

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE A. I. R.

**TESTO INTEGRATO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITA' DEI
SERVIZI DI DISTRIBUZIONE, MISURA E VENDITA DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2008-2011**

(deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07)

INDICE

Premessa	3
1) Contesto normativo.....	5
1.1) Normativa generale e procedurale	5
1.2) Normativa della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura	6
1.3) Normativa della regolazione della qualità del servizio di vendita	8
2) Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi dell'Autorità	11
2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio	11
2.1.1 Continuità del servizio: a) livelli medi per ambito territoriale.....	11
2.1.2 Continuità del servizio: b) livelli individuali per clienti MT	12
2.1.3 Qualità della tensione.....	13
2.1.4 Qualità commerciale	13
2.2) Motivazioni tecniche, economiche e sociali	14
2.2.1 Servizio di distribuzione	14
2.2.2 Servizio di vendita	15
2.3) Obiettivi dell'Autorità.....	16
3) I destinatari dell'intervento e il processo di consultazione	17
3.1) I destinatari dell'intervento	17
3.2) Il processo di consultazione	18
3.2.1 Ricognizione preliminare.....	18
3.2.2 Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti.....	19
3.2.3 Seconda fase di consultazione con proposte di dettaglio e quantitative	20
3.2.4 Terza fase di consultazione con schema di articolato.....	21
4) Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....	22
4.1) Obiettivo A): migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT.....	22
4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare...22	
4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione.....	25
4.1.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione ..26	
4.1.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione	29
4.1.5 Proposte finali del terzo documento di consultazione	30
4.1.6 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione	31
4.2) Obiettivo B): aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni ...	32
4.2.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare...32	
4.2.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione.....	35
4.2.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione ..36	
4.2.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione	38
4.2.5 Proposte finali del terzo documento di consultazione e deliberazione n. 281/07	39
4.2.6 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione	40

5) Provvedimento finale	41
5.1) Parte I: regolazione della continuità del servizio di distribuzione	41
5.1.1 Titolo 1 – Disposizioni generali.....	41
5.1.2 Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni	41
5.1.3 Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio.....	44
5.1.4 Titolo 4 – Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso	44
5.1.5 Titolo 5 – Regolazione individuale per clienti MT e altre utenze MT	48
5.1.6 Titolo 6 – Interruzioni con preavviso.....	50
5.1.7 Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese.....	51
5.1.8 Titolo 8 – Qualità della tensione e contratti per la qualità.....	52
5.2) Parte II: regolazione della qualità commerciale.....	52
5.2.1 Titolo 1 – Disposizioni generali.....	53
5.2.2 Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale.....	53
5.2.3 Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale	56
5.2.4 Titolo 4 – Indennizzi automatici	57
5.2.5 Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione.....	59
5.2.6 Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale	59
5.3) Abrogazioni e disposizioni transitorie	60
Appendici	63
Appendice 1. Soggetti intervenuti nelle tre fasi di consultazione	63
Appendice 2. <i>Executive summary della ricerca demoscopica sui clienti finali, domestici e non domestici, di energia elettrica</i>	64
Appendice 3. Criteri utilizzati per la valutazione preliminare delle opzioni alternative di regolazione	72

PREMESSA

La presente Relazione di Analisi di impatto della regolazione illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 dicembre 2007, n. 333/07 "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011".

La deliberazione n. 333/07 è uno dei provvedimenti emanati dall'Autorità nel quadro del procedimento avviato con delibera dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 –2011" (di seguito richiamato anche procedimento n. 209/06).

Il procedimento n. 209/06 in materia di regolazione della qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione n. 208/06. Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR) avviata con deliberazione 203/05.

La presente relazione AIR illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento n. 209/06, nel corso del quale sono stati emanati tre documenti per la consultazione con riferimento ai servizi di distribuzione, misura e vendita¹:

- 1) il documento diffuso il 4 aprile 2007, concernente "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", atto n. 16/07 (di seguito: primo documento per la consultazione) conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni e elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- 2) il documento diffuso il 2 agosto 2007, concernente "Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", atto n. 36/07 (di seguito: secondo documento per la consultazione) conteneva le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute;
- 3) il documento diffuso il 26 novembre 2007, recante lo schema di provvedimento del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, atto n. 46/07 (di seguito: terzo documento per la consultazione).

¹ Con riferimento al servizio di trasmissione, è stato diffuso il 6 dicembre 2007 anche un quarto documento per la consultazione, contenente uno schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 (atto n. 53/07). Non essendo la regolazione del servizio di trasmissione oggetto del provvedimento a cui si riferisce questa Relazione AIR, il quarto documento di consultazione non è rilevante ai fini della presente relazione.

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: Testo integrato qualità 2008-2011), approvato con la deliberazione n. 333/07, di cui costituisce l'Allegato A, contiene tutte le norme regolatorie applicabili ai servizi di distribuzione, misura e vendita per quanto concerne la regolazione della qualità di tali servizi². In particolare, sono confluite nel Testo integrato qualità 2008-2011 le seguenti deliberazioni, emanate dopo l'avvio del procedimento:

- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito: deliberazione n. 172/07) e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione, recante la disciplina applicabile a tutela dei clienti interessati da interruzioni prolungate e estese;³
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07 (di seguito: deliberazione n. 281/07) recante regole di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

La presente Relazione AIR non si riferisce all'altro provvedimento emanato in esito al procedimento n. 209/06, la deliberazione 27 dicembre 2007 n. 341/07 (Regolazione della qualità del servizio di trasmissione), per la quale si rinvia a una separata Relazione AIR.

² Esso sostituisce il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici vigente per il periodo di regolazione 2004-2007 (Allegato A alla deliberazione n. 4/04 e successive modifiche e integrazioni). La deliberazione n. 333/07 indica i limiti nei quali continuano ad applicarsi nel 2008, per esigenze di gradualità o per la regolazione di partite economiche relative al 2007, alcune norme del Testo integrato qualità 2004-2007.

³ La deliberazione n. 172/07 è stata assunta a seguito di una serie di tre consultazioni, condotte anche prima dell'avvio del procedimento n. 209/06..

1) CONTESTO NORMATIVO

Questa sezione della Relazione AIR illustra il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica dell'intervento regolatorio. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che disciplina la materia oggetto del provvedimento che definisce il contesto normativo e che è stata considerata nella formulazione e nella definizione del provvedimento finale: la normativa di carattere generale e procedurale; la normativa relativa alla qualità dei servizi di distribuzione e misura; la normativa relativa alla qualità del servizio di vendita.

1.1) Normativa generale e procedurale

La legge 14 novembre 1995, n. 481/95, all'art. 2, comma 12, lettere *g*) e *h*), attribuisce all'Autorità, tra le varie funzioni, quella di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente. La legge attribuisce altresì all'Autorità il compito di determinare i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dalla stessa. Questi sono i fondamenti normativi della regolazione della qualità del servizio, che trova nella legge anche i necessari collegamenti con la regolazione tariffaria [art. 2, comma 12, lettere *d*) ed *e*)]. In particolare, l'Autorità ha autonomamente deciso di rivedere la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza quadriennale della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato di legge per "standard almeno triennali" di cui all'art.2, comma 19, lettera *a*), della legge n. 481/95.

Il provvedimento si inserisce coerentemente nel quadro normativo comunitario delineato per il settore elettrico dalla direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 (norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE). Sotto questo profilo, le norme più rilevanti sono quelle relative al nuovo assetto del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali, operativo dall'1 luglio 2007 in base alle disposizioni previste dal decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, emanato nelle more del completo recepimento della direttiva 2003/54/CE e convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: legge n. 125/07).

Prima di passare all'esame di maggior dettaglio della normativa specifica, si richiamano le principali norme di carattere procedurali applicabili. I procedimenti generali dell'Autorità sono disciplinati dalle norme di cui alla deliberazione dell'Autorità 20 maggio 1997, n. 61/07. In attuazione dell'articolo 12 della legge del 29 luglio 2003, n. 229, l'Autorità ha avviato con la propria deliberazione 28 settembre 2005 n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05) una sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione. Come anticipato in premessa, il procedimento n. 209/06 è stato indicato dall'Autorità tra quelli inseriti nella sperimentazione AIR. Infine, tra le norme generali è da richiamare il Testo integrato *unbundling* che raccoglie le norme dell'Autorità in materia di separazione amministrativa, funzionale e contabile dei servizi funzionali all'erogazione dell'energia elettrica e del gas.

Il Riquadro 1 compendia il quadro normativo generale e procedura sopra richiamato.

Riquadro 1 – quadro normativo generale e procedurale

Norme comunitarie

- direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a “*Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE*”;

Norme statali

- legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), recante “*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*”, ed in particolare l’articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) recante “*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica*”;
- decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante “*Misure urgenti per l’attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell’energia*”, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Norme procedurali

- deliberazione dell’Autorità 20 maggio 1997, n. 61/97 recante “*Avvio di procedimento per la definizione di direttive agli esercenti l’attività di vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481/95*”;
- legge del 29 luglio 2003 n. 229, recante “*Interventi in materia di qualità della regolazione, riassetto normativo e codificazione - Legge di semplificazione 2001*”, in particolare art. 12;
- deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2005 n. 203/05, recante “*Avvio della sperimentazione triennale della metodologia di Analisi di impatto della regolazione - Air - nell’Autorità per l’energia elettrica e il gas*”;
- deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 recante “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 –2011*”;

Norme di unbundling

- deliberazione dell’Autorità 20 maggio 2007, n. 11/07 recante “*Obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas*”.

1.2) Normativa della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura

La normativa vigente fino a tutto il 2007 riguardante la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica è oggetto del Testo integrato della qualità per il periodo di regolazione 2004-2007, approvato con la deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo integrato previgente).

Il Testo integrato della qualità per il periodo di regolazione 2004-2007 è suddiviso in due Parti: la Parte I contiene l’insieme delle norme finalizzate alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica; la Parte II contiene l’insieme delle norme finalizzate alla regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica.

In tema di regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica, i due meccanismi vigenti principali sono i seguenti:

- a) regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe;

- b) regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per clienti alimentati in media tensione.

Entrambe queste regolazioni sono basate su obblighi di registrazione delle interruzioni definite nello stesso Testo integrato, nel quale sono presenti anche norme in tema di misurazione individuale della qualità della tensione, contratti per la qualità e obblighi di servizio per le interruzioni con preavviso.

La regolazione incentivante, per ambiti territoriali, della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe è basata sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ogni ambito territoriale in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione e "convergenti" verso livelli obiettivi differenziati solo per grado di concentrazione. Dopo aver fissato i livelli tendenziali per ciascun ambito territoriale, all'inizio del periodo regolatorio e per l'intera durata dello stesso, l'Autorità verifica ogni anno se tali livelli tendenziali sono stati raggiunti; nel caso siano stati raggiunti livelli effettivi migliori dei livelli tendenziali, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo (proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato), mentre se non sono stati raggiunti l'impresa è tenuta a versare una penalità. Sono previsti tetti massimi agli incentivi e alle penalità con lo scopo di contenere il rischio economico associato a questa regolazione incentivante, che ha prodotto notevoli effetti di miglioramento dei "minuti persi" a livello nazionale e regionale (si veda il paragrafo successivo in tema di analisi degli effetti della regolazione).

La regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti alimentati in media tensione è in vigore dal 2006. Gli standard applicabili sono differenziati per grado di concentrazione e si riferiscono alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice (massimo 3 interruzioni all'anno per i clienti serviti in ambiti in alta concentrazione, 4 per quelli serviti in ambiti in media concentrazione e 5 per quelli serviti in ambiti in bassa concentrazione). In caso di mancato rispetto degli standard individuali, le imprese distributrici sono tenute al versamento di una penalità (fino a un tetto massimo). I clienti che subiscono un numero di interruzioni annue superiore allo standard ad essi applicabile possono avere titolo ad indennizzi automatici se dimostrano di aver adeguato i propri impianti di utenza ai requisiti di selettività delle protezioni fissati dall'Autorità. Sono stati stabiliti requisiti semplificati per impianti di utenza semplici e di potenza limitata. I clienti che non adeguano i propri impianti ai requisiti di selettività delle protezioni sono tenuti al pagamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS); l'ammontare del CTS è trattenuto dalle imprese distributrici fino a una concorrenza massima (1% dei ricavi riconosciuti per la tipologia di utenza "clienti in media tensione per altri usi") e il resto è versato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico⁴.

A causa dei limiti delle modalità di registrazione delle interruzioni, la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni è stata applicata, nel corrente periodo di regolazione, solo ai clienti alimentati in media tensione e alle interruzioni lunghe. Sono state già introdotte alcune modifiche degli obblighi di registrazione delle interruzioni che permetteranno di estendere questo tipo di regolazione nel prossimo periodo di regolazione:

- a) ai clienti BT, dal momento che sono stati introdotti nuovi obblighi di registrazione del numero e dell'elenco dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti, che

⁴ Per maggiori dettagli si veda la relazione tecnica alla deliberazione 28 dicembre 2004, n. 247/04 che ha introdotto la regolazione individuale per i clienti MT: <http://www.autorita.energia.it/docs/04/rt247-04.pdf>.

entreranno in vigore con gradualità nel corso del terzo periodo di regolazione (deliberazione 20 giugno 2006, n. 122/06);

- b) per quanto riguarda i clienti MT, anche alle interruzioni brevi, dal momento che dal 2006 la registrazione di tali interruzioni deve essere effettuata in assetto reale di rete e quindi è possibile associare individualmente ogni interruzione, lunga e breve, ai clienti MT effettivamente coinvolti.

Per quanto riguarda le interruzioni prolungate o estese, sono stati introdotti con la deliberazione n 172/07 standard di qualità associati a indennizzi automatici e strumenti di ristoro per i clienti, anche in bassa tensione, coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe o estese. I nuovi standard specifici di qualità con indennizzi automatici anche per clienti BT sono applicabili a partire dal 2008, secondo la gradualità già introdotta con la deliberazione n. 122/06 per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni.

Le principali disposizioni in materia di qualità della tensione riguardano: la misurazione individuale delle interruzioni e della qualità della tensione per i clienti alimentati in media tensione (obbligo di installazione per l'impresa distributrice, su richiesta del cliente, di un misuratore dei parametri della qualità della tensione, con costi a carico del cliente); i contratti per la qualità, per la cui stipula l'Autorità ha fissato alcuni criteri basilari elencati all'articolo 38 del Testo integrato della qualità; i sistemi di registrazione della qualità della tensione sulle reti di distribuzione AT.

Infine, la Parte I del Testo integrato della qualità vigente fino al 2007 prevedeva alcune esenzioni dalla regolazione della continuità del servizio per imprese o ambiti territoriali di minori dimensioni.

1.3) Normativa della regolazione della qualità del servizio di vendita

La Parte II del Testo integrato della qualità contiene l'insieme delle norme finalizzate alla regolazione dei livelli (standard) specifici e generali della qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica. Anche per la qualità commerciale, il Testo integrato della qualità prevede attualmente alcune esenzioni dalla regolazione per imprese di minori dimensioni, ciò comportando un differente trattamento dei clienti sotto il profilo delle garanzie di qualità del servizio.

La qualità commerciale è relativa alle prestazioni richieste dai clienti, quali allacciamenti, attivazioni, verifiche tecniche, rettifiche di fatturazioni e altri. Tali attività possono riferirsi sia alla distribuzione che alla vendita, ma in generale il cliente le richiede all'esercente di vendita. La regolazione della qualità commerciale è in vigore sin dal 1° luglio 2000, e prevede standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti.

Gli standard di qualità commerciale sono già stati separati per le diverse attività fin dal 2004, pur non essendo a quel tempo ancora separati i soggetti che effettuano tali attività, almeno per quanto riguarda la separazione tra distribuzione e misura da una parte e vendita al mercato vincolato dall'altra. In particolare, i soggetti esercenti la vendita di energia elettrica aventi più di 5.000 clienti finali sono tenuti:

- a) al rispetto di uno standard specifico di qualità commerciale relativo al tempo massimo per le rettifiche di fatturazione di importi già versati, soggetto a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto per cause imputabili all'esercente;
- b) al rispetto di uno standard generale di qualità commerciale relativo al tempo massimo per la risposta a reclami (da rispettare nel 90% dei casi per l'utenza domestica e nel 95% dei casi per l'utenza non domestica, su base provinciale e annua);
- c) al versamento ai clienti finali del mercato libero degli indennizzi automatici eventualmente versati dall'impresa distributrice al venditore che opera con mandato senza rappresentanza del cliente finale.

All'avvio del procedimento n. 209/06, i venditori di elettricità non erano ancora soggetti a obblighi di registrazione e di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni di qualità commerciale da parte dei clienti finali, a differenza dei venditori di gas naturale per i quali tali obblighi sono stati introdotti a seguito del documento per la consultazione emanato dall'Autorità il 2 maggio 2005. A differenza del settore gas, dove dal 2003 è in vigore l'obbligo di separazione societaria tra distributore e venditore, nel settore elettrico finora il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato e il servizio di distribuzione sono stati erogati dalla stessa impresa.

L'emanazione, nel corso del procedimento, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito con modificazioni con la legge n. 125/07, ha profondamente modificato il quadro normativo della vendita di energia elettrica, istituendo i servizi di vendita di maggior tutela e di vendita di salvaguardia e dettando norme di separazione societaria tra distribuzione e vendita. In ragione di questi cambiamenti normativi primari, l'Autorità ha valutato di limitare al minimo le modifiche alla regolazione della qualità del servizio di vendita e di effettuare nel corso del 2008 una ulteriore consultazione, congiunta con il settore gas, con particolare attenzione al tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti.

E' possibile che in esito a tale ulteriore consultazione si proceda, nel 2008, a stralciare tutte le norme relative alla qualità del servizio di vendita di energia elettrica e di gas in un unico, nuovo, Testo integrato della qualità dei servizi di vendita, nel quale potrebbero confluire anche le norme in materia di qualità dei servizi telefonici resi dai *call center* commerciali (deliberazione 19 giugno 2007, n. 139/07, di seguito: deliberazione n. 139/07), già applicabili a entrambi i settori⁵.

Il Riquadro 2 compendia il quadro normativo relativo alla regolazione della qualità dei servizi elettrici; sono richiamate anche alcune deliberazioni dell'Autorità in materia dei servizi gas, rilevanti per il principio di allineamento sopra richiamato.

⁵ Tale provvedimento è frutto di un'iniziativa dell'Autorità condotta tra il 2005 e il 2007 in materia di qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e gas, le cui tappe essenziali sono state la pubblicazione di un primo documento di consultazione (novembre 2005), l'avvio e la realizzazione di una indagine demoscopica pilota sulla soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center, l'avvio e la conduzione di un Gruppo di lavoro finalizzato all'individuazione di tutti gli elementi utili alla regolazione della qualità dei call center, e infine l'emanazione di un secondo documento per la consultazione (marzo 2007) contenente proposte per un sistema di benchmarking pubblico dei venditori, tramite un sistema di punteggi e tramite indagini periodiche regolari e su larga scala della soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center*. Si veda per maggiori dettagli la relazione tecnica pubblicata sul sito internet dell'Autorità <http://www.autorita.energia.it/docs/07/139-07rt.pdf>.

Riquadro 2 – quadro normativo relativo alla regolazione della qualità dei servizi

Qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

- deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 4/04 (di seguito: deliberazione n. 4/04), recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007*” e in particolare, l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;
- deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2004, n. 247/04 recante “*Indennizzi automatici ai clienti finali e altre utenze in alta e media tensione con elevato numero di interruzioni per gli anni 2006 e 2007 (modifiche e integrazione del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04)*”;
- deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2006, n. 122/06 recante “*Rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico (modifiche e integrazioni dell'articolo 14 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici)*”;
- deliberazione dell'Autorità 8 novembre 2006, n. 246/06 recante “*Modifiche al Testo integrato della qualità dei servizi elettrici di cui all'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04, e successive modificazioni*”;
- deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, recante “*Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*” come successivamente modificata e integrata;
- deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07, recante “*Direttiva per la tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese*” e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione;
- deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07 recante “*Obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e modifiche all'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04*”.

Qualità del servizio di vendita dell'energia elettrica

- deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04, recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007*” e in particolare, la Parte II dell'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;
- deliberazione dell'Autorità 19 giugno 2007, n. 139/07 recante “*Direttiva in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e di gas*”;

Qualità dei servizi gas

- deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 recante “*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*” e, in particolare, l'Allegato A come successivamente modificato e integrato;
- deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2005 n. 158/05 recante “*Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 168/04 in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*”;
- deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 recante “*Approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07*”;
- deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2007, n. 234/07 “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione, vendita e misura del gas per il terzo periodo di regolazione*”.

2) MOTIVAZIONI ALLA BASE DELL'INTERVENTO E OBIETTIVI DELL'AUTORITÀ

Questa sezione della Relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità, anche a seguito dell'attività di ricognizione inizialmente svolta, ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento, tenendo conto anche degli effetti della disciplina in vigore prima dell'emanazione della deliberazione n. 333/07.

