proposta dall'Autorità per il periodo di regolazione 2000-2004 individua 9 indicatori di qualità relativi alla sicurezza del servizio (di seguito: indicatori di sicurezza) e 5 indicatori di qualità relativi alla continuità del servizio (di seguito: indicatori di continuità).

Trattandosi di una versione preliminare di direttiva, diffusa tra i soggetti interessati allo scopo di acquisire osservazioni, commenti e suggerimenti, e che quindi può essere modificata tenendo conto di tali osservazioni e commenti, *l'Autorità ritiene opportuno diffondere solo alcune indicazioni quantitative sugli obblighi di servizio e sui livelli generali*. Di conseguenza, alcune tabelle contenute nella versione preliminare di direttiva sono lasciate in parte o totalmente vuote.

La direttiva impone a tutti i distributori obblighi di servizio e livelli generali relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio; sono esclusi i comuni nei quali è in corso l'avviamento del servizio.

Le definizioni proposte intendono evitare ambiguità e incoerenze applicative; esse modificano ed integrano alcune classificazioni già contenute nello "Schema generale di riferimento della Carta dei servizi", allo scopo di consentire la definizione di indicatori di sicurezza e di continuità non previsti in precedenza (ad esempio il tempo di eliminazione della dispersione localizzata di classe 2, la durata media dell'interruzione con preavviso). Nelle definizioni le dispersioni vengono classificate in tre classi, delle quali la prima comprende quelle dispersioni che per gravità richiedono una eliminazione immediata, la seconda quelle dispersioni che ammettono una eliminazione entro un mese, la terza le dispersioni che possono essere eliminate entro un anno dalla loro localizzazione.

La versione preliminare della direttiva si articola in sette parti e in trentadue punti ed è seguita da una tabella (tabella D) contenente l'elenco dei simboli utilizzati.

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

### **Punto 1. Definizioni**

Ai fini della presente direttiva, si applicano le seguenti definizioni:

- a) “atti di terzi” sono le concessioni, autorizzazioni o servitù il cui ottenimento è necessario per l’esecuzione della prestazione da parte del distributore, escluse le concessioni, autorizzazioni o servitù la cui richiesta spetta al cliente;
- b) “automezzo attrezzato” è l’autoveicolo dotato di analizzatore di gas, con registrazione continua dei valori rilevati, idoneo ad evidenziare le dispersioni;
- c) “Autorità” è l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- d) “avviamento del servizio nel comune” è il periodo di tempo compreso tra la data di attivazione della fornitura del gas al primo cliente servito dall’ esercente nel comune considerato e il 31 dicembre del secondo anno solare successivo a quello in cui viene attivata la fornitura al primo cliente nel medesimo comune;
- e) “bassa pressione” (BP) è:
  - (i) la pressione del gas non superiore a 0,04 bar (7a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
  - (ii) la pressione del gas non superiore a 0,07 bar (7a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatti;
- f) “cliente” è il consumatore, allacciato alla rete a media o a bassa pressione, che acquista gas per uso proprio;
- g) “condotta” è l’insieme di tubazioni, curve, raccordi ed accessori uniti tra di loro per la distribuzione del gas;
- h) “dispersione” è la fuoriuscita incontrollata di gas dall’impianto di distribuzione;
- i) “dispersione di classe 1” è la dispersione di massima pericolosità (all’interno di edifici, in prossimità di condotte di fognatura, ecc.) che richiede una riparazione immediata;
- j) “dispersione di classe 2” è la dispersione che, per l’ubicazione della stessa (in prossimità di edifici ma non di fognature, ecc.), non costituisce un pericolo immediato e che può ammettere una riparazione entro 30 giorni dalla sua localizzazione;
- k) “dispersione di classe 3” è la dispersione che per l’ubicazione della stessa (non in prossimità di edifici e di fognature, ecc.) non costituisce un pericolo immediato e che possa ammettere una riparazione oltre i 30 giorni dalla sua localizzazione;

- l) “dispersione localizzata” è la dispersione per la quale è stata individuata l’esatta ubicazione nell’impianto di distribuzione;
- m) “distributore” è l’esercente che svolge l’attività di distribuzione del gas;
- n) “distribuzione” è l’attività di trasporto del gas a mezzo di reti a media e a bassa pressione per la fornitura ai clienti, in particolare a mezzo di reti urbane;
- o) “eliminazione della dispersione” è l’intervento di riparazione della parte di impianto di distribuzione ove si è originata la dispersione al fine di ripristinarne la tenuta, mediante apposizione sulla superficie interna o esterna, della parte di impianto interessata dalla dispersione, di materiale privo di discontinuità o mediante sostituzione della parte di impianto interessata dalla dispersione;
- p) “gruppo di misura” è la parte dell’impianto di alimentazione del cliente che serve per l’intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all’impianto interno del cliente; è comprensivo di un eventuale correttore dei volumi misurati;
- q) “gruppo di riduzione” è il complesso (assiemato) costituito da regolatori di pressione, da apparecchi ausiliari, da tubazioni, da raccordi e pezzi speciali, aventi la funzione di ridurre la pressione del gas canalizzato da un valore di entrata variabile a un valore di uscita predeterminato fisso o variabile;
- r) “gruppo di riduzione finale” è:
- (i) un gruppo di riduzione avente la funzione di ultima riduzione di pressione per alimentare i clienti attraverso una rete di bassa pressione;
  - (ii) un gruppo di riduzione avente la funzione di riduzione di pressione per alimentare una rete di media pressione che alimenta clienti alimentati singolarmente in bassa pressione;
- s) “gruppo di riduzione finale in antenna” è un gruppo di riduzione finale che costituisce l’unico punto di alimentazione della rete a valle dello stesso;
- t) “impianto di derivazione di utenza o allacciamento” è il complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori costituenti le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente; esso ha inizio dall’organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo di misura (escluso); in assenza del gruppo di misura, l’impianto di derivazione di utenza finisce all’organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa; esso comprende l’eventuale gruppo di riduzione;
- u) “impianto di distribuzione” è il complesso degli impianti costituito dai punti di alimentazione della rete, dalla rete, dai gruppi di riduzione e/o dai gruppi di riduzione finale, dagli impianti di derivazione di utenza e dai gruppi di misura;
- v) “impianto di distribuzione ad alimentazione plurima” è l’impianto di distribuzione del gas con più punti di alimentazione della rete collegati tra di loro attraverso le condotte MP;
- w) “impianto di distribuzione ad alimentazione singola” è l’impianto di distribuzione del gas con un unico punto di alimentazione;