2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio

Di seguito si analizzano i principali effetti della regolazione della qualità del servizio; per un'analisi quantitativa di maggior dettaglio, si rinvia all'Appendice 2 al documento di consultazione diffuso il 2 agosto 2007 ("Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo di regolazione 2008-2011). I dati contenuti in tale appendice fanno riferimento all'anno 2006.

2.1.1 Continuità del servizio: a) livelli medi per ambito territoriale

Gli indicatori di sistema della continuità del servizio riflettono i livelli di continuità misurati presso i clienti di bassa tensione e vengono valutati per ambito territoriale e per grado di concentrazione. Nei 7 anni di vigenza della regolazione incentivante della continuità del servizio (2000-2006) la durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe, al netto dei distacchi programmati e degli incidenti della rete di trasmissione nazionale, ha registrato un miglioramento complessivo del 66% passando da 192 minuti persi per cliente nel 1999 a 64 minuti persi nel 2006, mentre il numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe nello stesso periodo ha registrato un miglioramento del 37 % passando da 3,81 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,39 interruzioni per cliente nel 2006.

Da un più approfondito esame dei dati di continuità del servizio, in particolare:

- a) è continuato il processo di convergenza dei livelli di continuità del servizio tra regioni del Nord e regioni del Sud; i divari territoriali si sono notevolmente ridotti a parità di grado di concentrazione, ma restano ancora elevati alla luce degli ultimi dati disponibili (2006: 44 minuti al Nord, 59 al Centro, 95 al Sud, media nazionale 64; nel 1999 i valori erano rispettivamente 129, 204, 270 e 192);
- b) la durata cumulata di interruzione per cliente, attualmente valutata per ambito territoriale e per grado di concentrazione, ha raggiunto nel 2006 valori uguali o migliori del livello obiettivo per il 64% degli ambiti (60% in alta concentrazione, 66% in media concentrazione e 65% in bassa concentrazione) e per il 55% dei clienti (45% in alta concentrazione, 56% in media concentrazione e 68% in bassa concentrazione);
- c) nel corso degli anni 2000-2006 si è verificato un abbattimento dell'indicatore di durata media di interruzione per cliente che si è attestato a circa 27 minuti nel 2006 (al netto delle interruzioni attribuite a forza maggiore), partendo da un valore di circa 50 minuti nel 1999. Tale indicatore assume valori molto simili sia per grado di concentrazione (27 minuti per l'alta concentrazione, 27 minuti per la media

concentrazione e 26 minuti per la bassa concentrazione) che per circoscrizione (28 minuti nel Nord, 27 minuti nel Centro e 26 minuti nel Sud).

Anche il confronto europeo può essere di utilità:

- a) per quanto riguarda la durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe la Francia e l'Inghilterra nell'anno 2004, al netto degli eventi eccezionali, si sono attestate rispettivamente a circa 50 (senza considerare la BT) e 60 minuti persi per cliente;
- b) per quanto riguarda il numero di interruzioni senza preavviso la Francia e l'Inghilterra, sempre nell'anno 2004 e sempre al netto degli eventi eccezionali, hanno registrato un numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe pari rispettivamente a circa 1,25 e 0,8 interruzioni per cliente

Con riferimento alle interruzioni brevi, registrate in assetto di rete standard fino al 2006, i dati disponibili dal 2002 al 2006 mostrano un calo del 29 % circa del numero medio di interruzioni brevi a livello nazionale, essendo passate da 6,73 interruzioni brevi per cliente nel 2002 a 4,79 nel 2006. Non sono disponibili confronti internazionali attendibili sulle interruzioni brevi.

Per quanto riguarda le interruzioni con preavviso nel 2006 i minuti persi per cliente di bassa tensione a livello nazionale sono stati 54 a fronte di un numero medio di interruzioni per cliente pari a 0,54. Rispetto all'anno 2000 si è registrato un miglioramento del 35 % per quanto riguarda i minuti persi e un miglioramento del 44 % per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente. Si ricorda che le interruzioni con preavviso sono escluse sia dalla regolazione incentivante della durata per ambiti territoriali, sia dal conteggio delle interruzioni valide ai fini della regolazione individuale del numero massimo di interruzioni.

2.1.2 Continuità del servizio: b) livelli individuali per clienti MT

Per quanto riguarda gli effetti della regolazione individuale del numero massimo di interruzioni, dal 2006 la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti alimentati in media tensione (di seguito: clienti MT). Gli standard applicabili sono differenziati per grado di concentrazione e si riferiscono alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice (massimo 3 interruzioni per i clienti serviti in ambiti in alta concentrazione, 4 per quelli serviti in ambiti in media concentrazione e 5 per quelli serviti in ambiti in bassa concentrazione; sono escluse alcune tipologie di interruzioni). Sono disponibili i dati del primo anno di attuazione (2006) della regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per clienti MT. In sintesi:

Per il mancato rispetto degli standard di qualità per clienti di media tensione relativamente all'anno 2006, le imprese distributrici hanno subito complessivamente una penalità pari a circa 3,5 milioni di euro (per il 2006, tali penalità sono transitoriamente calcolate solo in relazione ai clienti alimentati in alta e media tensione con potenza disponibile maggiore di 500 kW).

I clienti MT che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (di seguito: clienti "peggio serviti"), sono localizzati nella maggior parte nelle regioni del Sud: la percentuale dei clienti "peggio serviti" nelle regioni del Sud è di circa 21%, ben oltre il valore medio nazionale (7%). Per ricevere l'indennizzo i clienti MT che subiscono interruzioni in misura superiore agli standard devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza. Qualora i clienti non presentino tale dichiarazione, la penalità viene versata

dall'impresa distributrice alla Cassa conguaglio e ha l'effetto di alleviare la tariffa media nazionale.

Al Nord, dove i clienti con troppe interruzioni sono meno che al Sud, i clienti sono più "sensibili" alla nuova regolazione e hanno inviato la dichiarazione di adeguatezza in misura superiore rispetto al Sud. Da una stima effettuata dall'Autorità, se tutti i clienti con più interruzioni dello standard avessero inviato la dichiarazione di adeguatezza, avrebbero ricevuto un indennizzo medio pari a circa 2.000 € per ciascun cliente interessato (tale valore ammonta a circa 3.500 € per i clienti con potenza disponibile maggiore di 500 kW).

Nel complesso, la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per clienti MT sta dispiegando i propri effetti nei confronti delle imprese distributrici (dal 2007 la platea di clienti rispetto ai quali verranno calcolate le penalità si allarga a tutti i clienti con potenza superiore a 100 kW), mentre si registrano lentezze nel processo di adeguamento dei clienti MT.

2.1.3 Qualità della tensione

Come già accennato in precedenza nella parte introduttiva, sono in corso due iniziative di monitoraggio sulle reti di media tensione riguardanti la qualità della tensione e la potenza di corto circuito:

- a) per quanto riguarda la qualità della tensione, è in funzione presso il CESI RICERCA il sistema di monitoraggio della qualità della tensione delle reti di distribuzione in media tensione. Gli obiettivi di questo progetto, promosso dall'Autorità e finanziato dalla Ricerca di sistema, sono stati indicati nel documento per la consultazione del 6 aprile 2005; tra questi rientrava la promozione della misurazione individuale della qualità della tensione, preparatoria alla stipula dei contratti per la qualità. Il panorama relativo al monitoraggio della qualità della tensione è completato dagli obblighi di misurazione introdotti con la deliberazione n. 210/05, per quanto riguarda la distribuzione in alta tensione, e con la deliberazione n. 250/04 per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale. I sistemi di monitoraggio sono stati messi in servizio nel corso del 2006; nel corso del procedimento sono stati pubblicati i primi risultati significativi (campagna annuale) di rilevazione dei buchi di tensione⁶;
- b) per quanto riguarda la potenza di corto circuito, nel corso del 2006 sono stati acquisiti dalle principali imprese di distribuzione dati sulla potenza di corto circuito su un campione di oltre 50.000 nodi di reti di media tensione (corrispondenti a oltre 1.500 linee MT); la raccolta di tali dati è stata finalizzata all'effettuazione di una "radiografia" delle reti di distribuzione in Italia ai fini della valutazione della "robustezza elettrica" in termini di potenza di corto circuito minima, secondo la metodologia sviluppata a tale proposito nell'ambito della ricerca di sistema.

2.1.4 Qualità commerciale

Infine, in merito alla qualità commerciale, nel secondo periodo di regolazione gli standard generali e specifici di qualità sono stati suddivisi tra i soggetti esercenti il servizio di

⁶ I dati del monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT possono essere consultati in forma aggregata in un'apposita sezione sul sito internet della Ricerca di sistema (<http://queen.ricercadisistema.it/>).

distribuzione, di misura e di vendita. I dati relativi all'anno 2006 indicano che sul fronte degli standard generali le percentuali di rispetto di alcune prestazioni sono inferiori agli standard definiti dall'Autorità. In particolare, con riferimento ai clienti di bassa tensione, le verifiche della tensione di alimentazione e le risposte ai reclami scritti o a richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione hanno dato luogo a percentuali di successo decisamente inferiori rispetto agli standard (80 % in luogo del 90% per le verifiche della tensione e 76 % in luogo del 90% per le risposte ai reclami scritti o a richieste di informazioni scritte). Per le verifiche del gruppo di misura la percentuale di successo registrata è al limite dello standard (90% di casi trattati nei tempi previsti dallo standard).

Per quanto riguarda gli standard specifici relativi al servizio di distribuzione i dati relativi al 2006 indicano una certa criticità per lo standard relativo alla riattivazione in seguito a sospensione per morosità (in termini di numerosità di mancati rispetti dello standard, circa 31.000 prestazioni su circa 863.000 casi di riduzione di potenza o distacco per morosità per i clienti, domestici e non domestici, di bassa tensione).

2.2) Motivazioni tecniche, economiche e sociali

2.2.1 Servizio di distribuzione

Per il servizio di distribuzione la principale esigenza tecnico-economica di regolazione della qualità dei servizi è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge n. 481/95, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del price-cap stimoli ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi necessarie a ottenere superiori livelli di efficienza possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito.

L'analisi dei principali indicatori di qualità del servizio effettuata nel capitolo precedente mostra che la regolazione incentivante, introdotta nel primo periodo di regolazione e sostanzialmente confermata nel secondo periodo di regolazione sta per raggiungere completamente i propri obiettivi in termini di raggiungimento dei livelli obiettivo per la durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe (minuti persi per cliente all'anno). E' ragionevole aspettarsi che, nella larga maggioranza degli ambiti territoriali si registreranno, per la fine del 2007, livelli di qualità migliori o uguali di quelli obiettivo. Gli ambiti in cui questo non si verificherà saranno prevalentemente concentrati in alcune regioni del Sud (Campania e Sicilia in particolare).

D'altra parte, il confronto internazionale mostra che l'Italia, nonostante i forti miglioramenti ottenuti in termini di durata delle interruzioni (che hanno permesso al nostro Paese di collocarsi, per l'indicatore di durata, nelle primissime posizioni a livello europeo), non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente.

Queste sono le motivazioni alla base degli obiettivi generali indicati nella deliberazione n. 209/06 che hanno guidato il procedimento n. 209/06 e che ispirano la regolazione della qualità del servizio di distribuzione nel periodo di regolazione 2008-2011:

2.2.2 Servizio di vendita

La regolazione della qualità del servizio di vendita deve tenere conto delle caratteristiche peculiari di questo servizio rispetto ai servizi di trasmissione e distribuzione, in particolare in termini di apertura alla concorrenza.

Se nel settore della vendita si dispiegasse una concorrenza perfetta, l'intervento di regolazione della qualità non sarebbe necessario e potrebbe risultare anzi persino distorto del mercato. E' di tutta evidenza, però, che il dispiegarsi della concorrenza nella vendita richiederà tempo e che un intervento di regolazione della qualità del servizio nel segmento della vendita è giustificato sia dall'assetto non sufficientemente competitivo del mercato, sia nei livelli di qualità dei principali venditori che risultano ancora insoddisfacenti per la maggior parte dei clienti dell'attuale mercato vincolato, in particolare per quanto riguarda la risposta ai reclami e la qualità dei servizi telefonici.

Al momento della diffusione del primo documento di consultazione non erano note le decisioni che sarebbero state assunte in sede legislativa per il recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE in materia di totale liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, in particolare per quanto riguarda la separazione societaria tra l'attività di vendita al dettaglio e quella di distribuzione. La legge n. 125/07 ha disposto un nuovo assetto del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali, operativo dal 1° luglio 2007 e fino al completo recepimento della direttiva 2003/54/CE con l'obbligo di separazione societaria per i soggetti che esercitano l'attività di distribuzione di energia elettrica le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali. In relazione al nuovo assetto del mercato è ragionevole aspettarsi per i prossimi anni situazioni e problemi analoghi a quelli già affrontati nel settore gas.

La regolazione della qualità del servizio nel segmento della vendita deve tenere tra presente una duplice finalità: da una parte, la promozione della concorrenza, intesa come orientamento all'aumento degli operatori qualificati che esercitano l'attività di vendita in particolare al dettaglio. Dall'altra, la tutela dei clienti verso alcuni effetti del processo di liberalizzazione che potrebbero ridurre i livelli di qualità finale. In particolare, sussiste l'esigenza di assicurare che l'attività del venditore non costituisca impedimento al dispiegarsi degli effetti della regolazione della qualità del servizio: da una parte, il venditore deve inoltrare tempestivamente all'impresa distributrice le richieste di prestazione avanzate dai clienti finali per il cui soddisfacimento è necessario un intervento tecnico del distributore; dall'altra, il venditore deve trasferire ai clienti finali che ne hanno diritto gli indennizzi eventualmente dovuti dall'impresa distributrice per mancato rispetto di standard di qualità del servizio di distribuzione, qualora l'impresa distributrice non abbia contatti diretti con il cliente finale.

Un'ulteriore esigenza da tenere presente è la "convergenza" dell'attività di vendita al dettaglio tra i due settori dell'energia elettrica e del settore gas. Ci si deve aspettare che molti soggetti esercenti la vendita operino in entrambi i settori, e che vengano anche sviluppate offerte di tipo *dual energy*. Di conseguenza, la regolazione della qualità del servizio di vendita dovrà essere da una parte rispettosa della varietà delle possibili strategie di offerta commerciale, e dall'altra dovrà evitare soluzioni ingiustificatamente diverse tra i due settori, dal momento che tali differenze comporterebbero costi per gli operatori che agiscono in entrambi i settori. Un esempio in tal senso è costituito dalla procedura di verifica dei dati, per le quali l'Autorità ha indicato, nella delibera n. 209/06, la necessità di valutare attraverso una sperimentazione l'applicazione al settore elettrico, anche con opportuni adattamenti, del metodo di verifica dei dati di qualità attualmente in vigore per il settore gas (parte IV dell'Allegato A alla delibera n. 168/04), con riferimento ai dati di qualità commerciale.

2.3) Obiettivi dell'Autorità

Gli obiettivi generali del procedimento sono stati indicati nella deliberazione n. 209/06 di avvio del medesimo e sono stati ulteriormente specificati nella fase iniziale di ricognizione e nel primo documento per la consultazione, diffuso il 4 aprile 2007; in particolare, per i servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica tali obiettivi sono così riassumibili:

- A) migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT;
- B) aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni;
- C) semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni;
- D) rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale;
- E) ampliare il livello di tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici;
- F) assicurare l'efficacia della regolazione della qualità commerciale in regime di separazione tra imprese distributrici e esercenti di vendita;
- G) estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già introdotto per il settore gas;
- H) promuovere gli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard di qualità e relativi incentivi, penalità e indennizzi;
- I) favorire il miglioramento dei livelli di qualità della tensione.

E' da tenere presente che il procedimento sulla qualità del servizio si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo regolatorio (avviato con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 208/06). Alcuni degli obiettivi indicati sono stati perseguiti anche con interventi di natura tariffaria (in particolare, l'obiettivo H per il quale si rimanda alla relazione AIR del provvedimento n. 348/07).

Infine, si deve altresì considerare che:

- a) per il terzo degli obiettivi indicati ("C. semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni") è stata approvata "a stralcio" la delibera n 281/07 in tema di registrazione delle interruzioni per il servizio di distribuzione (poi confluita integralmente nel Testo integrato finale);
- b) per l'ultimo obiettivo ("I. favorire il miglioramento dei livelli di qualità della tensione) l'Autorità, pur confermando gli orientamenti indicati nel primo documento per la consultazione, si riserva di avanzare proposte in successivi documenti per la consultazione, da emanarsi nel corso del terzo periodo di regolazione, a motivo della natura complessa e specialistica di tale aspetto.

3) I DESTINATARI DELL'INTERVENTO E IL PROCESSO DI CONSULTAZIONE

Questa sezione della Relazione AIR illustra sia i destinatari dell'intervento, sia le modalità con cui i soggetti interessati sono stati sentiti nel corso del processo di consultazione.

3.1) I destinatari dell'intervento

I destinatari diretti dell'intervento sono i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti del provvedimento oggetto della presente Relazione AIR sono i seguenti:

- a) le imprese di distribuzione di energia elettrica, tra le quali bisogna distinguere quelle di maggiori dimensioni, già soggette alla regolazione della qualità del servizio, e quelli di minori dimensioni, che sono impattate in particolare in relazione all'obiettivo E indicato al paragrafo 2.3 ("ampliare il livello di tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici");
- b) le società di vendita di energia elettrica, includendo tra questo sia gli esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, sia i venditori ai clienti del mercato libero; anche per le società di vendita, bisogna considerare che molte di queste avevano, nel periodo di regolazione 2004-2007, un numero di clienti serviti inferiore alla soglia minima dimensionale applicata per la regolazione della qualità commerciale (almeno 5.000 clienti).

I destinatari indiretti dell'intervento sono i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti del provvedimento oggetto della presente Relazione AIR sono i seguenti:

- a) i clienti finali di energia elettrica sia per usi domestici che per usi non domestici; sono inclusi sia i clienti alimentati in media tensione che in bassa tensione (rispettivamente, clienti MT e clienti BT);
- b) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- c) le associazioni esponenziali dei soggetti esercenti i servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica;
- d) i professionisti, gli esperti e i tecnici la cui attività è al servizio dei clienti o delle imprese esercenti i servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica (includendo tra questi anche organismi tecnici quali il CEI - Comitato elettrotecnico italiano e la Ricerca di Sistema);
- e) le società che svolgono attività di sviluppo di sistemi informativi e società che svolgono attività di produzione di apparecchiature tecniche, e le loro associazioni esponenziali;
- f) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica.

L'Appendice 1 alla presente Relazione AIR indica i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi descritte nel paragrafo seguente

3.2) Il processo di consultazione

In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione della regolazione della qualità del servizio per il periodo di regolazione 2008-2011 ha offerto a tutti i soggetti interessati (destinatari diretti e indiretti individuati nel precedente paragrafo) diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

In particolare, il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in tre fasi di consultazione, corrispondenti all'emanazione di tre distinti documenti per la consultazione e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità; ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni pervenute da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità.

Le proposte di regolazione sono state riformulate ogni volta tenendo ampiamente conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e tenendo altresì conto degli obiettivi, in relazione agli specifici temi di volta in volta trattati; sono state in ogni fase accolte le proposte e le osservazioni che potevano rendere il provvedimento più funzionale agli obiettivi e agli scopi.

Nel corso del processo di consultazione, inoltre, i soggetti interessati sono stati continuamente informati delle attività condotte e del piano di consultazione, pubblicato in appendice a ognuno dei tre documenti per la consultazione, periodicamente aggiornato in esito a ogni consultazione.

3.2.1 Ricognizione preliminare

Tra la fine del 2006 e i primissimi mesi del 2007 è stata attivata una fase ricognitiva preliminare, che si è svolta attraverso incontri tematici con gli operatori e gli utenti dei servizi; sono stati tenuti incontri, anche congiunti con il procedimento tariffario n. 208/06, con:

- a) le maggiori associazioni afferenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU);
- b) i rappresentanti delle maggiori imprese, e relative associazioni, di trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica;
- c) le principali associazioni imprenditoriali che raggruppano imprese produttive in qualità di clienti non domestici dell'energia elettrica;
- d) gli organismi tecnici (quali il Comitato elettrotecnico italiano – CEI), i gruppi di ricerca universitaria in tema di sistemi elettrici e le associazioni tecniche (quali in particolare AEIT).

La fase ricognitiva ha incluso anche l'acquisizione di dati sulla qualità del servizio relativi al 2006, che le imprese distributrici hanno fornito all'Autorità entro la scadenza prevista per la comunicazione dei dati il 31 marzo 2007. La Direzione consumatori e qualità del servizio ha inoltre richiesto alle principali imprese distributrici dati di maggior dettaglio, relativi alla consistenza e affidabilità degli impianti di distribuzione.

Nel corso del 2006 sono stati effettuati alcuni monitoraggi che costituiscono fonte di informazione per alcuni interventi specifici:

- sono stati verificati i livelli di potenza di corto circuito su un campione di oltre 50.000 nodi di reti di media tensione (reti MT); i risultati principali dell'analisi effettuata

(affidata al Dipartimento di elettrotecnica del Politecnico di Milano), sono stati presentati in un seminario tecnico (Milano, 8 marzo 2007) organizzato in collaborazione con il CEI e con l'AEIT;

- sono stati resi disponibili inoltre (tramite consultazione su internet) i dati del monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione gestito dalla società CESI RICERCA nell'ambito della Ricerca di sistema del settore elettrico.

Nell'ambito della ricognizione preliminare, l'Autorità ha avviato infine un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio sui clienti domestici e non domestici del servizio elettrico per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità del servizio. L'indagine si è svolta nel corso del 2007 attraverso una fase qualitativa (con *focus group* di clienti domestici e interviste in profondità a clienti non domestici) e una fase quantitativa con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici. L'Appendice 2 alla presente Relazione AIR contiene un *executive summary* dei principali risultati della ricerca.

3.2.2 Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti

In data 4 aprile 2007 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 20 maggio 2007. In data 11 maggio 2007 è stato organizzato a Roma un seminario pubblico per l'approfondimento delle tematiche affrontate nel primo documento per la consultazione;

Nel primo documento per la consultazione, gli obiettivi delineati al paragrafo 2.3 di questa Relazione AIR sono stati sviluppati in proposte e, per gli aspetti principali, in opzioni alternative di regolazione, secondo la metodologia AIR.

Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, l'applicazione a questo procedimento ha una caratteristica peculiare, che lo rende notevolmente più complesso rispetto ad altre esperienze di applicazione: nel procedimento sulla qualità del servizio confluiscono diversi servizi elettrici (trasmissione, distribuzione, misura e vendita) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi. Applicare l'AIR a tutti gli aspetti considerati avrebbe reso probabilmente impossibile lo sviluppo di un documento maneggevole e sarebbe persino risultato di ostacolo alla comprensione delle proposte, dal momento che le opzioni sui diversi aspetti considerati sono tra loro parzialmente interdipendenti. Per questi motivi l'Autorità aveva disposto, nella deliberazione di avvio del procedimento n. 209/06, che l'AIR venisse applicata "agli aspetti più rilevanti". L'Appendice 3 alla presente Relazione AIR contiene una sintesi dei criteri utilizzati per la valutazione qualitativa delle opzioni alternative presentate nel primo documento di consultazioni in applicazione della metodologia AIR.

Alla fine del mese di luglio 2007 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni scritte pervenute in esito alla prima fase di consultazione⁷.

⁷ Nessuno dei soggetti partecipanti alla prima fase di consultazione si è avvalso della clausola di riservatezza per richiedere di non dare luogo alla pubblicazione, in tutto o in parte, delle proprie osservazioni. La sintesi delle osservazioni pervenute è disponibile all'indirizzo internet: www.autorita.energia.it/docs/dc/07/070404_16oss.pdf.

3.2.3 Seconda fase di consultazione con proposte di dettaglio e quantitative

Il secondo documento per la consultazione è stato diffuso il 2 agosto 2007; il termine per l'invio delle osservazioni è stato fissato, per tenere conto del periodo feriale, al 1° ottobre. Il 14 settembre 2007 si è svolto a Milano un seminario pubblico nel quale sono state illustrate e discusse le proposte contenute nel secondo documento, nel quale sono state sviluppate in maggiore dettaglio le opzioni preferite e le alternative emerse dalla prima consultazione; per il dimensionamento degli standard e dei parametri tecnico-economici sono stati inoltre proposti intervalli di valori, sulla base delle conoscenze acquisite tramite la raccolta dei dati di qualità del servizio relativi all'anno 2006 e di ulteriori informazioni raccolte tramite richieste formulate alle imprese e tramite l'indagine demoscopica sulle aspettative dei clienti e la loro conoscenza degli standard attuali.

Rispetto al primo documento di consultazione, il secondo documento aveva alcune differenze strutturali dovute all'evoluzione normativa e anche ai risultati stessi della prima fase di consultazione. In particolare:

- a) per minimizzare i cambiamenti dei sistemi di registrazione, con l'obiettivo di stabilizzare tali sistemi che hanno importanti ripercussioni sui sistemi informativi, e per tenere conto delle differenti informazioni disponibili agli operatori di distribuzione (che conoscono il numero di clienti disalimentati) rispetto all'operatore di trasmissione (che non conosce tale numero), la partizione del secondo documento è stata leggermente diversa da quella del primo: la prima parte del documento è stata dedicata alla trasmissione, e la seconda alla distribuzione (mentre nel primo documento la distribuzione in alta tensione era stata trattata congiuntamente alla trasmissione nella prima parte);
- b) non è stato dato seguito nel secondo documento al tema della promozione degli investimenti, tema a cui era stato dedicato un certo spazio nel primo documento, esaminando alcune possibili aree in cui eventualmente attivare meccanismi specifici di promozione degli investimenti diversi dagli incentivi per il miglioramento della qualità del servizio. Dal momento che eventuali meccanismi specifici di promozione degli investimenti devono assicurare coerenza con gli aspetti tariffari, selettività e sistemi di controllo, lo sviluppo delle proposte relative a tali meccanismi è stato svolto nel documento di consultazione "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" (atto n. 34/07), pubblicato contestualmente al secondo documento di consultazione sulla qualità del servizio;
- c) il secondo documento per la consultazione non conteneva ulteriori proposte relative alla qualità della tensione (le proposte in materia sono state descritte nel primo documento per la consultazione): per la sua complessità, l'argomento della qualità della tensione verrà affrontato a parte in successive consultazioni, anche nel corso del periodo di regolazione 2008-2011. Si è ritenuto opportuno comunque corredare il secondo documento di consultazione con un'appendice contenente la sintesi dei risultati di una ricerca sul costo delle microinterruzioni (interruzioni transitorie e buchi di tensione), commissionata dall'Autorità al Dipartimento di ingegneria gestionale del Politecnico di Milano;
- d) nel secondo documento di consultazione non è stata sviluppata la parte relativa alla gestione dei reclami (qualità del servizio di vendita), in quanto a seguito delle modifiche intervenute con la legge n. 125/07 si è preferito stralciare questo tema e rinviarlo a una successiva specifica consultazione da svolgere nel 2008 in modo che sia possibile

affrontarlo in modo comune tra i due settori, perseguendo una sempre più stretta convergenza della regolazione della qualità tra i due settori come già avvenuto con la deliberazione n. 139/07 in tema di call center che si applica a tutti i venditori di energia elettrica e/o di gas.

Per permettere agli operatori di adeguare i propri sistemi informativi, si è ritenuto opportuno corredare il secondo documento con uno schema di articolato relativo alla parte del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici contenente le disposizioni in tema di registrazione delle interruzioni. Questo ha permesso l'approvazione a stralcio di tale parte nel corso del mese di ottobre della deliberazione n. 281/07, garantendo agli operatori un maggior tempo per l'adeguamento dei propri sistemi. In tale deliberazione si è tenuto conto anche delle esigenze di registrazione delle interruzioni legate alla deliberazione n. 172/07 in tema di interruzioni prolungate e estese, adottata il 19 luglio 2007 a seguito di una consultazione specifica particolarmente complessa.

3.2.4 Terza fase di consultazione con schema di articolato

Nel corso dei mesi di settembre, ottobre e novembre sono stati organizzati incontri di approfondimento su tematiche specifiche con i principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica e con le loro associazioni. In particolare, tra questi incontri ne è stato tenuto uno con le associazioni rappresentanti delle imprese distributrici di minori dimensioni. In data 30 novembre 2007 è stato diffuso il terzo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 17 dicembre 2007.

Il terzo documento di consultazione recava lo schema di provvedimento del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011. Data la complessità di questo schema di provvedimento, si è ritenuto preferibile, per efficacia espositiva, contenere in forma molto breve la sintesi presentata nell'*executive summary*; pertanto è stata presentata nel terzo documento una disamina completa delle osservazioni pervenute in esito alla seconda fase di consultazione.

Nel terzo documento di consultazione l'Autorità ha ribadito l'intenzione, già annunciata nel secondo documento per la consultazione, di effettuare nel corso del 2008 una ulteriore consultazione, congiunta con il settore gas, con particolare attenzione al tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti. E' possibile che in esito a tale ulteriore consultazione si proceda, nel 2008, a stralciare tutte le norme relative alla qualità del servizio di vendita di energia elettrica e di gas in un unico, nuovo, Testo integrato della qualità dei servizi di vendita, nel quale potrebbero confluire anche le norme in materia di qualità dei servizi telefonici resi dai *call center* commerciali.

4) OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

Nella precedente sezione della presente Relazione AIR si è dato conto del processo di consultazione attraverso il quale l’Autorità ha presentato e progressivamente affinato le proposte di regolazione. In esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento indicati al paragrafo 2.3.

Tra gli obiettivi inizialmente fissati per il procedimento, l’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) è stato condotto per i primi due obiettivi (A. “migliorare l’affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT” e B. “aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni”), che sono i più rilevanti. Per gli altri obiettivi, pur non essendo stato effettuato formalmente il processo di analisi di opzioni alternative, le diverse fasi di consultazione hanno comunque permesso di affinare progressivamente le proposte iniziali, o addirittura di farle emergere dalla consultazione stessa (in caso di proposte avanzate dai soggetti regolati).

In questa sezione, vengono approfonditi i suddetti obiettivi A e B a cui è stata applicata la metodologia di analisi e valutazione di opzioni alternative, analizzando i contenuti delle opzioni e proposte avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione. Scopo principale di questa sezione è quello di illustrare il percorso valutativo che conduce dall’insieme di opzioni inizialmente considerato alla scelta finale. Per ciascuno dei due obiettivi si descrivono in primo luogo le opzioni che considerate e la loro valutazione preliminare inserita nel primo documento di consultazione. Dopo aver dato conto delle osservazioni pervenute in esito a ogni fase di consultazione, si descrivono le proposte di dettaglio presentate nel secondo documento di consultazione e le proposte finali rinvenienti dallo schema di provvedimento presentato nel terzo documento di consultazione.

4.1) Obiettivo A): migliorare l’affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT

4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

Come indicato nel paragrafo 2.2 (motivazioni tecniche, economiche e sociali) di questa Relazione AIR, nonostante i notevoli miglioramenti conseguiti in termini di durata di interruzione (minuti persi per cliente all’anno), nel nostro Paese il numero medio di interruzioni per cliente all’anno resta ancora peggiore rispetto ad altri importanti Paesi dell’Unione Europea. La diversa posizione, nel panorama europeo, rispetto agli indicatori di durata e di numero delle interruzioni si spiega in relazione alla tipologia degli investimenti effettuati dalle imprese distributrici. La regolazione incentivante del primo e secondo periodo di regolazione ha indotto le imprese a investire in modo consistente nell’automazione della rete di distribuzione di media tensione, con l’evidente obiettivo di ridurre al minimo i tempi di individuazione e sezionamento del tronco di rete affetto da guasto e di ripristino del servizio per la maggior parte dei clienti inizialmente interessati dalle interruzioni, tramite il sistema di telecontrollo secondario; questo può aver spiazzato alcuni investimenti strutturali mirati a migliorare l’affidabilità intrinseca del servizio.

Alla luce dei confronti internazionali, l'Autorità ha individuato un primo obiettivo specifico nella promozione del miglioramento della affidabilità della rete di distribuzione. In questo contesto, devono assumere un peso largamente maggiore nella regolazione incentivante gli indicatori di numero delle interruzioni rispetto a quelli di durata. L'Autorità ha ritenuto prioritario, per il miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT, proporre di modificare la regolazione incentivante per ambiti territoriali in modo da rafforzare gli incentivi e le penalità economiche verso questo obiettivo, ottenibile principalmente attraverso interventi di investimento strutturale (rifacimento di porzioni di rete) e tecnologico (es.: automazione, bobina di Petersen, interventi sulle protezioni) ma anche attraverso attività di manutenzione predittiva e preventiva.

Per questo primo obiettivo, della massima importanza, secondo la metodologia AIR sono state considerate nel primo documento per la consultazione 3 opzioni alternative oltre all'opzione nulla. Le opzioni considerate non sono completamente alternative le une rispetto alle altre. Le opzioni considerate sono state le seguenti:

- 0) opzione A.0 (opzione nulla): mantenere l'attuale regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe; in tal caso, come avvenuto nel secondo periodo di regolazione, i livelli tendenziali sarebbero ricalcolati sulla base dei livelli effettivi di durata cumulata raggiunti nel biennio 2006-2007, verrebbero aggiornati i parametri unitari di incentivo/penalità (coefficienti c1 e c2 espressi in euro/kW/minuto) e i livelli di tetto massimo agli incentivi e alle penalità introdotti all'inizio del secondo periodo di regolazione;
- 1) opzione A.1: sostituire la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe con la regolazione del numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe, assumendo che questo sia un indicatore di affidabilità sufficientemente comprensivo; lo schema di regolazione, avrebbe una struttura analoga a quello attualmente in uso per la durata: si tratterebbe in questo caso di valutare i miglioramenti minimi ottenibili per il numero medio di interruzioni lunghe per cliente e di stimare nuovi parametri unitari di incentivo/penalità espressi in euro/kW/interruzione), mantenendo comunque tetti massimi agli incentivi e alle penalità;
- 2) opzione A.2: come opzione A.1, ma considerando anche le interruzioni brevi, tramite due indicatori separati (numero di interruzioni lunghe e numero di interruzioni brevi) o, più semplicemente, tramite un unico indicatore riferibile alle interruzioni sia lunghe che brevi, per esempio numero di interruzioni lunghe+brevi, oppure con una combinazione di queste ipotesi per tenere conto del fatto che non tutti i clienti finali sono ugualmente sensibili alle interruzioni brevi (per esempio la regolazione potrebbe prevedere incentivi e penalità differenziati in relazione ai clienti non domestici);
- 3) opzione A.3: introdurre la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi (come in A.2) ma mantenere in vigore anche la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe, intervenendo sui parametri unitari di incentivo/penalità in modo da prevenire possibili peggioramenti dell'indicatore di durata là dove sono stati già ottenuti livelli ottimali e da stimolare il miglioramento in modo focalizzato negli ambiti con livelli di durata ancora lontani dai livelli ottimali (prevalentemente concentrati in regioni del Sud), almeno fino a che il loro livello di durata non raggiunga i livelli obiettivi già fissati.

Seguendo la metodologia AIR, nel primo documento per la consultazione è stata compiuta una valutazione preliminare di tipo qualitativo; rinviando al primo documento di consultazione per

maggiori dettagli su tale valutazione preliminare, si riporta di seguito la tabella di comparazione delle diverse opzioni considerate rispetto ai criteri utilizzati di efficacia (capacità dell'opzione considerata di raggiungere l'obiettivo prefissato), efficienza (in termini di economicità per gli esercenti, ovvero di capacità dell'opzione considerata di minimizzare i costi necessari per raggiungere l'obiettivo) e di semplicità amministrativa.

Tabella 1 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all'obiettivo “migliorare l'affidabilità delle reti MT e BT (estratto dal primo documento per la consultazione)

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione A.0	Opzione A.1	Opzione A.2	Opzione A.3
Efficacia dell'intervento: migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT	Basso	Medio	Medio/alto	Alto
Economicità per gli esercenti: minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per le imprese distributrici	Alto	Medio	Medio	Medio
Semplicità amministrativa (incluse le attività di controllo necessarie)	Alto	Medio/basso	Medio/basso	Medio
Valutazione qualitativa complessiva	Medio	Medio/basso	Medio	Medio/alto

Alla luce della sopra riportata valutazione qualitativa preliminare, nel primo documento di consultazione l'Autorità ha indicato come *preferibile* l'opzione A.3. Tale l'opzione è quella, tra l'altro, che meglio risponde al rischio, segnalato nel corso della fase di ricognizione da alcuni esercenti, di passaggio troppo brusco dalla attuale regolazione incentivante della durata a una nuova regolazione incentivante della numero di interruzioni lunghe e brevi.

Con il primo documento per la consultazione, l'Autorità ha sollecitato i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate e in particolare a quella indicata come preferibile; inoltre, nello stesso documento di consultazione, l'Autorità ha indicato gli aspetti necessari per “dimensionare” lo schema di regolazione incentivante corrispondente all'opzione preferita a seguito della prima fase di consultazione; tali aspetti, che sono stati oggetto della seconda consultazione, sono:

- a) il livello obiettivo per ciascun indicatore e per ciascun grado di concentrazione;
- b) il trend di miglioramento richiesto per ciascun indicatore;
- c) i tetti massimi e minimi di esposizione economica al rischio per le imprese;
- d) il parametro unitario di incentivo/penalità per kW interrotto e per kWh non fornito;
- e) eventualmente, la gradualità di inserimento della nuova regolazione del numero e di “spegnimento” dell'attuale regolazione della durata.

Pur rinviando alla seconda consultazione per il dimensionamento di tali aspetti, l'Autorità ha fornito nel primo documento per la consultazione alcuni criteri, dichiarando i seguenti propri orientamenti (maturati in base all'esperienza dei primi due periodi regolatori):

- a) mantenere e se possibile accentuare un andamento dei parametri unitari di incentivo/penalità inversamente proporzionale alla qualità effettiva, in modo da promuovere il miglioramento nelle zone con peggiori livelli effettivi di continuità;
- b) mantenere una differenziazione di tali parametri unitari di incentivo/penalità tra utenza domestica e utenza non domestica, secondo una logica che riflette il differente valore associato dai clienti alle interruzioni evitate, introdotta a partire dal secondo periodo di regolazione⁸;
- c) a differenza dei precedenti periodi di regolazione, evitare per quanto possibile un utilizzo dell'energia come parametro di scala nel calcolo degli ammontari complessivi di incentivi e penalità, valutando altri parametri sostitutivi (come ad esempio la potenza disponibile per i clienti MT e il numero di clienti BT);
- d) mantenere un mix tra la regolazione del numero e la regolazione della durata più orientato alla riduzione del numero di interruzioni rispetto alla durata.

L'Autorità ha indicato infine nel primo documento per la consultazione di ritenere che la remunerazione per gli investimenti di mantenimento dei livelli di qualità ottimali già raggiunti in buona parte del Paese per quanto riguarda la durata delle interruzione debba essere ricercata non in un meccanismo di incentivi e penalità, ma nel sistema ordinario tariffario di remunerazione degli investimenti.

4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione

Le diverse posizioni emerse dalla prima fase di consultazione si sono focalizzate sulla nuova regolazione del numero medio di interruzioni per cliente, mentre per la regolazione della durata delle interruzioni non sono emerse posizioni contrastanti con quelle contenute nell'opzione preferibile secondo l'Autorità (opzione A.3).

Enel ha condiviso pienamente di indicare come obiettivo il miglioramento dell'affidabilità delle reti MT e BT e concorda con l'Autorità nel ritenere che lo schema più efficace di regolazione debba considerare la durata cumulata delle interruzioni congiuntamente al numero delle interruzioni lunghe più brevi.

Federutility e Acea ritengono possibile il solo avvio di un monitoraggio dei valori relativi al numero di interruzioni, sia lunghe che brevi, nel corso del prossimo periodo regolatorio, così da valutare l'opportunità di un intervento in merito dell'Autorità non prima del 2012. Ritengono che siano prevedibili consistenti investimenti, anche di tipo strutturale, da parte dei gestori delle reti di distribuzione, con riferimenti temporali troppo ravvicinati di entrata in vigore dei nuovi obiettivi. Evidenziano da ultimo come investimenti di tipo strutturale necessitano di un periodo di tempo congruo sia per essere avviati sia per produrre i primi effetti. Esprimono una forte contrarietà in merito a quanto sostenuto nel documento di consultazione relativamente ai rischi connessi ad un passaggio eccessivamente brusco dalla attuale regolazione incentivante della durata ad una nuova regolazione rivolta al numero delle interruzioni (lunghe e brevi). Acea, infine, ravvisa infine l'opportunità di perseguire un obiettivo di contenimento dei parametri

⁸ Per la definizione dei parametri unitari di incentivo/penalità in base al criterio di riflettere la *willingness to pay* delle diverse tipologie di clienti, l'Autorità si era avvalsa dei risultati di una ricerca demoscopica ad hoc, i cui risultati sono stati sintetizzati nella Relazione Annuale dell'Autorità, edizione 2005 si veda in particolare il cap.5, sezione *Rilevazione della soddisfazione e disponibilità a pagare per il miglioramento della continuità*. (http://www.autorita.energia.it/relaz_ann/05/06_cap_5_2005.pdf).

unitari di penalità in modo da non drenare risorse economiche per quei distributori che presentano peggiori livelli effettivi di continuità. Questo consentirà loro di avere ulteriori disponibilità economiche che potrebbero già dal prossimo periodo essere indirizzate verso forme di investimento focalizzate agli interventi propedeutici al miglioramento dell'affidabilità della rete in previsione della nuova regolazione del numero medio di interruzioni.