- x) “interruzione della fornitura” è la condizione nella quale la pressione relativa del gas al punto di consegna è inferiore per forniture BP all’1% del valore minimo previsto dalla normativa tecnica per le condizioni normali di fornitura e per forniture MP all’1% del valore minimo previsto dal contratto di fornitura;
- y) “irregolarità della fornitura” è la condizione nella quale la pressione relativa del gas al punto di consegna sia compresa per forniture BP tra l’1 % del valore minimo previsto dalla normativa tecnica per le condizioni normali di fornitura e il valore stesso della pressione minima in condizioni normali di fornitura e per forniture MP tra l’1 % del valore minimo previsto dal contratto di fornitura e il valore minimo previsto dal contratto di fornitura della pressione minima o la condizione nella quale la pressione sia superiore alla pressione massima di fornitura prevista dalle normative tecniche vigenti per le condizioni normali di fornitura o dal contratto di fornitura.
- z) “livello generale di qualità” è il livello di qualità riferito al complesso delle prestazioni;
- aa) “media pressione” (MP) è:
- (i) la pressione del gas superiore a 0,04 bar e non superiore a 5 bar (4a , 5a e 6a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas naturale o gas manifatturato;
  - (ii) la pressione del gas superiore a 0,07 bar e non superiore a 5 bar (4a , 5a e 6a specie) nel caso in cui il gas distribuito sia gas di petrolio liquefatti;
- bb) “organo di presa” è la parte di impianto di derivazione di utenza con cui si realizza il collegamento dell’allacciamento interrato alla condotta stradale ed il prelievo del gas;
- cc) “pressione” è la pressione relativa del gas;
- dd) “punto di alimentazione della rete” è l’impianto di produzione o il punto di prelievo e/o riduzione e/o misura del gas da dove viene immesso il gas nella rete di distribuzione del gas;
- ee) “punto di consegna” è il punto di confine tra l’impianto di proprietà dell’esercente o gestito da esso e l’impianto di proprietà o gestito dal cliente;
- ff) “rete” è il sistema di condotte prevalentemente interrate, posate su suolo pubblico o privato che, partendo dal punto di alimentazione della rete, consente la distribuzione del gas ai clienti fino agli impianti di derivazione di utenza, questi ultimi esclusi;
- gg) “servizio” è il servizio di distribuzione del gas;
- hh) “strumentazione portatile” è l’analizzatore di gas, completo di accessori, idoneo ad evidenziare le dispersioni con impiego manuale;
- ii) “terzi” sono le persone fisiche e giuridiche terze rispetto al distributore, escluse le imprese che operano su incarico o in appalto per conto del distributore medesimo.

## **Punto 2. Ambito di applicazione**

- 2.1 La presente direttiva impone a tutti i distributori, con esclusione del servizio dagli stessi gestito in comuni nei quali sia in corso l'avviamento del servizio medesimo, obblighi di servizio e livelli generali relativi alla sicurezza e alla continuità del servizio.
- 2.2 La presente direttiva deve essere applicata, salvo diversa ed esplicita indicazione, ad ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima.
- 2.3 Il distributore può definire livelli generali di sicurezza e di continuità, nel rispetto di quanto previsto dal successivo punto 29.

### *Titolo II – Definizione di indicatori, di obblighi di servizio e di livelli generali di qualità tecnica del servizio relativi alla sicurezza*

## **Punto 3. Indicatori relativi alla sicurezza del servizio**

Nella definizione degli obblighi di servizio e dei livelli generali relativi alla sicurezza del servizio, si fa riferimento ai seguenti indicatori di sicurezza:

- percentuale annua di rete di media pressione sottoposta ad ispezione;
- percentuale annua di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione;
- numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio;
- numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti.
- tempo di eliminazione della dispersione localizzata di classe 2;
- percentuale annua di gas non contabilizzato;
- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata;
- numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti.

#### **Punto 4. Percentuale annua di rete di media pressione sottoposta ad ispezione**

- 4.1 La percentuale annua di rete di media pressione sottoposta ad ispezione è calcolata mediante la seguente formula:

$$\%MP = \frac{LI_{MP}}{LP_{MP}} \times 100$$

dove  $LI_{MP}$  è la lunghezza, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, della rete MP sottoposta ad ispezione nell'anno solare di calcolo con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile, e  $LP_{MP}$  è la lunghezza, misurata in chilometri, della rete MP posata al 31 dicembre dello stesso anno.

- 4.2 Ai fini del calcolo dell'indicatore, un tratto di rete MP può essere classificato come ispezionato a condizione che con esso vengano contestualmente ispezionati tutti gli impianti di derivazione di utenza derivati da tale tratto per la parte interrata e che il distributore abbia provveduto a redigere un rapporto di ispezione dal quale sia identificabile in modo univoco il tratto di rete e l'esito dell'ispezione.
- 4.3 L'ispezione della rete MP e degli impianti di derivazione di utenza per la parte interrata ai fini della individuazione delle dispersioni deve essere effettuata in conformità di quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.

#### **Punto 5. Percentuale annua di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione**

- 5.1 La percentuale annua di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione è calcolata mediante la seguente formula:

$$\%BP = \frac{LI_{BP}}{LP_{BP}} \times 100$$

dove  $LI_{BP}$  è la lunghezza, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, della rete BP sottoposta ad ispezione nell'anno solare di calcolo con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile, e  $LP_{BP}$  è la lunghezza, misurata in chilometri, della rete BP posata al 31 dicembre dello stesso anno.

- 5.2 Ai fini del calcolo della percentuale di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione vale per la rete BP quanto indicato per la rete MP dal punto 4, comma 4.2.
- 5.3 Per l'effettuazione della ispezione della rete BP vale quanto indicato per la rete MP dal punto 4, comma 4.3.

## **Punto 6. Numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata**

- 6.1 Il numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio posata è calcolato, con la precisione del primo decimale, mediante la seguente formula:

$$NPC_{km} = \frac{NPC}{LPA_{MP} + LPA_{BP}}$$

dove NPC è il numero di misure di potenziale di protezione catodica effettuate nell'anno solare di calcolo in punti diversi e codificati della rete in acciaio,  $LPA_{MP}$  e  $LPA_{BP}$  sono rispettivamente la lunghezza, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, di rete posata in acciaio MP e BP al 31 dicembre dell'anno di calcolo.

- 6.2 L'effettuazione della misura del potenziale di protezione catodica della rete in acciaio deve essere effettuato in conformità con quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.
- 6.3 Il presente indicatore è applicabile solo ai tratti di rete in acciaio.

## **Punto 7. Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti**

- 7.1 Il grado di odorizzazione del gas è pari alla quantità di odorizzante, misurata in milligrammi per metro cubo alle condizioni standard (mg/mc), presente nel gas distribuito.
- 7.2 Il numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti è calcolato, con la precisione del primo decimale, mediante la seguente formula:

$$NOD_{NU} = \frac{NOD}{NU} \times 1000$$

dove NOD è il numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas effettuate nell'anno solare di calcolo in punti diversi e codificati della rete e NU è il numero di clienti allacciati all'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima al 31 dicembre dello stesso anno.

- 7.3 Il valore di  $NOD_{NU}$  non dovrà essere inferiore ad un valore minimo  $NOD_{NUmin}$ , arrotondato per eccesso all'unità, calcolato con la seguente formula:

$$NOD_{NUmin} = 2 \times (NPI + NCOM + \alpha \times (LP_{MP} + LP_{BP})) + \beta \times NU$$

dove NPI è il numero di punti di alimentazione della rete, NCOM è il numero di comuni serviti dalla rete,  $\alpha$  e  $\beta$  sono coefficienti posti rispettivamente pari a  $X_\alpha$  e a  $X_\beta$ .

- 7.4 In ogni comune servito e in ogni punto di alimentazione della rete dovranno essere effettuate in un anno solare almeno due misure del grado di odorizzazione del gas.
- 7.5 Le analisi dei campioni prelevati ai fini della misura del grado di odorizzazione del gas devono essere eseguite in laboratori, a disposizione del distributore o di terzi, accreditati SINAL.
- 7.6 Le misure del grado di odorizzazione del gas dovranno essere effettuate in modo distribuito nel corso dell'anno e nell'arco delle giornate nei punti più critici della rete ai fini dell'odorizzazione del gas distribuito.
- 7.7 Le modalità di prelievo dei campioni e la misura del grado di odorizzazione del gas dovranno essere effettuate in conformità di quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.