Aem Milano condivide la proposta dell'opzione A.3 che prevede di introdurre la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi mantenendo, allo stesso tempo, in vigore anche la regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe. E' però essenziale evitare penalizzazioni per gli esercenti che hanno pianificato ed effettuato investimenti basandosi sugli obiettivi posti dall'attuale regolazione. Ricorda come il vigente Testo Integrato della qualità aveva definito obiettivi relativi all'indicatore di riferimento, da conseguire nell'arco di 12 anni.

Per Confindustria l'intervento è prioritario, ancor più per alcuni ambiti particolarmente vessati da problematiche di difficile alimentazione. Propone di sostituire, ove possibile, la regolazione della durata delle interruzioni lunghe con la regolazione del numero di interruzioni brevi. Inoltre, ad una prima valutazione, sembrerebbe opportuno scegliere l'opzione A.3 che comprende incentivi alla riduzione in tutta Italia del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi ed al non abbassamento dei livelli territoriali raggiunti. Anche il previsto medio impatto economico potrebbe far propendere per la scelta dell'opzione A.3.

Anche Confartigianato preferisce l'opzione A.3, che prevede di introdurre la regolazione incentivante sul contenimento del numero di interruzioni (lunghe e brevi), mantenendo però la regolazione per incentivi e penalità della durata delle interruzioni.

Per Cittadinanzattiva è doveroso pensare soluzioni che conservino un giusto equilibrio tra costi e benefici e prevedere forme incentivanti al non peggioramento, come quelle previste dalla soluzione A.3 che sembra essere il compromesso migliore.

4.1.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione

Alla luce delle osservazioni raccolte, l'Autorità ha confermato che l'opzione preferita è la A.3.

Per quanto riguarda l'osservazione di Federutility e Acea secondo le quali nel terzo periodo di regolazione andrebbe avviato il solo monitoraggio del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, si evidenzia che tali interruzioni sono già monitorate da tempo: il numero medio di interruzioni lunghe dall'anno 2000, il numero medio interruzioni brevi dall'anno 2002. Non si è pertanto dato seguito a questa osservazione.

Quanto all'importante questione, riportata secondo varie sfaccettature da tutte le imprese distributrici, che riguarda l'entità degli investimenti finalizzati alla riduzione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi e le tempistiche attese affinché tali investimenti possano produrre i loro primi effetti, l'Autorità è conscia del fatto che l'introduzione della regolazione del numero medio di interruzioni implichi investimenti molto diversi da quelli effettuati per la riduzione della durata delle interruzioni, di tipo strutturale, realizzabili in alcuni casi solo a seguito di atti autorizzativi ottenibili spesso in tempi lunghi. Non va del resto dimenticata l'analisi effettuata nel primo documento, in particolare l'analisi del panorama internazionale che ha dimostrato che l'Italia non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente; è da tenere presente il fatto che vi sono zone del Paese nelle quali si registra un numero medio di interruzioni lunghe e brevi elevatissimo.

Nel secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha illustrato le proposte di dettaglio per la regolazione della durata e per quella del numero, cercando di tenere conto delle osservazioni motivate delle imprese distributrici.

L'Autorità è partita dalla considerazione che è necessario evitare di gravare eccessivamente sulla componente tariffaria UC6, a carico dei clienti che, come noto, produce, insieme alle penalità versate dalle imprese distributrici, il gettito destinato alla copertura degli incentivi. Tale componente ha raccolto nel I periodo di regolazione un ammontare pari in media a circa 3 euro/cliente/anno e nel II periodo di regolazione un ammontare stimato pari in media a circa 4 euro/cliente/anno (vd tabella 2). L'Autorità considera che l'onere derivante dall'insieme dei meccanismi incentivanti per la qualità del servizio di distribuzione non debba superare i 5 euro/cliente/anno nel III periodo di regolazione.

Tabella 2: oneri della regolazione della continuità del servizio, I e II periodo di regolazione (estratto dal secondo documento per la consultazione)

anno	I periodo di regolazione (2000-03)				II periodo di regolazione (2004-07)			
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (stima)
Oneri netti [M€]	2	33	115	202	67	125	165	180÷190
Impatto medio [€/cliente/anno]	≈ 3 €/cliente/anno				≈ 4 €/cliente/anno			

Nota: la stima dell'onere netto per il 2007 è stata aggiornata con le informazioni disponibili a dicembre 2007 rispetto a quanto indicato nel secondo documento per la consultazione

Rinviando al secondo documento per la consultazione per l'analisi dettagliata dei parametri quantitativi di regolazione, le proposte avanzate dall'Autorità in questa fase di consultazione sono così riassumibili:

a) per la regolazione della durata:

- saranno incluse le interruzioni con origine distribuzione AT (escluse nel secondo periodo di regolazione dall'indicatore di riferimento) per le imprese che dispongono di impianti di distribuzione AT (esclusi i casi in cui solo la sbarra AT è di proprietà dell'impresa distributtrice); continueranno ad essere escluse le interruzioni con origine RTN o su reti interconnesse a monte anche in caso di adesione al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne;
- si manterranno gli attuali livelli obiettivo (25, 40 e 60 minuti in relazione al grado di concentrazione) con maggiorazione di 3, 5 e 8 min. (rispettivamente per alta, media e bassa concentrazione) in caso di adesione al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne e di 1 min. per le imprese che dispongono di impianti di distribuzione AT;
- saranno calcolati i livelli tendenziali in funzione del raggiungimento dei livelli obiettivo in 8 anni (periodo residuo rispetto ai 12 anni fissati all'inizio del secondo periodo di regolazione per la convergenza ai livelli obiettivo);

- saranno aumentati i parametri C1 e C2 per ambiti con livelli di durata peggiori dei livelli obiettivo e riduzione per gli ambiti con livelli migliori dei livelli obiettivo, allo scopo di favorire il recupero di continuità nelle aree in cui più critiche;
- b) per la regolazione del numero:
- l'indicatore di riferimento sarà costituito dalla somma del numero medio per cliente di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, con le medesime esclusioni previste per la regolazione della durata; si utilizzerà il nuovo criterio di accorpamento tra interruzioni (accorpamento di due interruzioni aventi medesima causa e medesima origine che si susseguono a meno di 60 minuti l'una dall'altra);
 - i livelli obiettivo indicati dovranno essere raggiunti nell'arco di 3 periodi di regolazione; per la loro determinazione è stata individuata una forcella di valori corrispondenti, nel 2006, rispettivamente al 20° e al 33° percentile dei valori medi per ambito territoriale per le interruzioni attribuite a altre cause e cause esterne (già scontando l'effetto del nuovo criterio di accorpamento);
 - i livelli obiettivo saranno aumentati per tenere conto sia della quota relativa alle interruzioni con origine sulla rete di distribuzione in alta tensione sia per le imprese che operano per il meccanismo di inclusione delle interruzioni attribuibili a cause esterne;
 - i livelli di partenza saranno pari al valore medio biennale (media ponderata sui clienti BT) dell'indicatore di riferimento relativo agli anni 2006 e 2007, ricalcolati secondo le nuove regole di accorpamento e di esclusione delle interruzioni;
 - i livelli tendenziali saranno calcolati secondo funzione diversa, e meno severa, di quella utilizzata per la regolazione della durata, per tenere conto del ritardo tra la pianificazione degli investimenti e i loro effetti;
 - i parametri unitari di incentivo/penalità (€/interruzione/kW): come per la regolazione della durata dovrebbero rispecchiare la *Willingness To Pay* dei clienti ed essere sensibilmente maggiori per l'utenza non domestica e crescenti al peggiorare dei livelli di continuità; maggiorati per le imprese che aderiscono al meccanismo opzionale di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne.
- c) per i tetti massimi agli incentivi e alle penalità:
- il meccanismo di tetto massimo a incentivi e penalità verrà riformato introducendo un meccanismo unico per entrambe le regolazioni della durata e del numero di interruzioni e basato su un valore medio (euro per cliente), differenziato tra incentivi (8-10 €/cliente) e penalità (6-7,5 €/cliente);
 - verrà mantenuto un meccanismo analogo a quello in vigore per la regolazione della durata di interruzione, che permette di differire nel tempo il pagamento delle penalità e di ridurre le medesime qualora negli anni successivi si raggiungano gli obiettivi fissati dai livelli tendenziali.

Nel secondo documento per la consultazione è stata presentata anche un'analisi quantitativa degli effetti attesi dall'attuazione dell'opzione preferita, in termini di costi e di benefici derivanti dalla regolazione proposta in caso di un significativo miglioramento della qualità (come riduzione sia della durata che del numero di interruzioni lunghe e brevi nel terzo periodo di regolazione). A questo scopo sono state effettuate alcune simulazioni, i cui risultati essenziali sono presentati nella tabella 3:

- a) per la regolazione della durata, gli incentivi (netti delle penalità) attesi variano da 190 a 330 M€ sul quadriennio, in relazione alle diverse ipotesi di miglioramento (rispettivamente per un miglioramento in 4 anni compreso tra il 16% e il 33% a partire dal livello effettivo biennale 2006-07);
- b) per la regolazione del numero, gli incentivi (netti delle penalità) attesi variano da 95 a 355 M€ sul quadriennio in relazione alle diverse ipotesi di miglioramento (rispettivamente per un miglioramento in 4 anni compreso tra il 17% e il 30%).

In sintesi, l'impatto tariffario atteso per i clienti sull'arco del quadriennio (complessivamente per entrambe le regolazioni, tenendo conto del tetto massimo) potrebbe essere variabile tra 1,90 e 4,70 €/cliente/anno circa; in relazione al beneficio ottenuto nelle diverse ipotesi di miglioramento e considerando anche l'effetto del tetto massimo a incentivi e penalità, che nelle simulazioni ha un effetto piuttosto modesto dal momento che le simulazioni effettuate prevedono miglioramenti diffusi.

Tabella 3: Simulazione degli effetti costo/beneficio dei meccanismi proposti per i clienti (estratto dal secondo documento per la consultazione)

	Regolazione della durata di interruzione	Regolazione del numero di interruzioni	Effetto complessivo, con tetto max
Benefici: miglioramenti % rispetto al livello di partenza	16%÷33%	17%÷30%	
Costi : onere degli incentivi a favore delle imprese [M€]	190 ÷ 330	95 ÷ 355	265 ÷ 650
Costi: impatto tariffario medio sul periodo [€/cliente/anno]	1,35 ÷ 2,35	0,65 ÷ 2,50	1,90 ÷ 4,70

4.1.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione

Le osservazioni ricevute nella seconda fase di consultazione sono state differenziate tra i diversi operatori interessati. Per l'aspetto più generale, mentre Enel ha dichiarato di condividere la proposta dell'Autorità di sottoporre a regolazione, in modo indipendente, sia la durata sia il numero di interruzioni lunghe e brevi, Federutility ha invece espresso perplessità, ritenendo che le proposte avanzate segnino una forte "discontinuità" con il passato. Ciò comporterebbe, ad avviso di Federutility, un "dirottamento di risorse aziendali verso finalità non specificatamente perseguite nell'attuale periodo"; pertanto Federutility invita l'Autorità a riconsiderare attentamente gli impatti delle nuove proposte sugli operatori, e suggerisce in particolare di limitare la regolazione del numero alle sole interruzioni lunghe (durata > 3 minuti), rinviando la regolazione delle interruzioni brevi. Dalla parte dei consumatori, Confindustria ritiene – al contrario di Federutility – che l'attenzione andrebbe posta solo sul numero di interruzioni (lunghe e brevi) rimuovendo ove possibile la regolazione della durata cumulata. Alla luce di queste osservazioni, la proposta dell'Autorità appare ben bilanciata tra le esigenze degli operatori e dei consumatori e pertanto l'Autorità ha ritenuto di proseguire nello sviluppo delle proposte formulate. Nel seguito vengono riportate le osservazioni emerse dalla seconda fase di consultazione, raccolte per alcuni temi principali:

- a) tempi e gradualità della regolazione del numero di interruzioni lunghe e brevi: sia Enel che Federutility segnalano che la proposta dell'Autorità di determinare i livelli

tendenziali della regolazione del numero di interruzioni attraverso una funzione lineare che mantiene costanti i miglioramenti in valore assoluto (invece che in percentuale come avviene per la durata) va nella direzione auspicata ma non è sufficiente per il fatto che gli investimenti strutturali richiesti impiegano anni a produrre gli effetti desiderati. Al contrario, la Regione Sicilia chiede di accelerare e propone di ridurre il lasso di tempo pari a 3 periodi di regolazione per raggiungere i livelli di arrivo;

- b) simmetria livelli del meccanismo di incentivi/penalità e tetti massimi: la preoccupazione delle imprese è soprattutto per il rischio di penalità nei primi anni; quindi il tema della gradualità può essere affrontato anche sul lato del meccanismo di incentivi e penalità. Enel (che ha già avviato investimenti per il contenimento delle interruzioni brevi) chiede un aumento dei parametri di incentivazione, Federutility e le sue associate invece una diminuzione dei parametri di penalità.
- c) regolazione della distribuzione in alta tensione: rispetto alla proposta di includere negli indicatori di durata e di numero anche il contributo delle reti di distribuzione in alta tensione, che ai livelli di arrivo è pressoché trascurabile (0,1 interruzioni per cliente e 1 minuto di interruzione per cliente) è stato osservato che questa proposta non tiene sufficientemente conto di alcuni aspetti:
 - 1) la componente AT degli indicatori presenta un'estrema variabilità da un anno all'altro, che il meccanismo di media mobile biennale non cattura a sufficienza;
 - 2) le regole di registrazione delle interruzioni in AT sono di recente evoluzione e devono tenere conto del rapporto reciproco tra distribuzione e trasmissione (reti miste);
 - 3) il passaggio a una media mobile quadriennale, più consona alla rete AT, non permetterebbe di introdurre la regolazione prima del 2011, volendo tenere conto delle nuove regole di attribuzione di responsabilità su reti miste introdotte dal 2007.

4.1.5 Proposte finali del terzo documento di consultazione

Valutate le osservazioni ricevute nella seconda fase di consultazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre qualche elemento di moderazione delle proposte avanzate nel secondo documento di consultazione, nella direzione di consentire un pilotaggio non traumatico verso i nuovi obiettivi di riduzione del numero di interruzioni lunghe e brevi. Per questo, nel terzo documento per la consultazione la proposta finale della regolazione del numero di interruzioni è stata costruita:

- a) prevedendo di fissare per il 2008 un livello tendenziale pari al livello di partenza 2007, in modo da permettere alle imprese distributrici di progettare e realizzare gli investimenti necessari alla riduzione del numero di interruzioni;
- b) per gli anni successivi (2009, 2010 e 2011) fissare i livelli tendenziali in modo da pervenire entro 3 periodi al livello di arrivo ai livelli obiettivo fissati (in relazione solo alle interruzioni attribuite ad altre cause) pari a 1, 2 o 3 interruzioni per cliente all'anno (rispettivamente per ambiti in alta, media, bassa concentrazione);
- c) confermando i valori indicati in consultazione per i parametri di incentivi e di penalità e in particolare confermando la struttura simmetrica del meccanismo.

Nel terzo documento per la consultazione, inoltre, a seguito delle osservazioni ricevute su tale aspetto, è stata riconsiderata l'ipotesi di revisione del tetto massimo agli incentivi e alle penalità,

avanzata nel secondo documento per tenere conto della doppia regolazione (sia in durata che nel numero). L'Autorità ha accolto l'osservazione che la proposta iniziale (esprimere il tetto in €/utente) non tiene adeguatamente conto delle differenze tra ambiti in alta, media e bassa concentrazioni e ha proposto nel terzo documento di consultazione una struttura del tetto massimo, sempre espresso in euro/cliente ma differenziato in relazione al grado di concentrazione, stimando i parametri in modo da non creare eccessive differenze rispetto al passato.

Infine, a seguito delle osservazioni ricevute in merito alla proposta (avanzata nel secondo documento per la consultazione) di includere nel meccanismo di regolazione anche le interruzioni con origine sulle reti AT, l'Autorità, ritenendo corrette alcune di queste osservazioni, ha ritenuto di non dare seguito alle proposte di regolazione della continuità del servizio in merito alle reti AT avanzate nel documento di consultazione. In merito agli investimenti sulla rete AT di distribuzione, l'Autorità ha ritenuto di fornire gli incentivi necessari non attraverso il meccanismo di regolazione della qualità, basato sugli output, ma attraverso un diverso meccanismo, basato sugli input, di promozione tariffaria degli investimenti sulle reti AT a minor indice di infrastrutturazione, per dare una risposta concreta alle numerose indicazioni di concentrare gli incentivi sulle aree con maggiore ritardo (tra cui la Sicilia). Tale meccanismo è compreso nella deliberazione tariffaria n. 348/07. La decisione potrà essere rivista nei successivi periodi, in relazione agli effetti che i nuovi meccanismi incentivanti produrranno.

Sono state confermate le ipotesi avanzate sulla regolazione della durata delle interruzioni.

Alla luce delle revisioni introdotte nel terzo documento per la consultazione, l'analisi degli effetti attesi dalla regolazione in termini di costi e benefici per i clienti (vd tabella 4) può essere aggiornata come indicato nella tabella seguente. In sintesi, a fronte di 645 milioni di € di oneri per incentivi a favore delle imprese gli effetti attesi, potrebbero essere conseguiti riduzioni pari al 32% per la durata di interruzione e riduzioni del 25% per il numero di interruzioni.

Tabella 4: Simulazione degli effetti costo/beneficio dei meccanismi proposti per i clienti (a seguito delle proposte avanzate nel terzo documento per la consultazione)

	Regolazione della durata di interruzione	Regolazione del numero di interruzioni	Effetto complessivo, con tetto max
Benefici: miglioramenti % rispetto al livello di partenza (ipotesi massima attesa)	32%	25%	
Costi : onere degli incentivi a favore delle imprese [M€]	300	345	645
Costi: impatto tariffario medio sul periodo [€/cliente/anno]	2,16	2,46	4,62

4.1.6 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione

Alcuni tra i soggetti partecipanti che hanno inviato osservazioni in esito al terzo documento per la consultazione hanno espresso alcuni profili critici verso le proposte finali dell'Autorità, che possono essere così sintetizzate per quanto concerne l'obiettivo di migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT per gli aspetti principali:

- a) alcuni soggetti (in particolare, Federutility e Acea) non hanno condiviso la proposta di revisione dei parametri della regolazione incentivante della durata di interruzione e hanno richiesto di mantenere per tale regolazione i medesimi parametri già utilizzati nel periodo vigente;
- b) alcuni soggetti (tra cui Enel e Federutility) hanno segnalato che i livelli obiettivo proposti nel terzo documento per la consultazione in merito alla regolazione incentivante del numero medio di interruzioni sarebbero, a loro avviso, troppo stringenti e non realizzabili;
- c) circa il tetto massimo previsto per gli incentivi e le penalità derivanti dalle regolazioni del numero e della durata di interruzione sono state ricevute osservazioni di segno contrario: da una parte il tetto agli incentivi risulterebbe troppo stringente e dall'altro il tetto alle penalità non sufficiente a proteggere le imprese da eccessive penalizzazioni.

Rispetto a queste osservazioni, le valutazioni dell'Autorità sono espresse nelle motivazioni del provvedimento finale, ed in particolare:

- a) le modifiche dei parametri della regolazione incentivante della durata di interruzione proposte nel secondo e nel terzo documento di consultazione sono state confermate, in quanto tali modifiche si rendono necessarie visti gli effetti finora raggiunti per effetto di questa regolazione e per fornire adeguati al miglioramento nelle aree in cui ancora la durata di interruzione assume valori peggiori del doppio del livello obiettivo⁹;
- b) per quanto riguarda la regolazione del numero, a fronte della conferma dei livelli obiettivo indicati nel terzo documento di consultazione, l'Autorità ha introdotto – limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011 – un tetto massimo del 6% al tasso di miglioramento tendenziale annuo richiesto per il numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente, in modo da evitare obiettivi eccessivamente stringenti per imprese distributrici in situazioni particolari;
- c) infine, in relazione al tetto massimo agli incentivi, l'Autorità ha rivisto in aumento il coefficiente applicabile ai clienti in bassa concentrazione, per evitare di non promuovere adeguatamente investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio in aree rurali.