#### **Punto 8. Tempo di eliminazione della dispersione di classe 2**

- 8.1 Il tempo di eliminazione della dispersione di classe 2 è il tempo, misurato in giorni di calendario, intercorrente tra la data di localizzazione della dispersione di classe 2 e la data in cui viene completata la sua eliminazione.
- 8.2 Nel caso in cui per l'eliminazione della dispersione di classe 2 siano necessari atti di terzi, il tempo di eliminazione della dispersione di classe 2 non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti.
- 8.3 Il tempo per l'ottenimento degli atti di terzi è il tempo intercorrente tra la data di richiesta dell'atto presentata per ultima e la data di ricevimento dell'atto perfezionatosi per ultimo, quale esso risulta dal protocollo del distributore.
- 8.4 Il tempo indicato al comma 8.1 comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali sopralluoghi concordati con il cliente. Qualora il sopralluogo non venga effettuato nella data concordata con il cliente per causa di quest'ultimo o di terzi e si debba procedere alla fissazione di un nuovo appuntamento per l'effettuazione del sopralluogo, il tempo di eliminazione della dispersione localizzata decorrerà dalla data di effettuazione del sopralluogo.
- 8.5 La rilevazione del tempo di eliminazione della dispersione di classe 2 si applica a tutte le dispersioni di classe 2 su rete e su impianti di derivazione di utenza per la parte interrata.

### **Punto 9. Percentuale annua di gas non contabilizzato**

La percentuale annua di gas non contabilizzato è calcolata, con la precisione del primo decimale, rispetto all'anno solare di calcolo, mediante la seguente formula:

$$\% gnc = \left( 1 - \frac{GV + GVT}{GI} \right) \times 100$$

dove GV è pari al volume totale di gas venduto nell'anno solare a clienti vincolati o che abbiano rinunciato ad avvalersi della facoltà di acquistare il gas da altri soggetti diversi dal distributore dalla cui rete di distribuzione sono alimentati, GVT è il gas vettoriato nell'anno solare attraverso la rete di distribuzione e GI è pari al volume totale di gas immesso nell'anno solare. Tutti i volumi di gas sono misurati in metri cubi alle condizioni standard e depurati degli errori sistematici di misura.

### **Punto 10. Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata**

10.1 Il numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata è calcolato, con la precisione del secondo decimale, mediante la seguente formula:

$$DL_{km} = \frac{DL}{LI_{MP} + LI_{BP}}$$

dove DL è il numero di perdite localizzate nell'anno solare di calcolo sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi, LI<sub>MP</sub> e LI<sub>BP</sub> sono definite rispettivamente dai punti 4 e 5, commi 4.1 e 5.1.

10.2 La localizzazione della dispersione deve essere effettuata in conformità di quanto previsto dalla normativa tecnica vigente.

### **Punto 11. Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata**

11.1 Il numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata è calcolato, con la precisione del secondo decimale, mediante la seguente formula:

$$DT_{km} = \frac{DT}{LP_{MP} + LP_{BP}}$$

dove DT è il numero di dispersioni localizzate sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza su segnalazione di terzi

nell'anno solare di calcolo, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi.

11.2 Per la localizzazione della dispersione vale quanto indicato dal punto 10, comma 10.2.

### **Punto 12. Numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti**

Il numero annuo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti è calcolato, con la precisione del primo decimale, mediante la seguente formula:

$$NPID = \frac{NPI_{DISP}}{NU} \times 1000$$

dove  $NPI_{DISP}$  è il numero complessivo, nell'anno solare di calcolo, di chiamate per pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di dispersione di gas, con esclusione delle chiamate relative a dispersioni provocate da danneggiamento di terzi all'impianto di distribuzione, e NU è definito dal punto 7, comma 7.2.

### **Punto 13. Obblighi di servizio e livelli generali di sicurezza**

13.1 Il distributore:

- a) dota ogni punto di alimentazione della rete di distribuzione di idonea strumentazione di misura del gas acquistato, omologata ed equipaggiata di correttori di volume anch'essi omologati, e ne garantisce il regolare funzionamento;
- b) predispone una cartografia in adeguata scala, con aggiornamento della stessa di data non anteriore a 90 giorni, completa di tutti gli elementi atti ad individuare l'impianto di distribuzione, gruppi di misura esclusi, nella quale devono essere indicati per le condotte i diametri, il materiale e la pressione di esercizio.

Gli obblighi disposti alle lettere a) e b) decorrono:

- entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente direttiva per gli impianti di distribuzione realizzati a partire da tale data;
- entro un anno dalla data di entrata in vigore della presente direttiva per gli impianti di distribuzione realizzati prima di tale data.

13.2 Gli obblighi di servizio ed i livelli generali relativi alla sicurezza sono definiti per ciascun indicatore di sicurezza nella tabella A.

Tabella A - Obblighi di servizio e livelli generali relativi alla sicurezza

Indicatore	Obbligo di servizio	Livello generale
Percentuale annua minima di rete di media pressione sottoposta ad ispezione		
Percentuale annua minima di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione		
Numero annuo massimo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata		
Numero annuo massimo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata		
Percentuale minima di dispersioni localizzate di classe 2 con tempo di eliminazione non superiore al tempo massimo $T_1$		
Numero annuo minimo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio posata		
Numero annuo minimo di misure del grado di odorizzazione del gas distribuito per migliaio di clienti	Il valore calcolato sulla base della formula indicata dal punto 7, comma 7.3	
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti		
Percentuale annua massima di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura		

- 13.3 I tempi entro i quali deve essere completata l'ispezione della rete sono definiti in funzione della pressione di esercizio nella tabella B.

Tabella B – Tempi entro i quali completare l'ispezione della rete

Rete AP	anni
Rete MP	anni
Rete BP	anni

- 13.4 Il distributore registra per ogni dispersione localizzata di classe 2, per la quale il distributore non abbia rispettato il tempo massimo di riparazione  $T_1$ , la causa del mancato rispetto con riferimento alle seguenti classi:
- cause di forza maggiore, intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti di terzi;

- b) cause imputabili al cliente, quali la mancata presenza del cliente ad un appuntamento concordato con il distributore per l'eliminazione della dispersione, ovvero qualsiasi altro fatto imputabile al cliente;
- c) cause imputabili al distributore, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b).

Il distributore documenta la causa per ogni dispersione localizzata di classe 2, per la quale non abbia rispettato il tempo massimo di riparazione  $T_1$  per una delle cause di cui alle lettere a) e b).

13.5 Entro il 31 dicembre 2003 l'Autorità:

- a) fisserà i valori definitivi dei livelli generali di sicurezza, a partire dai dati comunicati dai distributori in base a quanto disposto dal punto 28, commi 28.1, 28.2 e 28.3;
- b) definirà la metodologia di attribuzione di un indice di sicurezza per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima.