4.2) Obiettivo B): aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni

4.2.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

Per i clienti alimentati in media tensione (clienti MT) sono in vigore dal 2006 standard individuali relativi al numero massimo di interruzioni. La deliberazione n. 209/06 di avvio del procedimento per la regolazione della continuità del servizio ha indicato tra gli obiettivi anche il rafforzamento della tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni (cioè, un numero di interruzioni superiore agli standard definiti dall'Autorità), agendo non solo sul fronte dei clienti MT ma anche su quello dei clienti di bassa tensione (clienti BT). La futura introduzione di standard e indennizzi automatici per i clienti BT era stata già indicata in precedenti documenti e

⁹ Con riferimento all'anno 2006, circa 20 milioni di utenti (su 35 milioni) appartengono ad ambiti che hanno già raggiunto i livelli obiettivo applicabili per grado di concentrazione; si veda il grafico A9.a nell'Appendice 2 (*livelli attuali di qualità e effetti della regolazione- elementi quantitativi*) del secondo documento per la consultazione .

provvedimenti dell’Autorità (in particolare, deliberazione n. 122/06 e relativo documento per la consultazione dell’11 aprile 2006 - atto n. 9/06). Per questo, nel seguito si distingue il percorso fatto in relazione alla regolazione per i clienti BT da quello fatto per i clienti MT.

Clients BT

La complessità dei meccanismi di registrazione dei clienti di bassa tensione coinvolti nelle interruzioni accertata dall’Autorità in occasione della ricognizione che ha preceduto la pubblicazione della deliberazione n. 122/06 ha suggerito di affrontare con prudenza l’introduzione di standard e indennizzi automatici per i clienti di bassa tensione. Per questa ragione su questo versante l’AIR è stata adottata come metodologia opportuna e utile ai fini di una decisione in merito. Sono state considerate tre opzioni (inclusa l’opzione nulla), alternative le une rispetto alle altre.

- 0) opzione B.0 (opzione nulla): non introdurre alcun tipo di standard individuale per clienti BT nel terzo periodo di regolazione;
- 1) opzione B.1: a partire dal 2010 per le imprese che servono più di 100.000 clienti e progressivamente per le altre imprese di distribuzione, introdurre standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe, associati a indennizzi automatici, per tutti i clienti di bassa tensione (domestici e non domestici) appartenenti agli ambiti territoriali caratterizzati da livelli di continuità peggiori, in termini di numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe, rispetto a livelli di riferimento che verranno fissati dall’Autorità, in modo da rendere graduale l’introduzione su larga scala degli indennizzi individuali; il criterio di selezione potrebbe essere basato sulla suddivisione degli ambiti in percentili in base al numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe registrato nel biennio 2007-2008, e partire da quelli che cadono per esempio nell’ultimo quartile, con progressiva estensione;
- 2) opzione B.2: introdurre standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per tutti i clienti di bassa tensione, domestici e non domestici, a partire dal 2010 per le imprese che servono più di 100.000 clienti e progressivamente per le altre imprese di distribuzione.

La tabella 5 riporta la valutazione preliminare qualitativa delle opzioni considerate. Si rimanda al primo documento per la consultazione per maggiore dettagli sulle motivazioni delle valutazioni espresse.

Tabella 5 – *Valutazione qualitativa delle opzioni relative all’obiettivo “aumentare la tutela dei clienti finali (BT) che subiscono troppe interruzioni” (estratto dal primo documento per la consultazione)*

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione B.0	Opzione B.1	Opzione B.2
Efficacia dell’intervento: aumentare la tutela dei clienti finali (BT) che subiscono troppe interruzioni	Bassa	Medio/Alta	Alta
Economicità per gli esercenti: minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per le imprese distributrici	Alta	Media	Medio-bassa
Semplicità amministrativa (incluse le attività di controllo necessarie)	Alta	Media	Bassa
Valutazione qualitativa complessiva	Media	Medio/Alta	Media

In conclusione l'opzione B.1 è apparsa, nella prima fase di consultazione, essere quella preferibile dal momento che sembra bilanciare equamente i costi sostenuti dalle imprese distributrici per implementare la regolazione e il beneficio per i clienti, sperimentando in una prima fase questo tipo di regolazione su un numero più limitato di clienti corrispondenti alla fascia di clientela più danneggiata dalle interruzioni.

Clients MT

In relazione all'obiettivo di aumentare la tutela dei clienti MT serviti con troppe interruzioni, nel primo documento l'Autorità ha avanzato alcune proposte per rendere più efficace la regolazione esistente del numero massimo di interruzioni per clienti MT. Tali proposte possono essere così sintetizzate (si rinvia al primo documento per maggiori dettagli):

- a) aggiornare lo standard esistente sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe in relazione alla situazione attuale, in base all'analisi dei dati di continuità relativi all'anno 2006, e introdurre un nuovo standard sul numero massimo per cliente MT della somma di interruzioni lunghe e brevi;
- b) modificare i requisiti di adeguamento per i clienti MT con impianti di utenza semplici, introducendo come requisito strutturale l'interruttore di manovra sezionatore protetto con fusibile e relè omopolare di terra (IMS-FGT), per il quale il CEI ha già avviato un'inchiesta pubblica; qualora tale soluzione strutturale fosse disponibile a condizioni di mercato accessibili, potrebbe essere rimosso il requisito attuale di disporre di un contratto di manutenzione per impianti di utenza semplici;
- c) ridurre la percentuale di costi riconosciuti utilizzata come tetto massimo all'ammontare di corrispettivo tariffario specifico (CTS) trattenibile dalle imprese distributtrici (il CTS viene pagato dai clienti che non adeguano i propri impianti di utenza MT ai requisiti di selettività delle protezioni);
- d) trasferire in bassa tensione la consegna dei clienti finali alimentati in media tensione con potenza disponibile inferiore a 100 kW con consegne su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari (situazioni che rendono di fatto impraticabile l'adeguamento ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità).

Oltre a queste proposte per rafforzare la regolazione esistente relativa ai clienti MT, l'Autorità ha avanzato anche ulteriori proposte specifiche per la tutela dei clienti finali:

- e) in merito alle interruzioni provocate da un'impresa distributtrice su un'altra impresa interconnessa:
 - considerare anche le interruzioni originate sulla rete di un'impresa interconnessa a monte di quella a cui è connesso il cliente che subisce l'interruzione, tra quelle computate ai fini della verifica degli standard individuali (nella regolazione esistente nel periodo 2004-2007, tali interruzioni su altre reti sono escluse dal computo);
 - rimuovere l'applicazione degli standard sul numero massimo di interruzioni ai punti di interconnessione tra imprese distributtrici, dal momento che non si sono riscontrati casi di applicazione volontaria della regolazione del numero massimo annuo di interruzioni tra imprese distributtrici interconnesse in media tensione, finora lasciata a liberi accordi tra le parti per via di numerose complessità.

f) in merito alle interruzioni con preavviso l'Autorità ha proposto che:

- il preavviso venga comunicato ai clienti BT con almeno 72-96 ore (3-4 giorni) di anticipo rispetto all'inizio dell'interruzione per le interruzioni programmate che non vengono effettuate per ripristinare precedenti situazioni di guasto (per le quali si confermerebbe il termine di 24 ore di anticipo attualmente in vigore, anche per i clienti MT);
- il preavviso venga comunicato ai clienti MT con almeno di 1 settimana di anticipo; inoltre, per i clienti MT che hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza, l'Autorità ha proposto che abbiano diritto a concordare l'effettuazione di interruzioni con preavviso in giornate e orari da fissare di comune accordo con l'impresa distributrice, senza addebito di costi per lavoro straordinario nel caso sia necessario effettuare l'interruzione con preavviso in giornate di sabato o festive per la specifica tipologia produttiva del cliente MT;
- per evitare che le interruzioni con preavviso vengano ripetute sulla stessa utenza, l'Autorità ha inoltre proposto di computare anche le interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente, ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente MT o BT.

4.2.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione

Clients BT

Per quanto riguarda le opzioni alternative relative all'introduzione di standard individuali per i clienti BT, Enel, Federutility e Acea hanno segnalato che le opzioni B.1 e B.2 dovrebbero essere rinviata al quarto periodo regolatorio dopo aver valutato gli effetti della regolazione generale sul numero medio delle interruzioni; entrambe queste ipotesi rischiano di alimentare contenziosi con i clienti, mentre l'obiettivo di miglioramento del numero di interruzioni può essere perseguito in maniera più efficace attraverso un meccanismo di premi e penali basato sul miglioramento del numero medio di interruzioni lunghe per cliente BT; infine, ci sarebbe la necessità di testare l'efficacia delle soluzioni adottate dai vari soggetti, in particolare la telegestione dei misuratori, anche per via della contestuale possibile adozione di un meccanismo di tutela inerente le interruzioni prolungate/estese per gli stessi utenti BT. Tra gli operatori di distribuzione, solo AEM Milano ha dichiarato di preferire l'opzione B.2. Per quanto riguarda le rappresentanze dei consumatori:

- Confindustria ha segnalato come l'opzione B.2 appaia valida dal punto di vista dell'estensione (domestici e non domestici) ma sorgono perplessità che sia legata alle sole interruzioni senza preavviso lunghe. D'altra parte l'opzione B.0, che minimizza i costi di applicazione alle imprese distributrici, potrebbe incentivarne l'impegno per il miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione in MT/BT. Comunque, quale che sia l'opzione prescelta si osserva che gli scenari di tutela dei clienti BT dovranno prendere in considerazione anche le interruzioni senza preavviso brevi;
- Confartigianato e Cittadinanzattiva propendono per l'opzione B.1. Per Cittadinanzattiva la motivazione è legata al fatto che l'opzione B.2, seppur sembri

la più valida, rischia di comportare maggiori costi alle imprese che verrebbero poi trasferiti nelle bollette dei consumatori.

Clients MT

Con riferimento alle ulteriori proposte, Enel, Federutility e Acea non condividono di estendere la tutela dei clienti MT considerando anche le interruzioni brevi senza prima attendere gli esiti della regolazione introdotta con la deliberazione n. 247/07. L'esperienza ha inoltre mostrato una modesta adesione dei clienti MT all'adeguamento dei propri impianti. Per Enel sarebbe utile per il prossimo periodo di regolazione prevedere una forte sensibilizzazione di tali clienti all'adeguamento dei loro impianti. Meglio sarebbe per i clienti sensibili al numero di interruzioni brevi la possibilità di un contratto di qualità. Per Federutility, inoltre, la regolazione ha fatto sì che i distributori effettuassero investimenti volti a trasformare le interruzioni da lunghe in brevi, per cui l'evoluzione delle interruzioni brevi MT risulta tutt'ora in corso.

Aem Milano ritiene condivisibile l'obiettivo di rafforzare la tutela offerta ai clienti finali che subiscono un numero di interruzioni superiore allo standard, in particolare per quanto riguarda i clienti MT, sensibili ai costi sopportati in presenza di interruzioni.

Confindustria, Confartigianato, Cittadinanzattiva, Edipower e Anie hanno invece condiviso la proposta dell'Autorità.

Per quanto riguarda le proposte relative alle interruzioni con preavviso, gli operatori concordano con l'aumento dei tempi di preavviso a 48 ore per il preavviso ma ritengono che questo non debba andare a discapito della gestione in sicurezza; pertanto le interruzioni programmate effettuate per ripristinare situazioni di guasto e di emergenza sarebbero condotte ancora con 24 ore di preavviso. In particolare Confindustria richiede che, salvo condizioni di emergenza, si definisca un preavviso di 2 giornate lavorative e si promuova un rapporto più diretto con la clientela business (es. segnalazioni tramite e-mail o SMS di interruzioni con preavviso).

4.2.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione

Clients BT

Alla luce delle proposte formulate e delle osservazioni pervenute l'Autorità ha espresso nel secondo documento per la consultazione le seguenti valutazioni:

- a) l'introduzione di standard sul numero massimo di interruzioni per i clienti di bassa tensione appare inevitabile come tendenza generale;
- b) ci sono diversi elementi che suggeriscono maggiore gradualità: non solo le osservazioni delle imprese, ma anche la tempistica dettata dalla delibera 122/06 che non permetterebbe di avere dati individuali, necessari per fissare gli standard, prima di metà 2009 e riferiti solo a un anno, il 2008 ;
- c) con la recente deliberazione n. 172/07 sono stati introdotti standard sulla durata massima delle interruzioni (prolungate e estese), anche in condizioni eccezionali, con rimborsi automatici;
- d) le interruzioni brevi possono essere causa di costi non solo per i clienti di media tensione, ma anche per i clienti di bassa tensione non domestici.

Tutto ciò considerato, l'Autorità ha rivisto le proprie valutazioni preliminari, preferendo l'opzione B.0 per il terzo periodo di regolazione ma proponendo che gli standard sul numero massimo di interruzioni entrino in vigore dal quarto periodo di regolazione. Nel secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto che, in via propedeutica all'introduzione di standard individuali per i clienti BT dal 2012, vengano monitorati i seguenti indicatori nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, coerentemente con l'entrata in vigore degli obblighi di registrazione del numero reale di clienti BT coinvolti nelle interruzioni (delibera n. 122/06):

- numero di clienti BT (domestici e non domestici) con più di X interruzioni lunghe;
- numero di clienti BT non domestici con più di Y interruzioni lunghe e brevi.

I valori delle soglie X e Y potranno essere differenziati per grado di concentrazione; nel conteggio delle interruzioni ai fini di questi indicatori si escludono le interruzioni attribuite a cause esterne e a periodi di condizioni eccezionali o a eventi eccezionali, mentre sono incluse le interruzioni per disalimentazione della rete di trasmissione nazionale e le interruzioni con origine su reti di distribuzione ad alta tensione.

Raccogliendo un suggerimento avanzato da alcuni operatori, l'Autorità ha indicato nel secondo documento di consultazione che questi indicatori potrebbero essere utilizzati, nella seconda metà del periodo regolatorio (2010-2011), per introdurre meccanismi alternativi di tutela dei clienti BT con troppe interruzioni. Si tratterebbe di aggiungere uno schema di regolazione che induca (con incentivi/penalità) al miglioramento dell'indicatore "numero di clienti con più di X interruzioni" o "numero di clienti con più di Y interruzioni". Il meccanismo potrebbe avere una funzione transitoria e propedeutica per scomparire quando verranno introdotti standard individuali associati a rimborsi.

Clienti MT

Considerate le posizioni emerse in relazione alle proposte per il rafforzamento della regolazione individuale per clienti MT, l'Autorità ha proposto nel secondo documento di consultazione di aggiornare gli standard per il periodo di regolazione 2008-2011, sulla base sui livelli effettivi disponibili fino all'anno 2006. L'analisi di tali livelli effettivi è illustrato nel secondo documento di consultazione attraverso un'analisi dei percentili di clienti MT in relazione al numero di interruzioni, lunghe e brevi, subite all'anno.

In particolare per le interruzioni brevi, la prima consultazione ha messo in evidenza posizioni non facilmente conciliabili. L'Autorità ritiene non rinunciabile l'obiettivo di introdurre standard individuali, almeno per i clienti di maggiori dimensioni, riferiti non solo alle lunghe ma anche alle brevi; tuttavia, valutate le osservazioni pervenute, ha indicato nel secondo documento l'opportunità di approfondire la questione, in modo da individuare soluzioni che siano il più possibile vicine alle esigenze dei clienti in particolare industriali, avanzando alcune proposte alternative (si rimanda al secondo documento per dettagli).

L'Autorità ha inteso confermare per il terzo periodo di regolazione gli attuali meccanismi in vigore (penalità separate dagli indennizzi), nonché il metodo di calcolo della potenza media interrotta e la valorizzazione della potenza media interrotta (parametro V_p) in vigore per l'attuale periodo di regolazione. Per quanto concerne il corrispettivo tariffario specifico (CTS) pagato dai clienti con impianti non ancora adeguati, l'Autorità ha proposto nel secondo documento di

elevare tale corrispettivo per i clienti di maggiore potenza e di modulare la quota a disposizione dei distributori in funzione di iniziative di controllo sul campo e di divulgazione.

Per quanto riguarda il ribaltamento sull'impresa a monte della quota parte di indennizzo automatico dovuto ad ogni cliente che ha subito almeno una interruzione con origine sulla rete a monte (inclusa la rete di trasmissione nazionale), in misura proporzionale alle interruzioni complessivamente subite, l'Autorità ha confermato quanto proposto nel primo documento, dal momento che la soluzione individuata è del tutto analoga a quella introdotta con la deliberazione n. 172/07 in materia di interruzioni prolungate e estese e, come già detto, mira a rendere facilmente percepibili gli standard da parte dei clienti finali e pertanto ridurre i possibili contenziosi.

In tema di interruzioni con preavviso, tenuto conto delle osservazioni pervenute l'Autorità ha ritenuto di:

- a) portare il termine di comunicazione del preavviso a 48 ore, anche per le interruzioni che vengono effettuate per ripristinare precedenti situazioni di guasto, sia per clienti BT che MT, confermando per questi ultimi che non vi debba essere addebito di costi per lavoro straordinario nel caso sia necessario effettuare l'interruzione con preavviso in giornate di sabato o festive per la specifica tipologia produttiva del cliente MT;
- b) dare seguito alla proposta di computare delle interruzioni con preavviso successive alla prima in un anno per ciascun cliente ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni.

A seguito di alcune segnalazioni, l'Autorità richiederà strumenti di comunicazione del preavviso più appropriati, soprattutto nelle zone rurali ove risultano essere utilizzate modalità talora inadeguate (es. cartelli plastificati di adeguata grandezza e ben visibili in luogo di fogli di carta appesi su pali dell'illuminazione pubblica). Si intende anche valutare se vi siano le condizioni affinché il preavviso possa essere inviato ai clienti finali attraverso ulteriori canali informativi (telefono, SMS, e-mail, etc.) rispetto a quello cartaceo, che attualmente risulta essere l'unico utilizzato.

4.2.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione

Enel non si è dichiarata contraria ai nuovi standard più severi proposti nel secondo documento di consultazione (2, 3 e 4 interruzioni per alta, media e bassa concentrazione invece dei valori attuali pari rispettivamente a 3, 4 e 5) ma ritiene che essi debbano essere aggiornati a 4 anni dall'introduzione dei primi standard individuali, cioè a decorrere dal 2010. Infatti, gli standard per clienti MT sono stati introdotti nel corso del II periodo, a decorrere dal 2006 (cioè, alle metà del periodo). Federutility invece non ritiene condivisibili le proposte sia per la scarsa reazione dei clienti alla campagna di "adeguamento" degli impianti di utenza MT, sia perché si tratterebbe di una stretta eccessiva in termini di penalità alle imprese.

Sono state ricevute osservazioni anche rispetto alla proposta, avanzata in consultazione anche l'idea di rivedere il gettito del "CTS" (corrispettivo tariffario specifico a carico dei clienti MT con impianti non adeguati), da una parte elevando tale corrispettivo per i clienti di maggiore potenza e dall'altro modulando la quota a disposizione dei distributori in funzione di iniziative di controllo sul campo e di divulgazione. Gli operatori ritengono che l'aliquota dell'1% (dei ricavi riconosciuti MT) a disposizione dei distributori non debba essere ridotta in quanto "appena

sufficiente per coprire le spese di gestione del meccanismo” e non sviluppano particolari proposte per l’aumento dei controlli.

Un’altra proposta che è stata criticata dagli operatori riguarda una misura ideata per contenere le interruzioni con preavviso (si tratta dell’ipotesi di conteggiare la seconda interruzione con preavviso su uno stesso cliente ai fini della verifica degli standard individuali). Questa proposta è stata criticata aspramente dalle osservazioni pervenute.

4.2.5 Proposte finali del terzo documento di consultazione e deliberazione n. 281/07

Clients BT

Prima dell’emanazione del terzo documento per la consultazione, l’Autorità ha approvato la deliberazione n. 281/07 in tema di registrazione delle interruzioni (confluita poi nel Testo integrato qualità 2008-2011). In tale provvedimento sono stati introdotti i nuovi indicatori di continuità del servizio riferibili ai clienti alimentati in bassa tensione, relativi alla distribuzione del numero di clienti per interruzioni senza preavviso lunghe subite nell’anno, come proposto nel secondo documento di consultazione. A tali indicatori non viene associato per il momento alcun effetto incentivante o penalizzante per gli operatori.

Clients MT

Tenuto conto delle osservazioni pervenute nella seconda fase di consultazione, l’Autorità ha confermato nel terzo documento gli orientamenti espressi nel primo e nel secondo documento, con questi specifici adeguamenti delle proposte in relazione alle osservazioni pervenute, tra cui in particolare:

- a) in accoglimento di alcune osservazioni presentate, di prevedere che la modifica degli standard per clienti MT abbia decorrenza dal 2010, mantenendo fino a tutto il 2009 in vigore gli standard attuali;
- b) di elevare fin dal 2008 il tetto massimo oltre il quale si arresta il computo delle penalità e degli indennizzi ai clienti al triplo dello standard (attualmente è il doppio), in tal modo da fornire un segnale sia agli operatori (per il miglioramento) sia ai clienti (per la convenienza dell’adeguamento degli impianti) in particolare negli ambiti con situazioni peggiori (come la regione Sicilia);
- c) di modulare il CTS in relazione alla potenza disponibile sopra la soglia dei 400 kW, con una relazione meno che proporzionale.