*Titolo III – Definizione di indicatori, di obblighi di servizio e di livelli generali del servizio relativi alla continuità*

**Punto 14. Indicatori relativi alla continuità del servizio**

Nella definizione di obblighi di servizio e di livelli generali relativi alla continuità del servizio, si fa riferimento ai seguenti indicatori di continuità:

- tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso;
- durata media dell'interruzione con preavviso;
- durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso;
- durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso;
- numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti.

**Punto 15. Inizio dell'interruzione**

15.1 Per ogni interruzione della fornitura il distributore deve registrare la data e l'ora di inizio dell'interruzione.

15.2 Per le interruzioni con preavviso il distributore deve documentare su apposita modulistica l'ora di inizio dell'interruzione con preavviso, coincidente con l'ora

di inizio delle operazioni sull'impianto di distribuzione al fine di intercettare il flusso del gas.

- 15.3 Per le interruzioni senza preavviso il distributore documenta su apposita modulistica l'ora di inizio dell'interruzione, coincidente con l'ora della prima chiamata per interruzione della fornitura da parte di un cliente o, in assenza di questa, con l'ora in cui si è verificato l'evento che ha provocato l'interruzione, mediante registrazione .

#### **Punto 16. Clienti con gruppo di misura di classe non inferiore alla G 40 coinvolti nell'interruzione**

- 16.1 Per ogni interruzione il distributore deve registrare singolarmente ogni cliente coinvolto con un gruppo di misura di classe non inferiore alla G 40.
- 16.2 Per ogni cliente con un gruppo di misura di classe non inferiore alla G 40 coinvolto nell'interruzione, il distributore deve registrare la durata, misurata in minuti, dell'interruzione con preavviso o senza preavviso relativa al singolo cliente come differenza tra l'ora di inizio dell'interruzione, come definito dal precedente punto 15, commi 15.2 e 15.3, e l'ora di fine dell'interruzione, corrispondente all'ora di rialimentazione dell'ultimo cliente interessato presente al momento della riattivazione della fornitura. Il distributore deve documentare l'ora di fine dell'interruzione mediante apposita modulistica.

#### **Punto 17. Tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso**

Il tempo di preavviso al cliente dell'interruzione con preavviso è il tempo, misurato in giorni lavorativi, intercorrente tra la data di comunicazione al cliente dell'interruzione della fornitura e la data di inizio dell'interruzione stessa per come definita dal precedente punto 15, commi 15.2 e 15.3.

#### **Punto 18. Durata media dell'interruzione**

La durata media dell'interruzione i-esima, misurata in minuti, è definita per mezzo della seguente espressione:

$$t_i = \left\{ (t_{1i} - t_{0i}) + \frac{(t_{2i} - t_{1i})}{2} \right\}$$

dove:

- $t_{0i}$  è l'ora di inizio dell'interruzione i-esima;

- $t_{1i}$  è l'ora di inizio della rialimentazione del primo cliente tra quelli coinvolti nell'interruzione  $i$ -esima;
- $t_{2i}$  è l'ora di inizio della rialimentazione dell'ultimo cliente presente all'atto della riattivazione della fornitura tra quelli coinvolti nell'interruzione  $i$ -esima.

La durata media dell'interruzione  $i$ -esima è approssimata per eccesso al minuto superiore.

### **Punto 19. Durata complessiva di interruzione per cliente**

19.1 La *durata complessiva di interruzione per cliente*  $D$ , misurata in minuti per cliente con la precisione del primo decimale, è definita per mezzo della seguente espressione:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times U_i}{NU}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le  $n$  interruzioni accadute nell'anno solare di calcolo per la stessa tipologia, con preavviso o senza preavviso, e dove:

- $t_i$  è la durata media dell'interruzione  $i$ -esima come definita dal precedente punto 18;
- $U_i$  è il numero totale di clienti coinvolti nell'interruzione  $i$ -esima;
- $NU$  è definito dal precedente punto 7, comma 7.2.

19.2 Il distributore calcola la durata complessiva di interruzione per cliente separatamente per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso.

### **Punto 20. Cause delle interruzioni senza preavviso**

20.1 Il distributore registra le cause delle interruzioni senza preavviso con riferimento alle seguenti classi:

- a) cause di forza maggiore, intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti di terzi;
- b) cause esterne, intese come danni provocati da terzi, mancata alimentazione delle reti nei punti di alimentazione per fatti non imputabili al distributore;
- c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate.

20.2 Per le interruzioni le cui cause rientrano nelle classi di cui al precedente comma, lettere a) e b), il distributore documenta la causa dell'interruzione.

**Punto 21. Numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti**

Il numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti è calcolato, con la precisione del primo decimale, mediante la seguente formula:

$$NPII = \frac{NPI_I}{NU} \times 1000$$

dove  $NPI_I$  è il numero complessivo, nell'anno solare di calcolo, di chiamate di pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di interruzione o di irregolarità di fornitura di gas e  $NU$  è definito dal precedente punto 7, comma 7.2.

**Punto 22. Obblighi di servizio e livelli generali di continuità**

22.1 Ai fini di ridurre il rischio di interruzione della fornitura il distributore:

a) dota l'unico punto di alimentazione di ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola, che alimenti un numero di clienti non inferiore a 300, di un sistema di telecontrollo;

b) dota ogni gruppo di riduzione finale, con priorità per quelli in antenna, di doppia linea, ciascuna delle quali di pari caratteristiche.

Ai fini dell'applicazione della presente direttiva si intende per sistema di telecontrollo un sistema in grado di controllare a distanza i principali parametri di funzionamento di un punto di alimentazione (portata istantanea immessa, pressione e temperatura del gas in uscita dal punto di alimentazione della rete) e, al superamento di soglie di funzionamento normale del punto di alimentazione, di inviare allarmi ad un servizio di reperibilità, attivo 24 ore su 24 per tutto l'anno, in grado di intervenire tempestivamente per rimuovere l'anomalia di funzionamento del punto di alimentazione medesimo.

Gli obblighi previsti dal presente comma decorrono dall'1 gennaio 2004.

22.2 Gli obblighi di servizio ed i livelli generali relativi alla continuità sono definiti per ciascun indicatore di sicurezza nella tabella C.

Tabella C - Obblighi di servizio e livelli generali relativi alla continuità

Indicatore	Obbligo di servizio	Livello generale
Percentuale minima di clienti con tempo di preavviso al cliente di almeno 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso		
Percentuale minima di interruzioni con preavviso la cui durata media sia non superiore a 8 ore		
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso		
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso		
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti		

22.3 Il distributore registra per ogni interruzione con preavviso, per la quale il distributore non abbia rispettato la durata media massima di 8 ore, la causa del mancato rispetto con riferimento alle seguenti classi:

- a) cause di forza maggiore, intese come atti di autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità dall'autorità competente, scioperi, mancato ottenimento di atti di terzi;
- b) cause imputabili al cliente, quali la mancata presenza del cliente ad un appuntamento concordato con il distributore per la riattivazione della fornitura, ovvero qualsiasi altro fatto imputabile al cliente;
- c) cause imputabili al distributore, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b).

Il distributore documenta la causa per ogni interruzione con preavviso, per la quale non abbia rispettato la durata media massima di 8 ore per una delle cause di cui alle lettere a) e b).

22.4 Entro il 31 dicembre 2003 l'Autorità:

- a) fisserà i valori definitivi dei livelli generali di continuità, a partire dai dati comunicati dai distributori in base a quanto disposto dal punto 28, commi 28.1, 28.2 e 28.3;
- b) definirà la metodologia di attribuzione di un indice di continuità per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima.

### **Punto 23. Gestione delle emergenze**

- 23.1 Si definisce emergenza un evento in grado di produrre effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e per la continuità del servizio e rientrante in una delle seguenti tipologie:
- a) fuori servizio non programmato di punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione;
  - b) fuori servizio non programmato di reti di distribuzione AP o MP o BP che provochi l'interruzione senza preavviso della fornitura ad un numero di clienti non inferiore a  $NU_{emerg}$ ;
  - c) dispersione di gas che provochi l'interruzione senza preavviso della fornitura ad un numero di clienti non inferiore a  $NU_{emerg}$ .
- 23.2 Il distributore dispone di una organizzazione, di attrezzature e di procedure scritte in grado di garantire una tempestiva ed efficace gestione delle emergenze in coordinamento con le autorità locali competenti e con le forze di pubblica sicurezza.
- Le procedure devono come minimo prevedere:
- a) l'individuazione di un responsabile della gestione dell'emergenza;
  - b) un piano di emergenza con le misure da adottare per mettere in sicurezza il complesso degli impianti interessati dall'emergenza e garantire la continuità del servizio;
  - c) le modalità di redazione del rapporto dell'emergenza.
- 23.3 Il distributore dà comunicazione al CIG l'insorgere di un'emergenza; entro 30 giorni di calendario dall'eliminazione dell'emergenza il distributore manda al CIG un rapporto sulla stessa dal quale risultino almeno le cause dell'emergenza, ove accertate, e le misure adottate dal distributore per garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

### **Punto 24. Incidenti da gas combustibile**

- 24.1 Si definisce incidente da gas combustibile un evento che coinvolga il gas distribuito a mezzo di reti a media e a bassa pressione, che interessi una qualsiasi parte di impianto di distribuzione dal punto di alimentazione della rete compreso all'apparecchio di utilizzazione del cliente compreso, che provochi il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose per un valore non inferiore a  $X_e$  euro e che sia provocato da una delle seguenti cause:

- a) una dispersione di gas (volontaria o non);
- b) una combustione incontrollata in un apparecchio di utilizzo del gas;
- c) una cattiva combustione in un apparecchio di utilizzo del gas, compresa quella dovuta ad insufficiente areazione;
- d) una inadeguata evacuazione dei prodotti della combustione in un apparecchio di utilizzo del gas.

24.2 Ai fini dell'applicazione della presente direttiva, si definiscono lesioni gravi le ferite, l'intossicazione, le ustioni o comunque i traumi alla persona che comportino il ricovero in ospedale o il rilascio di certificazione medica con prognosi di almeno 24 ore.

24.3 Il distributore dispone di una organizzazione, di attrezzature e di procedure scritte in grado di garantire una tempestiva ed efficace gestione degli incidenti da gas combustibile in coordinamento con le autorità locali competenti e con le forze di pubblica sicurezza.

Le procedure devono come minimo prevedere:

- a) l'individuazione di un responsabile della gestione dell'incidente da gas combustibile;
- b) un piano di gestione dell'incidente da gas combustibile con le modalità di intervento e le misure da adottare per mettere in sicurezza il complesso degli impianti interessati, per ridurre i rischi per i clienti e per gli addetti e per ripristinare la continuità del servizio;
- c) le modalità di indagine ai fini dell'accertamento delle cause e delle responsabilità dell'incidente da gas combustibile;
- d) le modalità di redazione del rapporto dell'incidente da gas combustibile.

24.4 Il distributore dà comunicazione al CIG gli incidenti da gas combustibile che lo coinvolgono direttamente o di cui sia venuto a conoscenza; entro 30 giorni di calendario dalla data di accadimento dell'incidente da gas combustibile, il distributore invia al CIG un rapporto sullo stesso dal quale risultino almeno le cause dell'incidente, ove accertate, e le misure adottate dal distributore per garantire la sicurezza e la continuità del servizio.

*Titolo V – Normativa tecnica relativa ad attività correlate alla sicurezza e alla continuità del servizio*

## **Punto 25. Norme tecniche**

L'UNI e il CEI, anche su segnalazione dell'Autorità, verificano la completezza della normativa tecnica vigente e, in carenza di norme tecniche nazionali, indicano le

normative tecniche internazionali applicabili ai fini dell'attuazione della presente direttiva.

*Titolo VI – Obblighi di registrazione e di comunicazione a carico del distributore*

**Punto 26. Registrazione di informazioni e di dati concernenti gli obblighi di servizio e i livelli generali di qualità**

- 26.1 Il distributore predispone appropriati strumenti, anche informatici, al fine di registrare le informazioni e i dati relativi agli obblighi di servizio e ai livelli generali di sicurezza e di continuità del servizio, nonché all'esecuzione delle attività correlate con essi.
- 26.2 Il distributore registra per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima di sua proprietà o da esso gestito:
- a) il codice univoco con cui il distributore identifica l'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima;
  - b) il codice univoco e l'ubicazione dei punti di alimentazione dell'impianto di distribuzione, suddividendo tra punti di alimentazione dotati e non dotati di telecontrollo;
  - c) il tipo di gas distribuito, suddividendo tra gas naturale, gas di petrolio liquefatto, gas manifatturato e altro tipo di gas;
  - d) il tipo di odorizzante introdotto nel gas distribuito, suddividendo tra THT, TBM e altro;
  - e) la tipologia dell'odorizzatore, suddividendo tra lambimento ed iniezione;
  - f) il quantitativo complessivo di odorizzante, misurato in chilogrammi, introdotto nella rete nell'anno di calcolo;
  - g) l'elenco dei comuni serviti dall'impianto di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di calcolo;
  - h) il numero di clienti serviti dall'impianto di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di calcolo;
  - i) la lunghezza della rete, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, al 31 dicembre dell'anno di calcolo, suddividendo tra rete MP e rete BP;
  - j) il volume complessivo di gas, misurato in metri cubi alle condizioni standard, immesso nella rete nell'anno di calcolo;
  - k) il volume complessivo di gas, misurato in metri cubi alle condizioni standard, venduto ai clienti nell'anno di calcolo;
  - l) il volume complessivo di gas vettoriato, misurato in metri cubi alle condizioni standard, nell'anno di calcolo.