In relazione alle interruzioni con preavviso, tenuto conto delle osservazioni specificamente ricevute, nel terzo documento è stato proposto di elevare a 2 giorni lavorativi di anticipo il termine di preavviso ai clienti per interruzioni dovute all’esecuzione di interventi e manovre programmate; accogliendo le osservazioni sul punto, sono stati esclusi i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze per le quali si mantiene il termine vigente di 24 ore di anticipo.

Con la deliberazione n. 281/07 sono state apportate alcune modifiche alle regole di registrazione attualmente in vigore ed aggiornamenti per tenere conto dell’evoluzione normativa e per permettere il ribaltamento sull’impresa a monte della quota parte di indennizzo automatico

dovuto ai clienti in misura proporzionale. In particolare è stata introdotta introdurre una nuova origine per le interruzioni conseguenti a disalimentazioni di reti interconnesse a monte.

4.2.6 Principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione

Alcuni tra i soggetti partecipanti che hanno inviato osservazioni in esito al terzo documento per la consultazione hanno espresso alcuni profili critici verso le proposte finali dell'Autorità, per quanto concerne l'obiettivo di aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni, che possono essere così sintetizzate per gli aspetti principali:

- a) non condivisione della proposta di rivedere dal 2010, gli standard di continuità relativi al numero massimo di interruzioni per clienti MT, tenuto conto delle altre modifiche suggerite dall'Autorità tra le quali in particolare l'inclusione delle interruzioni derivanti dalle reti in alta tensione di distribuzione e di trasmissione;
- b) non condividono la proposta di includere anche le interruzioni con preavviso successive, per ogni cliente, alla prima nell'anno tra le interruzioni conteggiate ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali di continuità per clienti MT.

Rispetto a queste osservazioni, le valutazioni dell'Autorità sono indicate nelle motivazioni del provvedimento finale; in particolare, l'Autorità ha confermato la proposta di revisione degli standard individuali per clienti MT dal 2010, come proposto nel terzo documento per la consultazione, in quanto i livelli di qualità identificati da tali standard possono essere mantenuti con un normale esercizio della rete, ma ha riveduto in alcuni aspetti il regime di esclusione delle interruzioni ai fini della verifica di detti standard, accogliendo in particolare le osservazioni formulate in relazione all'esclusione delle interruzioni con preavviso dal conteggio per la verifica degli standard.

5) PROVVEDIMENTO FINALE

Questa sezione della presente Relazione AIR descrive dettagliatamente, anche dal punto di vista tecnico, il provvedimento finale, con riferimento alle soluzioni ritenute preferibili, incluse anche quelle non sottoposte ad Air. Vengono in particolare evidenziate le modifiche rispetto al testo integrato previgente¹⁰.

5.1) Parte I: regolazione della continuità del servizio di distribuzione

5.1.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

Nelle disposizioni generali sono state riprese le definizioni già adottate con la deliberazione n. 281/07; le finalità sono le medesime del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo regolatorio 2004-2007, aggiornate per tenere conto dell'evoluzione normativa e in particolare della deliberazione n. 172/07. In particolare, è stata introdotta la nuova metodologia per l'identificazione delle interruzioni eccezionali delineata dalla deliberazione n. 172/07, in sostituzione di quella fino a quel momento vigente e valida per tutti i fini di regolazione, modificando l'espressione "periodi di condizioni eccezionali" in "periodi di condizioni perturbate" per motivi di chiarezza (scheda 1 allegata alla Parte I del provvedimento¹¹).

5.1.2 Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni

In questa sezione sono confluite le disposizioni approvate a stralcio con la deliberazione n. 281/07, integrate per alcuni aspetti specifici (tra cui l'esplicitazione delle informazioni previste per il registro delle interruzioni nei casi di interruzioni prolungate). Nel corso del procedimento sono state esaminate diverse proposte su questa materia; in generale, la consultazione ha espresso l'esigenza di limitare per quanto possibile le modifiche al sistema di registrazione che inducono effetti importanti sui sistemi informativi. L'Autorità, condividendo l'esigenza di minimizzare le modifiche del sistema di registrazione delle interruzioni, dato che finora il sistema ha mostrato di funzionare e i controlli effettuati regolarmente sulle imprese hanno dimostrato un notevole grado di adempimento alle regole di registrazione da parte delle imprese distributrici, ha limitato le modifiche rispetto al Testo integrato previgente; le principali modifiche sono le seguenti:

- a) all'*articolo 4 (comma 4.2)* per rendere il registro delle interruzioni compatibile con la nuova disciplina sono state aggiunte le seguenti informazioni:
 - 1) lettera l) l'informazione che l'interruzione interessa una sola parte di rete BT per interruzioni con origine sulla rete BT;

¹⁰ Per le motivazioni e i chiarimenti in merito alle norme del testo integrato previgente non modificate dalla deliberazione n. 333/07 si rinvia alle Relazioni tecniche delle deliberazioni n. 4/04 e n. 247/04 (rispettivamente: <http://www.autorita.energia.it/docs/04/004-04.htm> e <http://www.autorita.energia.it/docs/04/247-04.htm>).

¹¹ Il trattamento delle interruzioni attribuibili a eventi eccezionali e cause di forza maggiore è stato oggetto di specifica consultazione nell'ambito dell'iter di adozione della deliberazione n. 172/07; si rinvia pertanto alla Relazione tecnica di tale provvedimento (<http://www.autorita.energia.it/docs/07/172-07rt.pdf>) per maggiori dettagli.

- 2) lettera m) l'informazione che l'interruzione interessa una, due o tre fasi per interruzioni con origine sulla rete BT;
 - 3) lettera n) nel caso si siano verificate sospensioni o posticipazioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza:
 - i) la data, l'ora, il minuto di inizio della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
 - ii) la durata della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.
- b) all'*articolo 4, comma 4.3*, per rendere il registro delle interruzioni compatibile con la nuova disciplina delle interruzioni prolungate o estese è stata aggiunta la registrazione della quota parte di interruzione eccedente le otto ore di ogni interruzione senza preavviso lunga nonché del numero di clienti BT coinvolti in tali interruzioni (dato utile ai fini del contributo al Fondo eventi eccezionali);
- c) all'*articolo 4, comma 4.7*, è stato introdotto il principio di accorpamento di interruzioni consecutive che si succedono nell'arco di un'ora dalla fine di una interruzione avente la stessa causa e la stessa origine. La questione dell'accorpamento di interruzioni consecutive (ai fini della verifica degli standard individuali) assume notevole importanza per via dell'estensione della regolazione individuale alle interruzioni brevi e ai clienti BT. A livello internazionale, non c'è una regola prevalente; tuttavia, nei principali Paesi europei si utilizzano convenzioni di accorpamento con durate ben maggiori di quella in uso in Italia fino al 2007 (3 minuti): per es. in Francia si accorpano interruzioni afferenti allo stesso "evento" per una durata di un'ora misurata dalla fine della interruzione precedente e in Gran Bretagna per una durata di tre ore misurata dall'inizio della interruzione precedente. Alla luce di tutte queste considerazioni, la decisione di introdurre il criterio di accorpamento a 60 minuti (seguendo una proposta avanzata sin dal primo documento di consultazione) risulta coerente sia con quanto già in vigore per la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni sia con quanto definito nella deliberazione n. 172/07 in tema di durata delle interruzioni prolungate. L'introduzione di questa nuova regola di accorpamento, diversa da quella attuale, è giustificata, oltre che dalle esigenze di comparabilità internazionale sopra descritte, anche da un'esigenza di semplificazione della registrazione in modo unitario per tutte le regolazioni; ma, d'altra parte, comporta una discontinuità nella serie storica, soprattutto delle interruzioni brevi, che comporta un ricalcolo dei dati per la regolazione degli ambiti territoriali (vd oltre);
- d) all'*articolo 6*, è stata introdotta (*comma 6.1 lettera c*) una nuova origine per le interruzioni conseguenti a disalimentazioni di reti interconnesse; tale modifica è necessaria per scorporare le interruzioni da reti interconnesse, in precedenza comprese nelle interruzioni attribuite a cause esterne. Le interruzioni attribuibili a tale origine (e di responsabilità del soggetto gestore della rete su cui tali interruzioni hanno origine) saranno conteggiate ai fini della verifica degli standard individuali dei clienti sottesi e saranno utilizzate per la ripartizione dei rimborsi tra l'impresa distributrice e le imprese interconnesse, di distribuzione o di trasmissione, come proposto in ognuno dei tre documenti per la consultazione¹²; inoltre, al

¹² La classificazione dell'origine su "reti di altre imprese distributrici interconnesse" si utilizza anche per i guasti localizzati su impianti di un produttore puro; in tal caso, l'impresa distributrice registra l'origine di tale interruzione come "reti interconnesse" e la causa come causa esterna (per i guasti invece localizzati su impianti di un autoproduttore, l'impresa distributrice registra ordinariamente l'origine dell'interruzione sulla propria rete di distribuzione in funzione del livello di tensione a cui è attestato l'autoproduttore e la causa come causa esterna).

comma 6.1 lettera a) punto ii dello stesso articolo è stato chiarito che nelle piccole isole non interconnesse al sistema elettrico, le interruzioni dovute agli interventi delle protezioni degli impianti di generazione devono essere assegnate a un'origine separata rispetto alle interruzioni derivanti da guasti di distribuzione; per semplicità e analogia, tale origine è la stessa utilizzata in caso di incidenti rilevanti sul sistema elettrico interconnesso;

- e) all'*articolo 7, comma 7.1*, lettera a), sono elencati come interruzioni dovute a causa forza maggiore anche gli eventi eccezionali; gli eventi eccezionali sono eventi che provocano danni agli impianti e interruzioni dell'alimentazione di energia elettrica anche in periodi di condizioni normali in zone circoscritte (ad esempio: trombe d'aria, valanghe, etc.), per superamento dei limiti di progetto degli impianti. A dimostrazione degli effetti o dei danni strutturali agli impianti la documentazione per attribuire tali interruzioni a causa forza maggiore deve essere costituita da documentazione fotografica con la data e ora relativa allo scatto relativamente ai danneggiamenti strutturali e controfirmata dalla persona che ha prodotto tale documentazione e può essere corredata da perizie effettuate da professionisti iscritti agli Albi che attestino che l'evento ha superato i parametri di progetto. Infine, in relazione all'attribuzione delle interruzioni a interruzioni eccezionali lunghe, di cui alla scheda 1, vengono identificate come interruzioni eccezionali lunghe le sole interruzioni lunghe (registrate con il criterio di utenza) la cui durata è superiore al 3° quartile della distribuzione delle durate delle interruzioni, aventi la medesima origine, della provincia considerata, o parte di provincia, servita dalla stessa impresa distributrice, nel triennio di riferimento precedente l'anno *t*;
- f) all'*articolo 7, comma 7.2*, è stato previsto un termine per la comunicazione alle altre imprese distributrici interconnesse interessate da un'interruzione della causa della medesima (60 giorni dall'evento). Tale termine si rende necessario in quanto, ai fini della verifica degli standard individuali contribuiscono anche le interruzioni da reti interconnesse solo nella misura in cui sono di responsabilità del soggetto interconnesso, mentre restano escluse le interruzioni che lo stesso soggetto interconnesso ha attribuito a cause esterne o a forza maggiore;
- g) all'*articolo 7, comma 7.3*, è stato previsto uno specifico obbligo di documentazione dei casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;
- h) all'*articolo 11, comma 11.1* e seguenti, sono state integrate nel testo le disposizioni già vigenti per effetto della deliberazione n. 122/06 in materia di individuazione esatta dei clienti BT interessati dalle interruzioni; è opportuno chiarire che, allo scopo di non appesantire la memorizzazione dei dati, l'esercente deve essere in grado di produrre, in occasione di eventuali controlli, la lista dei clienti disalimentati in occasioni di interruzioni lunghe; non è invece obbligatorio memorizzare le liste relative a tutte le interruzioni dal momento che ciò potrebbe creare una eccessiva occupazione di memoria. Per le imprese distributrici che in assenza della rilevazione del numero reale di clienti BT stimano il numero di clienti secondo i criteri definiti all'*articolo 11, comma 11.6*, è data facoltà all'impresa distributrice di registrare il numero reale di clienti BT appartenenti a porzioni di rete (ad es: gruppo centralizzato) qualora sia in grado di dimostrarne la corrispondenza.
- i) all'*articolo 14* sono state riunificate le disposizioni in materia di gradualità della registrazione, ancora con riferimento alla deliberazione n. 122/06; si segnala in particolare il *comma 14.4*, in base al quale le imprese distributrici di qualunque dimensione che intendono adottare il sistema di rilevazione soggetti a interruzioni tramite l'ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti

BT interrotti decorre dall'1 gennaio 2010; per gli anni 2010 e 2011, in deroga transitoria a quanto previsto al comma 8.3, l'istante di inizio delle interruzioni con origine BT può essere riferita alla prima segnalazione, anche attraverso chiamata telefonica, dell'interruzione. Ciò è dovuto al fatto che per tali sistemi è previsto dalla deliberazione n. 292/06 uno specifico incentivo, motivato anche con la maggiore precisione nella rilevazione dell'inizio di interruzione. Tuttavia, la modifica dell'istante di inizio in corso di periodo avrebbe conseguenze di disomogeneità in particolare per il confronto con i livelli tendenziali della regolazione incentivante e pertanto la rilevazione dei tempi esatti dovrà essere resa disponibile per gli anni 2010 e 2011 solo allo scopo di definire correttamente i livelli tendenziali per il periodo successivo. Peraltro, l'Autorità intende verificare, nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, se rendere obbligatorio l'utilizzo del sistema di telegestione per la rilevazione dei clienti effettivamente disalimentati; a tale scopo si prevede di effettuare specifiche consultazioni.

5.1.3 Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio

Anche per questa sezione le disposizioni approvate ricalcano quelle già approvate a stralcio con la deliberazione n. 281/07; come unica modifica rilevante rispetto al testo previgente, si segnala in particolare (come già accennato nel capitolo 4.2 della presente relazione AIR) che sono stati introdotti nuovi indicatori di continuità del servizio riferibili ai clienti alimentati in bassa, media e alta tensione, relativi alla distribuzione del numero di clienti per interruzioni senza preavviso lunghe subite nell'anno (scheda 2 allegata alla Parte I del Testo integrato, richiamata dall'*articolo 15, comma 15.6*).

5.1.4 Titolo 4 – Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso

Questa sezione del provvedimento contiene le disposizioni finali in esito al processo di consultazione descritto in dettaglio nel capitolo 4.1. della presente relazione AIR, a cui si rimanda per l'analisi delle motivazioni specifiche.

L'*articolo 17* contiene le disposizioni generali in materia di applicazione della regolazione incentivante della durata e del numero. La principale novità rispetto al testo previgente è che nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 saranno progressivamente soggette alla regolazione incentivante tutte le imprese distributrici, con la gradualità indicata all'*articolo 30*. Vengono pertanto meno, a seguito dell'ampia consultazione effettuata su tale punto, le esclusioni previste per le imprese distributrici di minori dimensioni. Più avanti il tema delle piccole imprese distributrici è maggiormente approfondito, si veda il commento all'*articolo 30* della Parte I e all'*articolo 60* della Parte II).

In tema di definizione di ambito territoriale (*articolo 18*) è stata soppressa la limitazione a dimensioni maggiori di 5.000 clienti per la costituzione di ambiti territoriali, in virtù della rimozione delle precedenti esclusioni previste per le imprese distributrici di minori dimensioni. Per le imprese attualmente non soggette alla regolazione e di minore dimensione sono previsti termini e modalità specifiche, incluso la possibilità per imprese di minori dimensioni di aggregarsi e formare un unico ambito territoriale a parità di grado di concentrazione.

Gli indicatori di riferimento per la regolazione incentivante sono definiti all'*articolo 19*. Oltre al tradizionale indicatore di riferimento D1 relativo alla durata, viene introdotto un secondo indicatore N1 costituito dalla somma del numero medio di interruzioni lunghe e brevi. Entrambi gli indicatori sono valutati su media ponderata biennale.

Per tali indicatori, all'*articolo 20* sono stati confermati senza modifiche i livelli obiettivo per la regolazione della durata già adottati per il secondo periodo di regolazione; sono stati altresì definiti i nuovi livelli obiettivo per l'indicatore N1, pari a 1 interruzione (lunga o breve) per cliente all'anno in alta concentrazione, 2 in media concentrazione e 4 in bassa concentrazione. Tali livelli sono stati confermati nel provvedimento finale, anche a seguito di osservazioni contrarie da parte di alcuni operatori, dal momento che risultano fattibili in base all'analisi dei valori effettivi di continuità del servizio per ambito territoriale e per grado di concentrazione.

L'*articolo 21* definisce le modalità per la determinazione dei livelli tendenziali di continuità. Per la regolazione incentivante della durata, si applica la regola già in vigore nel secondo periodo di regolazione, aggiornata per tenere conto che sono passati 4 dei 12 anni inizialmente fissati per il raggiungimento dei livelli obiettivo; il "livello di partenza" è dato dal livello effettivo del biennio 2006-07, precedente al nuovo periodo di regolazione (esattamente come è stato fatto per il secondo periodo di regolazione). Per la regolazione incentivante del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, la curva dei livelli tendenziali è stata modificata per tenere conto di quanto emerso in consultazione. Il livello tendenziale del 2008 è fissato pari al livello di partenza. Per gli anni successivi si determinano i livelli tendenziali con una funzione lineare che prevede miglioramenti uguali in valore assoluto fino a raggiungere i livelli obiettivi in tre periodi di regolazione. A seguito delle osservazioni pervenute nella terza fase di consultazione, è stato introdotto, limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011, un tetto massimo del 6% al tasso di miglioramento tendenziale annuo richiesto per il numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente, in modo da evitare obiettivi eccessivamente stringenti per imprese distributrici in situazioni particolari.

Gli incentivi e penalità della regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni sono definiti all'*articolo 22*. Gli incentivi/penalità vengono calcolati in base alla differenza tra livello tendenziale e livello effettivo, separatamente per ciascuno dei due indicatori di riferimento. Vengono confermate le modifiche dei parametri unitari di incentivazione proposte in consultazione; quindi, rispetto al corrente periodo regolatorio, sono ridotti i parametri per gli ambiti che hanno già raggiunto i livelli obiettivi e aumentati quelli per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo in modo da promuovere il processo di miglioramento e convergenza verso i livelli obiettivo. Per la regolazione del numero di interruzioni, i parametri di incentivo/penalità sono quelli corrispondenti al valore inferiore della forcilla indicata in consultazione, in relazione alla scelta di modificare (in senso attenuativo) la curva dei livelli tendenziali rispetto a quanto proposto in consultazione.

Il regime di inclusione delle cause esterne (*articolo 23*) è rimasto di natura volontaria anche se nel primo documento per la consultazione l'Autorità aveva proposto di estenderlo a tutte le imprese distributrici; considerate e accolte le osservazioni pervenute, l'Autorità ha previsto che l'inclusione delle interruzioni attribuibili a cause esterne resti un'opzione esercitabile dalla singola impresa distributtrice, per l'intero periodo di regolazione, con comunicazione all'Autorità entro il 31 marzo 2008. L'opzione vale sia per la regolazione della durata che per quella del numero. Per le imprese che esercitano tale opzione, i livelli obiettivo sono modificati in aumento, sia per la regolazione della durata che per quella del numero, e i parametri unitari di incentivo/penalità per la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi sono

modificati in aumento, per tenere conto della maggior difficoltà a prevenire l'insorgere di interruzioni attribuibili a cause esterne (come nel II periodo di regolazione, non è prevista alcuna maggiorazione ai parametri unitari di incentivo/penalità per la regolazione della durata).

I meccanismi di franchigia, tetti massimi e dilazione delle penalità sono trattati all'articolo 24. Vengono mantenuti i meccanismi di franchigia, applicabili a entrambi i livelli tendenziali (durata e numero). Viene introdotta una nuova funzione per il tetto massimo, semplificata rispetto alla precedente ma adeguata a tenere conto della doppia regolazione (numero e durata) e delle differenze di densità territoriale, aspetto inizialmente non considerato nelle proposte avanzate nel secondo documento per la consultazione. In particolare, per tenere conto delle osservazioni formulate dagli operatori nel terzo documento di consultazione è stato fissato un tetto agli incentivi differenziato tra alta, media e bassa concentrazione; per quest'ultimo grado di concentrazione è stato previsto un valore di tetto massimo agli incentivi maggiore di quello proposto nel secondo documento, per fornire adeguati stimoli al miglioramento anche in aree rurali. Vengono mantenuti inalterati, rispetto al periodo di regolazione 2008-2011, i meccanismi di "diluizione" delle penalità e di parziale cancellazione delle penalità dei primi due anni in caso di raggiungimento dei livelli tendenziali assegnati negli anni successivi.