- 26.3 Per l'attività di ispezione della rete il distributore registra:
- a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima alla quale appartiene la rete ispezionata;
  - b) la lunghezza della rete ispezionata nell'anno di calcolo, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, suddividendo tra rete MP e rete BP;
  - c) la lunghezza della rete ispezionata nell'anno di calcolo, misurata in chilometri con la precisione del primo decimale, suddividendo tra rete ispezionata con automezzo e rete ispezionata con strumento portatile;
  - d) l'elenco delle vie o delle strade lungo le quali sono posati i tratti di rete ispezionata, con adeguati riferimenti per la loro individuazione sulla cartografia del distributore, e la data di effettuazione dell'ispezione di ciascun tratto di rete.
- 26.4 Il distributore per ogni dispersione localizzata registra:
- a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima sulla quale insiste la dispersione localizzata;
  - b) il codice univoco di identificazione della dispersione localizzata;
  - c) la data e l'ora di localizzazione della dispersione;
  - d) il luogo ove è stata localizzata la dispersione con adeguati riferimenti per la sua individuazione su opportuna planimetria;
  - e) la classificazione della dispersione, suddividendo tra dispersione di classe 1, di classe 2 e di classe 3;
  - f) la classificazione della dispersione, suddividendo tra dispersione localizzata su segnalazione di terzi ed a seguito di ispezione della rete;
  - g) la tipologia del punto di impianto di distribuzione sul quale è stata localizzata la dispersione, suddividendo tra punto MP e BP;
  - h) la tipologia del punto di impianto di distribuzione sul quale è stata localizzata la dispersione, suddividendo tra rete, impianto di derivazione di utenza e gruppo di misura;
  - i) la data e l'ora di eliminazione della dispersione.
- 26.5 Per l'attività di controllo della protezione catodica della rete in acciaio il distributore registra per ogni controllo:
- a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima sulla quale insiste il punto di controllo;
  - b) il codice univoco del punto di controllo di protezione catodica tale che esso possa essere individuato in modo univoco su opportuna planimetria;
  - c) la tipologia della rete su cui insiste il punto di controllo, suddividendo tra rete MP e rete BP;
  - d) la data di effettuazione del controllo;
  - e) l'esito del controllo, suddividendo in conforme e non conforme alle norme tecniche vigenti.
- 26.6 Per l'attività di controllo del grado di odorizzazione il distributore registra per ogni controllo:
- a) il codice univoco dell'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima sulla quale insiste il punto di controllo;

- b) il codice univoco del punto di controllo del grado di odorizzazione tale che esso possa essere individuato in modo univoco su opportuna planimetria;
- c) la tipologia del punto di controllo, suddividendo tra punto di controllo nel punto di alimentazione della rete, indicato come “cabina” e punto di controllo di rete, indicato come “rete”;
- d) la data e l’ora di effettuazione del controllo;
- e) la tipologia del controllo, suddividendo tra rinoanalitico e gascromatografico;
- f) il valore del grado di odorizzazione misurato espresso in milligrammi per metro cubo di gas alle condizioni standard;
- g) l’esito del controllo, suddividendo in conforme e non conforme alle norme tecniche.

26.7 Per ogni richiesta di pronto intervento, il distributore, in aggiunta a quanto previsto dalla deliberazione 2 marzo 2000, n. 47, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 90 del 17 aprile 2000, registra il codice univoco dell’impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima alla quale si riferisce la chiamata di pronto intervento.

26.8 Per ogni interruzione della fornitura, il distributore registra:

- a) il codice univoco dell’impianto di distribuzione ad alimentazione singola o ad alimentazione plurima alla quale si riferisce l’interruzione della fornitura;
- b) la tipologia dell’interruzione, suddividendo tra interruzione con preavviso e senza preavviso;
- c) per le sole interruzioni con preavviso, la data di preavviso ai clienti;
- d) per le sole interruzioni senza preavviso, la causa dell’interruzione;
- e) la data e l’ora di inizio dell’interruzione;
- f) la data e l’ora di fine dell’interruzione per l’ultimo cliente presente all’atto della riattivazione;
- g) la durata media dell’interruzione;
- h) il numero totale di clienti coinvolti nell’interruzione;
- i) il numero totale di clienti assenti all’atto della riattivazione della fornitura;
- j) il numero e l’elenco degli clienti con classe del gruppo di misura installato non inferiore al G 40 coinvolti nell’interruzione;
- k) la durata dell’interruzione per ogni cliente con classe del gruppo di misura installato non inferiore al G 40.

### **Punto 27. Verificabilità delle informazioni e dei dati registrati**

Al fine di consentire l’effettuazione dei controlli di cui al successivo punto 28, comma 28.4, il distributore:

- a) mantiene gli strumenti di cui al punto 26, comma 26.1, continuamente aggiornati con le informazioni e i dati richiesti;

- a) assicura la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati mediante adeguati sistemi di collegamento, anche informatici, tra archivi commerciali, archivi tecnici e mediante ogni altra documentazione ritenuta necessaria;
- b) conserva in modo ordinato ed accessibile tutta la documentazione necessaria per assicurare la verificabilità delle informazioni e dei dati registrati, per un periodo non inferiore a tre anni solari successivi a quello della registrazione.

**Punto 28. Comunicazione del distributore all’Autorità, controlli e pubblicazione delle informazioni e dei dati forniti**

- 28.1 Entro il 31 marzo di ogni anno, il distributore è tenuto a comunicare all’Autorità, per ciascun impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima, individuata dal relativo codice, il numero totale di clienti e l’elenco dei comuni serviti al 31 dicembre dell’anno precedente a quello di comunicazione. Entro la stessa data e in modo contestuale, il distributore è altresì tenuto a comunicare le informazioni e i dati di cui ai successivi commi 28.2 e 28.3. Tutte le informazioni di cui al presente comma e ai successivi commi 28.2 e 28.3 vengono comunicate all’Autorità, distinguendo tra comuni nei quali il servizio è stato gestito per l’intero anno precedente e comuni nei quali il servizio è stato gestito per una parte dell’anno precedente; i dati relativi ai comuni in avviamento nell’anno precedente a quello di comunicazione non devono essere comunicati.
- 28.2 In relazione all’anno precedente a quello di comunicazione all’Autorità, il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima:
- a) per la verifica del rispetto degli obblighi di servizio relativi alla sicurezza:
    - i chilometri di rete posata al 31 dicembre dell’anno precedente alla comunicazione all’Autorità, suddivisi per rete MP e BP;
    - i chilometri di rete in acciaio posata al 31 dicembre dell’anno precedente alla comunicazione all’Autorità, suddivisi per rete MP e BP;
    - i chilometri di rete ispezionata nell’anno precedente alla comunicazione all’Autorità, suddivisi per rete MP e BP;
    - il numero di misure di potenziale di protezione catodica;
    - il numero di misure del grado di odorizzazione del gas distribuito;
    - .....
  - b) per la verifica del rispetto degli obblighi di servizio relativi alla continuità:
    - il numero di interruzioni con preavviso;
    - il numero di interruzioni con preavviso per le quali il distributore non abbia rispettato l’obbligo di cui al punto 22, comma 22.2 ed il numero totale di clienti coinvolti in tali interruzioni;
    - il numero di punti di alimentazione degli impianti ad alimentazione singola che al 31 dicembre dell’anno precedente alla comunicazione all’Autorità risultano ancora sprovvisti di telecontrollo;
    - il numero di gruppi finali ancora sprovvisti di doppia linea, suddividendo tra gruppi di antenna e non.

– .....

28.3 In relazione all'anno precedente a quello di comunicazione all'Autorità, il distributore è tenuto a comunicare per ogni impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima:

- a) per la verifica del rispetto dei livelli generali relativi alla sicurezza:
- il numero totale di dispersioni localizzate, suddivise tra dispersioni di classe 1, di classe 2 e di classe 3;
  - il numero di dispersioni localizzate di classe 2 per le quali non sia stato rispettato il tempo massimo al quale è riferito il livello generale di cui all'articolo 13, comma 13.2 suddividendo per le cause indicate dallo stesso comma;
  - il volume di gas totale immesso nella rete;
  - il volume di gas totale venduto attraverso la rete, suddividendo tra clienti vincolati e clienti idonei;
  - la quantità totale di odorizzante immesso in rete, misurato in chilogrammi e il tipo di odorizzante, suddividendo tra THT, TBM e altro;
  - il numero di dispersioni localizzate su rete ispezionata per chilometro di rete ispezionata, suddividendo per rete MP e BP, e ulteriormente in rete di acciaio, di ghisa, di materiale plastico e di altri materiali;
  - il numero di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata, suddividendo per rete MP e BP, e ulteriormente in rete di acciaio, di ghisa, di materiale plastico e di altri materiali;
  - il numero di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas;
  - .....
- b) per la verifica del rispetto dei livelli generali relativi alla continuità:
- la durata complessiva di interruzione per cliente delle interruzioni con preavviso e il numero totale di clienti coinvolti nelle interruzioni con preavviso;
  - la durata complessiva di interruzione per cliente delle interruzioni senza preavviso e il numero totale di clienti coinvolti nelle interruzioni senza preavviso;
  - il numero di chiamate per pronto intervento per interruzione o irregolarità della fornitura.
  - .....

28.4 L'Autorità può utilizzare le informazioni ed i dati di cui ai commi precedenti ai seguenti fini:

- a) controlli, anche a campione, per accertare la veridicità di tali informazioni e dati e assicurare il rispetto delle disposizioni contenute nella presente direttiva;
- b) pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

## *Titolo VII – Disposizioni finali*

### **Punto 29. Livelli generali di qualità definiti dal distributore**

- 29.1 Qualora il distributore definisca livelli generali di qualità riferiti a indicatori di sicurezza e di continuità previsti dalla presente direttiva, tali livelli devono essere migliori rispetto ai livelli di qualità definiti dai precedenti punto 13, comma 13.2, e punto 22, comma 22.2. Il distributore può definire livelli generali di qualità riferiti a indicatori di sicurezza e di continuità non previsti dalla presente direttiva.
- 29.2 L'esercente che definisce propri livelli di qualità ne dà comunicazione all'Autorità contestualmente alla comunicazione di cui al precedente punto 28, commi 28.1, 28.2, 28.3 e 28.4.

### **Punto 30. Date di decorrenza degli obblighi a carico del distributore**

### **Punto 31. Abrogazione di disposizioni**

Sono abrogate tutte le disposizioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 18 settembre 1995, recante lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore gas, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 223 del 23 settembre 1995.

### **Punto 32. Entrata in vigore**

La presente direttiva viene pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana ed entra in vigore il giorno successivo alla data di pubblicazione.

Tabella D – Elenco dei simboli utilizzati

<b>Simbolo</b>	<b>Significato</b>	<b>Punto o comma in cui è introdotto il simbolo</b>
<i>BP</i>	Bassa pressione	1 lett. e)
<i>MP</i>	Media pressione	1 lett. z)
<i>%MP</i>	Percentuale annua di rete di media pressione sottoposta ad ispezione	4.1
<i>LI<sub>MP</sub></i>	Lunghezza della rete MP sottoposta ad ispezione con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile	4.1
<i>LP<sub>MP</sub></i>	Lunghezza della rete MP posata al 31 dicembre dell'anno di calcolo	4.1
<i>%BP</i>	Percentuale annua di rete di bassa pressione sottoposta ad ispezione	5.1
<i>LI<sub>BP</sub></i>	Lunghezza della rete in BP sottoposta ad ispezione con automezzo attrezzato e/o con strumentazione portatile	5.1
<i>LP<sub>BP</sub></i>	Lunghezza della rete in BP posata al 31 dicembre dell'anno di calcolo	5.1
<i>NPC<sub>km</sub></i>	Numero annuo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete posata in acciaio	6.1
<i>LPA<sub>MP</sub></i>	Lunghezza di rete posata in acciaio MP al 31 dicembre dell'anno di calcolo	6.1
<i>LPA<sub>BP</sub></i>	Lunghezza di rete posata in acciaio BP al 31 dicembre dell'anno di calcolo	6.1
<i>NOD<sub>NU</sub></i>	Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas effettuate in punti diversi e codificati della rete per migliaio di clienti	7.1
<i>NOD</i>	Numero annuo di misure del grado di odorizzazione del gas effettuate in punti diversi e codificati della rete	7.1
<i>NU</i>	Numero di clienti, vincolati ed idonei, allacciati all'impianto di distribuzione ad alimentazione singola o plurima al 31 dicembre dell'anno di calcolo	7.1
<i>NOD<sub>NUmin</sub></i>	Numero annuo minimo di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti	7.2
<i>NPI</i>	Numero di punti di alimentazione dell'impianto ad alimentazione singola o plurima	7.3
<i>NCOM</i>	Numero di comuni serviti dall'impianto ad alimentazione singola o plurima	7.3
<i>α</i>	Coefficiente pari al numero di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti e per chilometro di rete posata	7.3
<i>β</i>	Coefficiente pari al numero di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti	7.3
<i>X<sub>α</sub></i>	Valore attribuito ad α	7.3
<i>X<sub>β</sub></i>	Valore attribuito ad β	7.3
<i>%gnc</i>	Percentuale di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	9

<b>Simbolo</b>	<b>Significato</b>	<b>Punto o comma in cui è introdotto il simbolo</b>
<i>GV</i>	Volume totale di gas venduto a clienti vincolati o che abbiano rinunciato ad avvalersi della facoltà di acquistare il gas da altri soggetti diversi dal distributore dalla cui rete di distribuzione sono alimentati	9
<i>GVT</i>	Volume totale di gas vettoriato attraverso l'impianto ad alimentazione singola o plurima di distribuzione	9
<i>GI</i>	Volume totale di gas immesso nell'impianto ad alimentazione singola o plurima	9
<i>DL<sub>kmI</sub></i>	Numero di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata	10.1
<i>DL</i>	Numero di dispersioni localizzate sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi	10.1
<i>DT<sub>kmI</sub></i>	Numero di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata	11.1
<i>DT</i>	Numero di dispersioni localizzate sulla rete di distribuzione e sulla parte interrata degli impianti di derivazione di utenza su segnalazione di terzi, escluse le dispersioni dovute a danneggiamento delle tubazioni da parte di terzi	11.1
<i>NPID</i>	Numero annuo di chiamate per pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di dispersione di gas, con esclusione delle chiamate relative a dispersioni provocate da danneggiamento di terzi all'impianto di distribuzione, per migliaio di clienti	12
<i>NPI<sub>DISP</sub></i>	Numero annuo di chiamate per pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di dispersione di gas, con esclusione delle chiamate relative a dispersioni provocate da danneggiamento di terzi all'impianto di distribuzione	12
<i>t<sub>i</sub></i>	Durata media dell'interruzione i-esima	18
<i>D</i>	Durata complessiva di interruzione per cliente	19.1
<i>U<sub>i</sub></i>	Numero totale di clienti coinvolti nell'interruzione i-esima	19.1
<i>NPII</i>	Numero annuo di chiamate di pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di interruzione o di irregolarità di fornitura di gas per migliaio di clienti	21
<i>NPI<sub>I</sub></i>	Numero annuo di chiamate di pronto intervento da parte di terzi per segnalazione di interruzione o di irregolarità di fornitura di gas	21
<i>NU<sub>emerg</sub></i>	Numero di clienti ai quali sia stata provocata una interruzione senza preavviso a causa di un'emergenza	23.1
<i>X<sub>e</sub></i>	Valore minimo in euro del danno provocato a cose da un evento derivante dall'uso di gas combustibile al fine di definire tale evento come incidente da gas	24.1

**APPENDICE C: ESEMPIO DI APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA PER IL CALCOLO DEGLI INDICI DI SICUREZZA E DI CONTINUITÀ DI UN IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE AD ALIMENTAZIONE SINGOLA O PLURIMA.**

Al fine di favorire la comprensione della metodologia proposta per l'attribuzione di un indice di sicurezza e di continuità per ogni impianto, si propone di seguito un esempio di calcolo.