Il meccanismo di diluizione delle penalità è applicato separatamente per la regolazione della durata e per la regolazione del numero. Nei casi di applicazione combinata del tetto alle penalità (che opera complessivamente a livello dell'esercente per entrambe le regolazioni) e del meccanismo di diluizione delle penalità (che opera a livello di singolo ambito e separatamente per le due regolazioni della durata e del numero) si procede come di seguito:

- viene calcolata la riduzione percentuale complessiva fra la penalità calcolata senza applicazione del tetto e la penalità effettiva (a livello complessivo di esercente e per l'effetto composto delle due regolazioni);
- la penalità effettiva da differire per ciascun ambito e per ciascuna regolazione è determinata applicando la riduzione percentuale complessiva al valore di penalità, di ciascun ambito e per ciascuna regolazione, calcolato senza l'applicazione del tetto.

La tabella seguente contiene un esempio applicabile a un'impresa distributrice con 3 ambiti territoriali in penalità nell'anno 2008 (anno a cui si applica il differimento integrale delle penalità agli anni successivi; invece nel 2009 si differirebbero solo i 2/3 della penalità).

Tabella 6 – esempio applicativo del tetto alle penalità (riferito all'anno 2008)

	Tetto penalità [€]	Penalità senza applicazione tetto regolazione durata [€]	Penalità senza applicazione tetto regolazione numero [€]	Totale penalità senza applicazione tetto [€]	riduzione %	Penalità da differire negli anni successivi regolazione durata [€]	Penalità da differire negli anni successivi regolazione numero [€]
ambito A	90.000,00	70.000,00	38.000,00	108.000,00		56.000,00	30.400,00
ambito M	60.000,00	40.000,00	38.000,00	78.000,00		32.000,00	30.400,00
ambito B	30.000,00	10.000,00	29.000,00	39.000,00		8.000,00	23.200,00
impresa	180.000,00	120.000,00	105.000,00	225.000,00	-20%	96.000,00	84.000,00

Le modalità per i controlli sui dati di continuità sono definite agli *articoli da 25 a 29*. Rispetto al sistema già sperimentato nel periodo di regolazione 2004-2007, viene mantenuto lo stesso sistema di indici per la valutazione degli esiti dei controlli (precisione, correttezza e sistema di registrazione); si segnala però che per l'indice di sistema di registrazione (scheda n. 3) sono state introdotte delle attenuazioni per aspetti di minore importanza, a fronte di un inasprimento della penalizzazione per mancate registrazioni brevi, in quanto queste diventano oggetto di regolazione incentivante nel terzo periodo di regolazione (mentre erano escluse nel secondo periodo). Per la valutazione degli esiti dei controlli sono state mantenute le stesse soglie di tolleranza già utilizzate. In caso di controlli con esiti non conformi, il valore presunto degli indicatori di riferimento si determina con formula analoga sia per l'indicatore di durata D1 che per l'indicatore di numero N1. Per le imprese distributrici a cui si applica per la prima volta il Titolo 4 della Parte I del provvedimento, nel caso i cui gli esiti risultino non conformi, verrà valutata l'opportunità di aprire un procedimento sanzionatorio in relazione alla gravità della violazione e di posticipare l'entrata in regolazione.

Infine, l'*articolo 30* contiene disposizioni speciali per imprese di minori dimensioni. Come indicato nel paragrafo 2.3, l'Autorità ha perseguito nel corso del procedimento l'obiettivo specifico di ampliare il livello di tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici. Tale obiettivo, come detto, è motivato dal fatto che l'Autorità ritiene che, dopo alcuni anni in cui le imprese distributrici di minori dimensioni hanno beneficiato di deroghe ed esclusioni parziali (sia per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale sia per quella della continuità del servizio), sia necessario estendere la regolazione della qualità del servizio a tutte le imprese distributrici, allo scopo di tutelare i clienti da esse serviti. Le possibili soluzioni sono state esaminate nel corso del processo di consultazione; dal momento che però i piccoli esercenti di distribuzione non hanno partecipato alla prima fase di consultazione, l'Autorità ha riproposto l'argomento nel secondo documento di consultazione con specifiche proposte (come aumentare l'arco della media mobile, da due a tre/quattro anni, in relazione alla ridotta dimensione dell'ambito territoriale o aggregare, su base volontaria, diversi ambiti "piccoli" di diverse imprese distributrici in un unico ambito "congiunto", dello stesso grado di concentrazione, e nominare una impresa distributtrice "capofila"). Nel mese di settembre 2007, inoltre, gli uffici hanno condotto specifici incontri con le associazioni rappresentative di tali esercenti di minori dimensioni, alla ricerca di soluzioni e accorgimenti per evitare effetti di volatilità e per assicurare verificabilità dei dati di continuità del servizio.

Alla luce degli elementi raccolti negli incontri e attraverso la seconda fase di consultazione, nonché in base agli esiti del piano di verifiche ispettive previste dalla deliberazione n. 103/07 su 6 imprese distributrici attualmente non soggette alla regolazione della qualità del servizio, l'Autorità ha previsto norme speciali per le imprese distributrici che sono sottoposte per la prima volta alla regolazione incentivante, tali anche da assorbire l'aumento significato nel tempo del numero delle imprese distributrici soggetto a questa regolazione

In particolare, le imprese con più di 5.000 clienti e meno di 25.000, finora non soggette alla regolazione, saranno soggette alla regolazione a partire dal 2008, a meno che non si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori triennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2009. Per le imprese con meno di 5.000 clienti, si distinguono due gruppi: quelle con alimentazione in cabina primaria o alimentazione con almeno

2 punti di consegna da due linee MT diverse e le altre¹³. Per le prime, è previsto l'utilizzo di indicatori triennali e l'avvio della regolazione dal 2010, salvo che si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori quadriennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2011. Per le seconde, è previsto un regime di valutazione delle specificità territoriali alla luce della quale sarà valutato caso per caso se queste imprese saranno soggette alla regolazione a partire dal 2012.

5.1.5 Titolo 5 – Regolazione individuale per clienti MT e altre utenze MT

Questa sezione del provvedimento contiene le disposizioni finali in esito al processo di consultazione per l'applicazione della regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per clienti MT. All'*articolo 31*, si registra l'ampliamento dell'ambito di applicazione a tutte le imprese distributrici, e non più solo quelle con più di 5.000 clienti finali. Sono esclusi dalla regolazione (e pertanto non hanno titolo agli indennizzi né sono tenuti al pagamento del corrispettivo tariffario specifico) alcuni punti di consegna con caratteristiche strutturali tali da non poter essere adeguati ai requisiti previsti. Sempre lo stesso articolo prevede che le imprese distributrici possano proporre ai clienti di tali punti la trasformazione degli stessi in bassa tensione, senza oneri per i clienti e fatto salvo l'assenso del cliente medesimo. Resta comunque a carico dei clienti l'eventuale smaltimento di materiali elettrici a norma di legge.

Gli standard individuali di continuità sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe, previsti dall'*articolo 32*, si applicano ai clienti MT (non più anche ai clienti AT). L'indicatore di riferimento è modificato, in ampliamento, rispetto a quello utilizzato nel secondo periodo; in particolare, non sono più escluse – e quindi vengono conteggiate ai fini della verifica degli standard – le interruzioni provenienti da reti interconnesse (inclusa la RTN), se gli esercenti di tali reti non hanno comunicato, sotto la propria responsabilità, l'imputazione delle stesse interruzioni a cause di forza maggiore o a cause esterne. In accoglimento di osservazioni formulate nell'ultima fase di consultazione, rimangono escluse le interruzioni con preavviso.¹⁴

Per quanto riguarda i livelli specifici, penalità e indennizzi ai clienti MT (*articoli 33 e 34*), gli standard individuali di continuità sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe vengono rivisti a decorrere dal 2010 (diversamente da quanto proposto in consultazione, ove si ipotizzata una decorrenza dal 2008); per gli anni 2008 e 2009 si adottano gli standard in vigore dal 2006 (tenendo conto della più ampia base di interruzioni incluse nell'indicatore fin dal 2008). Tale scelta è motivata dal fatto che i livelli di qualità identificati da tali standard possono essere mantenuti con un normale esercizio della rete, ma, in accoglimento di alcune osservazioni formulate in particolare per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni consecutive nell'arco di sessanta minuti viene rivisto per alcuni aspetti il regime di esclusione delle interruzioni ai fini della verifica di detti standard.

¹³ La presenza di una possibilità di controalimentazione è rilevante in quanto dalla regolazione per incentivi e penalità sono escluse le interruzioni “trasmesse” dalla RTN o dal distributore a monte. Piccole imprese distributrici senza controalimentazioni di soccorso potrebbero avere valori assai diversi tra la continuità effettivamente assicurata ai clienti e il livello di continuità di riferimento per la regolazione incentivante.

¹⁴ Si segnala che per un refuso al comma 32.2 si fa riferimento alla “comunicazione di cui al comma 16.1”, mentre il riferimento corretto è alla comunicazione di cui al comma 16.2 che deve essere effettuata entro il 30 giugno di ciascun anno.

In occasione della modifica degli standard dal 2010, è modificato in aumento anche il tetto massimo alle interruzioni indennizzabili, dal doppio dello standard applicabile al triplo (coefficiente w , attualmente pari a 2, viene elevato a 3 dal 2010), per evitare effetti di riduzione della tutela dei clienti serviti con troppe interruzioni.

Al momento vengono mantenuti inalterati i requisiti tecnici previsti dall'*articolo 35*¹⁵ per avere titolo agli indennizzi per clienti MT in caso di superamento degli standard di numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe e la dichiarazione di adeguatezza (*articolo 36*). E' considerata valida la dichiarazione di adeguatezza completa degli allegati richiesti (schema elettrico dell'impianto a valle del punto di consegna e planimetria della sezione se dovuta) e firmata da uno dei soggetti di cui all'*articolo 36, comma 4*; la conformità del cliente interessato parte dalla data di invio completo di tutta la documentazione richiesta dall'*art. 36*; tale data blocca anche il pagamento da parte del cliente del CTS.

Si segnala che con separata consultazione l'Autorità ha diffuso uno schema del provvedimento di approvazione della Regola tecnica di riferimento per le connessioni alle reti di distribuzione con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV (atto n 45/07). Tale schema di provvedimento prevede le situazioni in cui i clienti MT sono tenuti all'adeguamento dei propri impianti, anche ai fini della titolarità agli indennizzi. E' stata prevista una comunicazione annuale ai clienti da parte delle imprese distributrici sui requisiti per l'adeguamento e sui costi nei quali incorrono i clienti MT che non si adeguano.

Non essendo pervenute proposte per quanto riguarda il corrispettivo tariffario specifico (CTS) previsto dall'*articolo 37*, non viene dato seguito alla proposta, avanzata nella seconda consultazione, di modificare la quota parte del gettito del CTS trattenibile dalle imprese distributrici¹⁶. Per accelerare il processo di adeguamento, il CTS a carico del cliente MT che non adegua i propri impianti ai requisiti tecnici viene progressivamente aumentato, meno che proporzionalmente, per impianti con potenza disponibile superiore a 400 kW, dal momento che per questi impianti, tipicamente di maggiore complessità, il rischio di provocare interruzioni alla rete è maggiore (e correlato alla dimensione di impianto, approssimabile con la potenza disponibile). La maggiorazione del CTS per impianti con potenza disponibile superiore a 400 kW decorre dall'1 gennaio 2009.

Per quanto riguarda la comunicazione annuale ai clienti da parte delle imprese distributrici da effettuarsi entro il 30 giugno (*comma 35.4*), è stato aggiunto l'obbligo di comunicazione dei costi aggiuntivi (CTS) a carico del cliente in caso di mancato adeguamento ai requisiti tecnici (*comma 35.4, lettera d*)).

Infine, per quanto riguarda la comunicazione all'Autorità e controlli sui dati (*articoli 38 e 39*) non si registrano novità o modifiche su questi aspetti.

¹⁵ Si segnala che per un refuso, nel comma 35.1, lettera c), è richiamato il "successivo comma 33.13". Il riferimento corretto è al successivo comma 35.4.

¹⁶ Pertanto, in continuità con la regolazione vigente prima della deliberazione n. 333/07, si chiarisce che al comma 37.3, ove dispone che "Il gettito derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS è destinato alle imprese distributrici, nella misura massima dell'1% dell'ammontare annuo di cui al comma 34.3", l'ammontare a cui si fa riferimento è il prodotto tra il numero di clienti MT ed il corrispettivo p_1 (dis MT), senza che a tale ammontare venga applicato il coefficiente del 3,5% relativo, invece, al tetto per le penalità.

5.1.6 Titolo 6 – Interruzioni con preavviso

Questa sezione del provvedimento contiene le disposizioni finali in esito al processo di consultazione per l'applicazione della regolazione delle interruzioni con preavviso. All'*articolo 40*, si registra l'ampliamento dell'ambito di applicazione a tutte le imprese distributrici, e non più solo quelle con più di 5.000 clienti finali.

Il termine di preavviso (*articolo 41*) ai clienti per interruzioni dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmate, viene elevato a 2 giorni lavorativi di anticipo, salvo i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze per le quali si mantiene il termine vigente di 24 ore di anticipo. Si evidenziano di seguito alcuni esempi di applicazione per interruzioni programmate non dovute a emergenze o ripristino urgente di guasti (gli esempi sono riferiti a settimane senza festività infrasettimanali):

- per un lavoro da effettuare nella giornata di giovedì (indipendentemente dall'ora comunicata per l'inizio dell'interruzione) il limite per il preavviso è il martedì precedente (senza la necessità di rilevare l'orario di affissione o comunicazione del preavviso);
- per un lavoro da effettuare nella giornata di lunedì (indipendentemente dall'ora comunicata per l'inizio dell'interruzione) il limite per il preavviso è il giovedì precedente (senza la necessità di rilevare l'orario di affissione o comunicazione del preavviso);
- per un lavoro da effettuare nella giornata di sabato (indipendentemente dall'ora comunicata per l'inizio dell'interruzione) il limite per il preavviso è il giovedì (senza la necessità di rilevare l'orario di affissione o comunicazione del preavviso).

Si individuano di seguito alcuni esempi di casi di emergenza per i quali l'impresa adotta modalità di preavviso di almeno 24 ore:

- a fronte di una segnalazione/difetto di un elemento di impianto/linea per cui è necessaria una sospensione in tempi rapidi per cambio configurazione o per effettuare la riparazione al fine di evitare un guasto con conseguente interruzione dei clienti interessati o di una zona maggiore;
- a fronte di una sospensione programmata/concordata per riparazione a seguito di guasto/situazione di emergenza, dopo il ripristino della fornitura per cui si evidenzia un'ulteriore anomalia/difetto sulla porzione di rete che interessa gli stessi clienti e che richiede un ulteriore intervento urgente/non differibile.

Nel caso in cui l'interruzione con preavviso coinvolga un altro distributore, è necessario fornire il preavviso all'impresa sottesa con almeno 1 giorno in più di anticipo per permettere alla stessa di rispettare i termini di cui sopra nei confronti dei propri clienti (quindi, all'impresa sottesa deve essere dato preavviso con 3 giorni lavorativi di anticipo per i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti e con due per i casi di emergenza).

Come già evidenziato nelle Istruzioni tecniche, l'impresa distributtrice è tenuta a mantenere copia della documentazione relativa al preavviso (cartelli affissi presso i singoli clienti, presso numeri civici degli edifici o agli estremi delle vie interessati dall'interruzione, avvisi pubblicati sugli organi di stampa o altro mezzo di comunicazione) con riportati i nominativi dei clienti e/o numeri civici degli edifici e/o le vie in cui tali avvisi sono stati apposti, controfirmata dall'operatore che ha provveduto all'affissione.

Nei casi in cui le interruzioni con preavviso siano concordate direttamente con il singolo cliente, eventualmente anche con preavviso inferiore ad almeno 24 ore, l'impresa distributtrice è tenuta a mantenere la documentazione scritta relativa a tale accordo (es. fax con ricevuta dal cliente interessato o registro sottoscritto dal cliente).

Qualora non venga rispettato il preavviso (almeno 24 ore in caso di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze o almeno 2 giorni lavorativi in tutti gli altri casi) le interruzioni sono da registrarsi come se la procedura di preavviso non fosse stata effettuata.

Le norme sulle interruzioni con preavviso si applicano a tutte le imprese distributrici. Queste ultime, inoltre, informano i propri clienti AT e MT circa modalità di contatto diretto (per esempio: e-mail, SMS, fax, e chiamata telefonica) per il preavviso.

5.1.7 Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese

Come annunciato fin dal secondo documento per la consultazione, le norme rinvenienti dalla deliberazione n. 172/07 in materia di interruzioni prolungate e estese (*articoli 42-53*) vengono integrate in un unico quadro normativo per garantire il coordinamento e l'integrazione dei testi normativi, secondo una impostazione che l'Autorità persegue da tempo. Non sono state effettuate modifiche, tranne una, conseguente all'integrazione del testo normativo¹⁷. L'articolo 13 della deliberazione n. 172/07 prevedeva accorgimenti per evitare doppie penalizzazioni, sia rispetto alla regolazione individuale per clienti MT (comma 13.1 della deliberazione n. 172/07) sia alla regolazione incentivante della durata (comma 13.2 della deliberazione n. 172/07). Questi commi sono stati riportati nelle sezioni del Testo integrato rilevanti per materia, rispettivamente all'art. 19, comma 19.1 e all'art. 32, comma 32.1, lettera g); è stato necessario modificare il vecchio comma 13.2 della deliberazione n. 172/07 per renderlo compatibile con le regole di registrazione e con la previsione che il contributo al Fondo da parte delle imprese distributrici sia proporzionale al numero di clienti che hanno subito interruzioni di durata superiore a 8 ore per responsabilità attribuibile alle imprese stesse.

Ai soli fini della verifica degli standard di qualità relativi alle interruzioni prolungate o estese si considera ripristinata l'alimentazione di energia elettrica, attraverso l'inserzione di gruppi di generazione provvisori, se viene ripristinata una potenza pari almeno al 70% della potenza contrattuale per i clienti con potenza contrattuale superiore a 100 kW ed inferiore a 300 kW oppure se viene ripristinata una potenza pari almeno al 50% della potenza contrattuale per i clienti con potenza contrattuale maggiore di 300 kW (*articolo 44*). Di seguito vengono indicati alcuni esempi applicativi della disposizione:

- 2 clienti con potenza contrattuale pari a 150 kW e 350 kW rispettivamente; se la potenza equivalente dei gruppi di generazione è almeno da $(0,7*150 + 0,5*350) = 280$ kW allora si considera ripristinata la fornitura di energia per entrambe le utenze.
- un cliente da 150 kW ed un trasformatore MT/BT da 100 kW alimentante utenze BT tutte inferiori a 100 kW; (si considera per il trasformatore MT/BT un fattore di contemporaneità pari a 0,3), se la potenza equivalente dei gruppi di generazione è almeno da $(0,7*150 + 0,3*100) = 135$ kW, allora si considera ripristinata la fornitura di energia per il cliente MT da 150 kW.

Infine, con la [precisazione](#) della Direzione consumatori e qualità del servizio del 4 febbraio 2008 in merito agli oneri in caso di interruzioni prolungate o estese, è stato chiarito:

¹⁷ Si segnala un errore materiale all'articolo 53, comma 53.1 lettera c): al posto di "compreso tra 5.000 e 500.000" deve leggersi "compreso tra 5.000 e 50.000".

- quali sono i rimborsi a carico delle imprese distributrici da erogare ai clienti finali che abbiano subito interruzioni prolungate o estese;
- quali sono i rimborsi o le quote di rimborso a carico del Fondo per eventi eccezionali relativi a interruzioni prolungate oltre gli standard;
- quali sono le interruzioni da considerare ai fini del conteggio dei clienti disalimentati per più di 8 ore da calcolare ai fini del versamento della contribuzione al Fondo per eventi eccezionali.

5.1.8 Titolo 8 – Qualità della tensione e contratti per la qualità

Questa sezione del provvedimento contiene le disposizioni relative alla qualità della tensione e ai contratti per la qualità. All'articolo 54, è definito l'ambito di applicazione del Titolo 8 a tutte le imprese distributrici.

Per quanto riguarda l'obiettivo di favorire il miglioramento dei livelli di qualità della tensione, l'Autorità pur confermando gli orientamenti indicati nel primo documento per la consultazione, si riserva di avanzare le proposte finali in merito alla qualità della tensione, a motivo della natura complessa e specialistica di tale aspetto, in successivi documenti per la consultazione, da emanarsi nel corso del terzo periodo di regolazione, tenendo conto sia dei risultati del monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione, condotto attualmente nell'ambito della Ricerca di sistema dalla società Cesi Ricerca, sia delle prevedibili evoluzioni della normativa tecnica in materia di caratteristiche della tensione (norma EN 50160), anche a seguito delle proposte formulate dal *European Regulatory Group for Electricity and Gas* (ERGEG) e del dialogo tecnico attualmente in corso presso il Cenelec a cui l'Autorità partecipa attivamente nel quadro delle iniziative del *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Per quanto riguarda questa disciplina al momento non si registrano però novità o modifiche (articoli da 54 a 58), che tuttavia – come anticipato – potrà essere oggetto di ulteriori consultazioni nel corso del periodo regolatorio 2008-2011.