Nell'esempio si sono utilizzati per ogni indicatore i pesi ipotetici indicati nelle tabelle 6 e 7 ed i livelli generali ipotetici indicati nelle tabelle 8 e 9.

*Tabella 6 – Pesi attribuiti agli indicatori di sicurezza: ipotesi quantitative*

<b>Indicatore</b>	<b>Peso</b>
Percentuale annua di rete MP ispezionata	8
Percentuale annua di rete BP ispezionata	8
Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionato	15
Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata	8
Percentuale minima di dispersioni localizzate di classe 2 con tempo di eliminazione non superiore al tempo massimo $T_l$	8
Numero annuo minimo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio posata	8
Numero annuo minimo di misure del grado di odorizzazione del gas distribuito per migliaio di clienti	15
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti	8
Percentuale annua massima di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	22
<b>Totale</b>	<b>100</b>

*Tabella 7 – Pesi attribuiti agli indicatori di continuità: ipotesi quantitative*

<b>Indicatore</b>	<b>Peso</b>
Percentuale minima di clienti con tempo di preavviso al cliente di almeno 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso	10
Percentuale minima di interruzioni con preavviso la cui durata media sia non superiore a 8 ore	10
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso	20
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso	25
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti	35
<b>Totale</b>	<b>100</b>

*Tabella 8 – Livelli generali attribuiti agli indicatori di sicurezza: ipotesi quantitative*

<b>Indicatore</b>	<b>Livello generale</b>
Percentuale annua di rete MP ispezionata	90%
Percentuale annua di rete BP ispezionata	70%
Numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionato	0,1
Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete posata	0,1
Percentuale minima di dispersioni localizzate di classe 2 con tempo di eliminazione non superiore al tempo massimo $T_l$	90%
Numero annuo minimo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio posata	0,07
Numero annuo minimo di misure del grado di odorizzazione del gas distribuito per migliaio di clienti	8
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti	6
Percentuale annua massima di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	0,1%

*Tabella 9 – Livelli generali attribuiti agli indicatori di continuità: ipotesi quantitative*

<b>Indicatore</b>	<b>Livello generale</b>
Percentuale minima di clienti con tempo di preavviso al cliente di almeno 3 giorni lavorativi per interruzioni con preavviso	95%
Percentuale minima di interruzioni con preavviso la cui durata media sia non superiore a 8 ore	90%
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso	0,1
Valore massimo della durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso	0,1
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di erogazione di gas per migliaio di clienti	3

Tabella 10 – Esempio di calcolo dell'indice di sicurezza di un impianto

<b>Indicatore</b>	<b>Livello effettivo</b>	<b>Indice parziale</b>	<b>Indice parziale pesato</b>
Percentuale annua di rete MP ispezionata	<b>80%</b>	$0,8/0,9 * 100 = 88,9^{37}$	$88,9 * 8/100 = 7,1$
Percentuale annua di rete MP ispezionata	<b>35%</b>	$0,35/0,7 * 100 = 50,0^{38}$	$50,0 * 8/100 = 4,0$
Numero annuo di dispersioni localizzate per km di rete ispezionata	<b>0,2</b>	$0,1/0,2 * 100 = 50,0^{39}$	$50,0 * 15/100 = 7,5$
Numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per km di rete posata	<b>0,12</b>	$0,1/0,12 * 100 = 83,3^{40}$	$83,3 * 8/100 = 6,7$
Percentuale minima di dispersioni localizzate di classe 2 con tempo di eliminazione non superiore al tempo massimo $T_I$	<b>85%</b>	$0,85/0,90 * 100 = 94,4^{41}$	$94,4 * 8/100 = 7,6$
Numero annuo minimo di misure di potenziale di protezione catodica per chilometro di rete in acciaio posata	<b>0,06</b>	$0,06/0,07 * 100 = 85,7^{42}$	$85,7 * 8/100 = 6,9$
Numero annuo minimo di misure del grado di odorizzazione del gas distribuito per migliaio di clienti	<b>7,5</b>	$7,5/8 * 100 = 93,8^{43}$	$93,8 * 15/100 = 14,1$
Numero annuo massimo di chiamate per pronto intervento per dispersione di gas per migliaio di clienti	<b>6,0</b>	$1/6 * 100 = 16,7^{44}$	$16,7 * 8/100 = 1,3$
Percentuale annua massima di gas non contabilizzato depurata degli errori sistematici di misura	<b>0,3%</b>	$0,001/0,003 * 100 = 33,3^{45}$	$33,3 * 22/100 = 7,3$
		<b>Indice di sicurezza dell'impianto</b>	<b>62,5</b>

<sup>37</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 90\%$ .

<sup>38</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 70\%$ .

<sup>39</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 0,1$ .

<sup>40</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 0,1$ .

<sup>41</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 90\%$ .

<sup>42</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 0,07$ .

<sup>43</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 8$ .

<sup>44</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 1$ .

<sup>45</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 0,5\%$ .

Tabella 11 – Esempio di calcolo dell'indice di continuità di un impianto

<b>Indicatore</b>	<b>Livello effettivo</b>	<b>Indice parziale</b>	<b>Indice parziale pesato</b>
Percentuale di interruzioni con preavviso con tempo di preavviso non inferiore a 3 giorni lavorativi	<b>88%</b>	$0,88/0,95 * 100 = 92,6^{46}$	$92,6 * 10/100 = 9,3$
Percentuale di interruzioni con preavviso la cui durata media, sia non superiore a 8 ore	<b>85%</b>	$0,85/0,90 * 100 = 94,4^{47}$	$94,4 * 10/100 = 9,4$
Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni con preavviso	<b>0,12</b>	$0,1/0,12 * 100 = 83,3^{48}$	$83,3 * 20/100 = 16,7$
Durata complessiva di interruzione per cliente per le interruzioni senza preavviso	<b>0,2</b>	$0,1/0,2 * 100 = 50,0^{49}$	$50,0 * 25/100 = 12,5$
Numero annuo di chiamate per pronto intervento per interruzione o per irregolarità di fornitura di gas per migliaia di clienti	<b>5,0</b>	$3/5 * 100 = 60,0^{50}$	$60,0 * 35/100 = 21,0$
		<b>Indice di continuità dell'impianto</b>	<b>68,9</b>

Nell'ipotesi che la soglia degli indici di sicurezza e di continuità di impianto definita dall'Autorità al fine di considerare adeguato il livello di qualità tecnica del servizio sia 60, l'impianto considerato presenterebbe un livello adeguato di sicurezza e di continuità in quanto ciascuno dei due indici risulta superiore a 60.

<sup>46</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 95\%$ .

<sup>47</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\geq 90\%$ .

<sup>48</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 0,1$ .

<sup>49</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 0,1$ .

<sup>50</sup> E' uguale a 100 se il livello effettivo è  $\leq 3$ .