5.2) Parte II: regolazione della qualità commerciale

Le novità di carattere generale da segnalare sulla disciplina della qualità commerciale riguardano principalmente le modifiche e le integrazioni introdotte per:

- a) rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regolazione e all'impatto della telegestione (vd. obiettivo D, al par. 2.3 di questa Relazione AIR);
- b) estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico (vd. obiettivo E);
- c) adattare le disposizioni della regolazione della qualità commerciale al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa vigente (vd. obiettivo F);
- d) allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogo Testo integrato per la qualità dei servizi gas, compresa d'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale (vd. obiettivo G).

La revisione della disciplina della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata rinviata ad un apposito processo di consultazione; nel corso del 2008 sarà effettuata una consultazione sul tema della regolazione della qualità commerciale della vendita, congiuntamente con il settore gas, focalizzata tra l'altro sul tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti. E' possibile prevedere che in esito a tale processo possano essere stralciate tutte le norme relative alla qualità del servizio di vendita di energia elettrica e di gas in un unico, nuovo, Testo integrato della qualità dei servizi di vendita, nel quale potrebbero confluire anche le norme in materia di qualità dei servizi telefonici resi dai *call center* commerciali (deliberazione n. 139/7).

5.2.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

Le novità da segnalare nell'*articolo 59* sono rappresentate dall'adattamento delle definizioni contenute al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa vigente; inoltre sono state aggiunte alcune definizioni mancanti, in coerenza con l'analogo Testo integrato per la qualità dei servizi gas.

Anche per quanto riguarda l'ambito di applicazione, all'*articolo 60*, vi sono da segnalare novità rispetto al testo vigente. A partire dal 2008, la regolazione della qualità commerciale si applicherà a tutti gli esercenti di distribuzione e di vendita; verranno quindi meno i regimi di esclusione o di limitazione degli obblighi previsti finora per le imprese di minori dimensioni.

Limitatamente alla clientela BT le richieste di prestazioni di qualità commerciale vanno rivolte al venditore, ove tale soggetto sia societariamente separato dal distributore. E' stato inoltre introdotto anche nel settore elettrico l'obbligo per i venditori di trasferire al distributore la richiesta tempestivamente; a partire dal 2009 tale termine sarà di 2 giorni lavorativi, mentre in via provvisoria per il 2008 il termine è di 3 giorni lavorativi. Sono escluse le prestazioni richieste in assenza di contratto di fornitura, i reclami e le richieste di informazioni, e le prestazioni richieste dai clienti MT: in questi tre casi il cliente può avanzare la richiesta (o il reclamo) al distributore o, se ha conferito mandato per la sottoscrizione dei contratti di trasporto e di dispacciamento, al venditore. I tempi delle prestazioni di competenza della distribuzione decorrono dalla data in cui il distributore riceve la richiesta; ovviamente, la questione non si pone per i soggetti esercenti abilitati per legge a svolgere in modo integrato le attività di vendita e di distribuzione e misura.

La consultazione ha confermato la crucialità della decisione in merito all'interfaccia del cliente. I distributori concordano con la soluzione prospettata per la clientela BT; in relazione al flusso delle prestazioni richieste dai clienti MT non sono emerse particolari criticità¹⁸.

5.2.2 Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale

Tra le novità da segnalare nel *Titolo 2*, oltre all'adattamento delle definizioni degli indicatori di qualità commerciale al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla

¹⁸ La questione dell'interfaccia del cliente BT per la richiesta di prestazioni in corso di contratto è stata oggetto anche di specifica trattazione nell'ambito del documento per la consultazione "*Commercializzazione di energia elettrica e gas naturale nei mercati al dettaglio. Orientamenti in tema di prezzi di commercializzazione nella vendita nell'ambito dei servizi di tutela e della remunerazione delle attività di commercializzazione nei medesimi servizi*" Atto n. 48/07 diffuso il 30 novembre 2007.

normativa vigente, sono state apportate alcune modifiche sia per tenere conto della maggior complessità dovuta all'assetto di mercato, sia per rafforzare la tutela dei clienti finali. Tra le principali si segnalano:

- a) agli *articoli 62 e 63* le integrazioni apportate relativamente ai contenuti obbligatori del preventivo, in particolare l'indicazione dei corrispettivi previsti, l'indicazione della documentazione da presentare tramite il venditore e l'indicazione delle modalità di manifestazione di accettazione del preventivo che non deve discriminare tra i diversi venditori;
- b) all'*articolo 64* l'adattamento dell'indicatore relativo al tempo di esecuzione di lavori semplici, in particolare per i preventivi ad ammontare predeterminabile¹⁹; l'esperienza ha mostrato che l'accorpamento delle fasi di preventivazione e di esecuzione ha consentito di velocizzare i tempi complessivi per l'esecuzione dei lavori a decorrere dalla richiesta del cliente. Alla luce delle osservazioni pervenute dalla seconda e terza fase di consultazione, la soluzione prospettata è stata quella che il distributore renda noto, in maniera trasparente e non discriminatoria rispetto ai diversi venditori, le tipologie di lavori su rete BT di importo predeterminabile per i quali si impegna ad adottare la procedura semplificata. qualora il venditore sia in grado di comunicarne l'importo al cliente BT all'atto della richiesta, anche previo coordinamento operativo con il distributore. Per rendere eseguibile senza appesantimenti la procedura, il distributore e il venditore interessato concorderanno gli aspetti operativi per lo scambio delle informazioni necessarie. La trasmissione al cliente della documentazione prevista sarà di norma in capo al venditore²⁰ e può avvenire ad esempio in occasione dell'invio al cliente della documentazione contrattuale da parte del venditore. Fatti salvi gli accordi operativi, in generale la procedura è la seguente
 - i. Il venditore rende noto al distributore (per fax, e-mail o altro mezzo di comunicazione che ne consenta il trasferimento al cliente finale) l'ammontare forfetario comunicato al cliente finale, dando separata evidenza di ciascuna componente forfetaria prevista dalla normativa.
 - ii. Il distributore, entro 5 giorni lavorativi dalla richiesta del venditore, verifica che la richiesta rientri nelle tipologie di lavori su rete BT di importo predeterminabile, che l'ammontare forfetario sia corretto e che si tratti di un lavoro semplice.
 - iii. Se tutte le verifiche sono positive, il distributore consegna la documentazione di cui al comma 62.3 (incluso l'ammontare forfetario) al cliente finale BT, di norma tramite il venditore, ed esegue il lavoro richiesto.
 - iv. Qualora dalle verifiche risulti che l'ammontare forfetario sia errato, il distributore ne dà comunicazione al venditore perché informi il cliente finale sull'importo corretto; qualora il cliente accetti l'importo forfetario corretto, si dà luogo a una nuova prestazione.
 - v. Qualora dalle verifiche risulti:

¹⁹ "Preventivo di ammontare predeterminabile" è il preventivo per l'esecuzione di un lavoro semplice per cliente BT il cui ammontare, a carico del cliente, viene definito in misura forfetaria, indipendentemente dall'effettivo costo delle opere, nel rispetto della normativa tariffaria vigente, e lo comunica al cliente all'atto della richiesta della prestazione (indicando anche l'eventuale sconto se previsto dall'offerta commerciale nel caso di clienti del mercato libero).

²⁰ Il contatto con il cliente BT è di norma tenuto dal venditore, anche in considerazione del fatto che il personale tecnico del distributore che esegue il lavoro potrebbe non entrare in contatto il cliente (es. contatori centralizzati, interventi effettuati con telegestione).

- che non si tratta di lavoro semplice, il distributore ne dà informazione al cliente finale, anche tramite il venditore perché informi il cliente e, se il cliente conferma la richiesta, il venditore la trasmette al distributore che deve consegnare entro 20 giorni lavorativi la documentazione di cui all'art. 62.3 tramite il venditore o direttamente al cliente finale informandone il venditore;
 - che il lavoro non rientra tra quelli predeterminabili, il distributore ne dà informazione al venditore perché informi il cliente e comunica il preventivo entro 20 giorni lavorativi dalla verifica.
- c) all'*articolo 68* la revisione dell'indicatore relativo al tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, anche per tenere conto delle procedure di riduzione di potenza in luogo della disattivazione del servizio (per maggiori dettagli vd paragrafo 5.2.3 di questa Relazione AIR); sono inoltre state specificate le condizioni di trasmissione "immediata" (ovvero, nell'arco della medesima giornata) delle richieste di riattivazione a seguito di sospensione per morosità, finalizzate a garantire un celere ripristino della fornitura a seguito dell'avvenuto pagamento e della sua documentazione al venditore; è stata data facoltà al distributore di comunicare modalità e termini compatibili con l'orario limite fissato per il venditore per l'accettazione dei dimostrati pagamenti.
- d) all'*articolo 69*, è stata integrata la disciplina delle richieste di rettifica della fatturazione per tenere conto dei casi in cui è possibile per il cliente ottenere la rateizzazione (comma 13.1 della deliberazione n. 200/99). In particolare è stato previsto che, nei casi in cui il cliente ha diritto alla rateizzazione, la richiesta di rettifica possa essere avanzata, anche per telefono, prima del pagamento dell'importo contestato; ciò può avvenire anche contestualmente alla richiesta di rateizzazione. Pertanto, ai fini della verifica dello standard di tempo massimo per la rettifica di fatturazione, la prestazione si conclude con uno dei seguenti eventi:
- i. in caso di rettifica dell'importo, con l'accredito della somma non dovuta, qualora già pagata, o con l'emissione della fattura recante l'importo rettificato (qualora l'importo contestato non sia stato ancora pagato), o con l'emissione del piano di rateizzazione relativo all'importo rettificato (nei casi sia stata richiesta anche la rateizzazione);
 - ii. in caso di conferma dell'importo contestato, con la comunicazione di conferma, da parte del venditore, prevista dal comma 69.2. Qualora sia stata richiesta anche la rateizzazione, tale comunicazione può avvenire contestualmente all'emissione del piano di rateizzazione.
- E' stato altresì previsto che i tempi necessari per l'effettuazione di verifiche (es. verifiche di lettura) da parte del distributore su richiesta del venditore siano scomputati dal tempo conteggiato ai fini della verifica dello standard.
- e) la modifica complessiva dell'indicatore relativo al tempo per l'effettuazione della verifica della tensione di fornitura su richiesta del cliente finale all'*articolo 71*; viene previsto che la verifica di tensione debba essere effettuata in ogni caso in conformità alla norma CEI EN 50160. La revisione di tale indicatore tiene inoltre in considerazione il fatto che valori della tensione di fornitura non compresi nella fascia di tolleranza prevista dalla normativa vigente possono impattare potenzialmente su più clienti alimentati dalla stessa linea. A seguito della richiesta del cliente la prestazione potrebbe seguire due strade a seconda che sia nota o meno la presenza di problemi alla tensione. Nel caso in cui non sia nota la presenza di problemi alla tensione l'esercente esegue la verifica della tensione. Se a seguito della verifica accerta che vi sono problemi di tensione informa il cliente circa i tempi previsti per risoluzione del problema. Nel caso in cui sia già nota la presenza di problemi alla tensione l'esercente non

esegue la verifica della tensione ma informa il cliente circa i tempi previsti (gli stessi già comunicati ad altri clienti alimentati dalla stessa linea) per la risoluzione del problema;

- f) la revisione complessiva della disciplina degli appuntamenti e dell'indicatore relativo alla fascia di puntualità agli *articoli 73 e 74* ; in particolare, sono stati ridefiniti gli appuntamenti che prima venivano definiti come “appuntamenti personalizzati” e per i quali non si applicava lo standard di tempestività; nella nuova disciplina, gli appuntamenti richiesti dai clienti in data successiva a quella proposta dall'esercente sono definiti come “appuntamenti posticipati”; a tutti gli appuntamenti, che possono essere riferiti a qualunque prestazione, anche non soggetta a standard di qualità (ad es., appuntamento per l'acquisizione di una lettura nell'ambito della prestazione “rettifica di fatturazione”), si applicherà dal 2009 lo standard di rispetto della fascia di puntualità anche qualora alla prestazione si applichi uno standard specifico di tempestività;
- g) la revisione parziale del computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni all'*articolo 76* per tenere conto del trattamento dei tempi relativi alle autorizzazioni e alle attività da svolgersi a cura dei clienti finali nonché delle sospensioni derivanti dalla posticipazione di un appuntamento con il cliente finale;
- h) infine, è stata soppressa la parte del Testo integrato previgente relativa agli indicatori di qualità del servizio telefonico, dal momento che con la deliberazione n. 139/07 sono stati introdotti nuovi indicatori di tale aspetto di qualità;
- i) non sono da considerare soggetti a rendicontazione le prestazioni (preventivi e lavori) riconducibili alle attività descritte nella deliberazione n. 89/07.

5.2.3 Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale

Le principali modifiche ai livelli specifici di qualità commerciali contenuti nell'*articolo 77* introdotte per rafforzare la tutela dei clienti finali riguardano:

- a) la revisione complessiva della disciplina degli appuntamenti nel complesso; in particolare, salvo un periodo transitorio nel 2008, saranno soggetti a standard specifico e quindi a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità tutti gli appuntamenti con i clienti finali, siano essi fissati nella data proposta dall'esercente o posticipati rispetto a tale data per esigenze del cliente. La fascia di puntualità è stata determinata pari a 2 ore, salvo il periodo transitorio del 2008 nel quale permane pari a 3 ore (valore previsto dal Testo integrato previgente) in accoglimento parziale delle richieste di gradualità di applicazione espresse dagli operatori;
- b) la trasformazione da standard generali a standard specifici degli standard di qualità relativi alla verifica della tensione e alla verifica dei gruppi di misura, per i quali sono previsti, rispettivamente, al massimo 30 e 15 giorni lavorativi; tali nuovi standard specifici entrano in vigore dall'1 gennaio 2008. Durante il processo di consultazione è stato richiesto dagli operatori di pervenire alla definizione di un contributo in quota fissa unico nazionale per le richieste di verifica della tensione e della verifica dei gruppi di misura. Tale osservazione è stata recepita nella deliberazione che ha approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011; in particolare, l'Allegato B alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 recante disposizioni in materia di condizioni

economiche per l'erogazione del servizio di connessione, prevede agli articoli 28 e 29 che in caso di verifica tecnica richiesta dal cliente che confermi il corretto livello di tensione o il corretto funzionamento del gruppo di misura, il cliente richiedente è tenuto al pagamento dei contributi il cui importo indicato nella tabella 8 di detto Allegato;

- c) la differenziazione dello standard per la riattivazione a seguito di sospensione di morosità: tale standard è espresso in giorni lavorativi per i casi di clienti a cui non viene effettuato il distacco ma viene limitata la potenza utilizzabile ad un valore non inferiore al 15% della potenza contrattualmente impegnata, mentre il medesimo standard continua ad essere espresso in giorni feriali in caso di disattivazione della fornitura con distacco completo. Tale esigenza è emersa durante il processo di consultazione ed è stata valutata alla luce del diverso disagio per i clienti morosi a cui viene applicata la procedura di limitazione della potenza rispetto al distacco completo. Tenendo conto anche degli standard prestazionali dei sistemi di telegestione, l'Autorità ha ritenuto ragionevole differenziare lo standard di riattivazione in caso di limitazione di potenza senza modificare lo standard attualmente in vigore per ai clienti soggetti alla disattivazione totale della fornitura;

Per quanto riguarda la revisione degli standard di qualità commerciale in relazione all'impatto della telegestione durante il processo di consultazione gli operatori hanno espresso perplessità sulla riduzione del tempo per effettuare le attivazioni e disattivazioni della fornitura per l'introduzione della telegestione:

- a) la percentuale di insuccesso delle operazioni effettuate tramite il sistema di telegestione (Enel dichiara ad esempio un 5% di insuccesso circa) impongono di valutare la gestione dei casi di insuccesso poiché la prestazione in questi casi continua ad essere effettuata dalle squadre sul posto;
- b) per le operazioni che richiedono l'adeguamento di parti delle apparecchiature o la sostituzione del misuratore è comunque richiesto l'intervento delle squadre in loco, come pure per i misuratori "semidiretti", tipicamente utilizzati per punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 33 kW (Aem Milano).

Vista l'unanimità delle posizioni espresse dagli operatori in relazione all'impatto della telegestione, lo standard per l'attivazione e la disattivazione della fornitura è stato lasciato invariato (5 giorni); l'Autorità si riserva di valutare questi aspetti in relazione anche ai futuri provvedimenti sulla telegestione.

5.2.4 Titolo 4 – Indennizzi automatici

Al fine di rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale, per quanto riguarda gli indennizzi ai clienti viene modificata radicalmente la disciplina degli indennizzi automatici (*articoli 80-82*), con alcune varianti rispetto a quanto proposto durante il processo di consultazione, anche per tenere conto di costruttive osservazioni formulate da alcuni esercenti.

L'indennizzo, ove dovuto, sarà aumentato in relazione al ritardo di esecuzione della prestazione rispetto allo standard. In accoglimento delle osservazioni presentate dagli operatori, per semplicità di applicazione sia per i clienti finali sia per gli operatori, l'aumento avverrà a scaglioni: per tempi multipli dello standard; scatterà il raddoppio dell'indennizzo per prestazioni eseguite in un tempo superiore al doppio dello standard, ma inferiore al triplo; l'indennizzo sarà triplicato se la prestazione è eseguita in un tempo superiore al triplo. Attualmente invece gli

indennizzi di importo fisso per ogni tipologia di utenza, una volta superato il tempo massimo non stimolano l'esercente a ridurre al minimo il disagio al cliente finale.

Alla luce di questa modifica, è stato rivisto l'attuale meccanismo di "escalation" dell'indennizzo in caso di mancata erogazione del medesimo. Per scoraggiare ritardi ingiustificabili nell'erogazione degli indennizzi, il mancato pagamento per oltre 6 mesi comporterà la triplicazione dell'indennizzo dovuto (nell'attuale regolazione, il mancato pagamento dell'indennizzo comporta il raddoppio dopo 3 mesi e la quintuplicazione dopo 6 mesi).

Per quanto riguarda le osservazioni ricevute durante il processo di consultazione sulla nuova disciplina degli indennizzi in caso di mancato rispetto degli standard, si è registrato un consenso di fondo. Sia Enel che Federutility hanno richiamato l'attenzione sulla necessità di garantire facilità di calcolo nell'indennizzo "variabile" e hanno proposto una formula "a scaglioni", leggermente diversa da quella proposta in consultazione ma in grado di ottenere i medesimi effetti. L'Autorità ha accolto tale proposta per venire incontro alle richieste di semplificazione degli operatori. Anigas si è invece dichiarata contraria alla nuova disciplina degli indennizzi, ma non ha proposto soluzioni alternative in grado di perseguire l'obiettivo di adeguare l'indennizzo al ritardo effettivo nella prestazione.

La nuova disciplina degli indennizzi automatici decorrerà dal 1° gennaio 2009, mentre per il 2008 si applicano le regole vigenti nel II periodo di regolazione di cui all'*articolo 69* del precedente Testo integrato (allegato A alla deliberazione n. 4/04). Sono state inoltre precisate le modalità per il trasferimento al cliente finale dell'indennizzo eventualmente dovuto dal distributore per mancato rispetto di standard di qualità relativi a prestazioni di sua competenza.

A seguito dell'introduzione della nuova disciplina in merito agli appuntamenti, il riconoscimento dell'indennizzo per mancato rispetto della fascia di puntualità degli appuntamenti, come previsto all'*articolo 81, comma 3*, non è motivo di esclusione dal riconoscimento, ove dovuto, dell'indennizzo per mancato rispetto degli altri standard specifici. Tale norma si applica dal 1° gennaio 2009, dal momento che per il 2008 è previsto in via transitoria l'applicazione della disciplina previgente (vd oltre, paragrafo 5.3).

Gli indennizzi automatici sono corrisposti dal distributore al cliente finale (*articolo 82*) tramite il venditore nei casi in cui la prestazione è stata richiesta dal venditore per conto del cliente finale; sono invece corrisposti dal distributore al cliente finale per le prestazioni richieste direttamente al distributore dal cliente finale. La corresponsione dell'indennizzo può avvenire con rimessa diretta (assegno o bonifico) o tramite detrazione nella prima fattura utile.

I distributori devono corrispondere gli indennizzi ai venditori che hanno richiesto le prestazioni per conto dei clienti finali entro 30 giorni solari dalla data di effettuazione della prestazione, o al più tardi a partire dal tempo triplo dello standard per le prestazioni non ancora eseguite fra lo standard e il triplo dello standard. Tali venditori sono tenuti a trasferire ai clienti finali gli indennizzi con la prima fatturazione utile.

Nel caso in cui non venga eseguita la prestazione entro il tempo triplo dello standard l'esercente calcola l'indennizzo dovuto (equivalente al triplo dell'indennizzo base) e la scadenza dei 30 giorni solari parte dal tempo triplo dello standard; resta comunque inalterata la possibilità di addebito tramite rimessa diretta o prima fatturazione utile.

La prima fatturazione utile o la data effettiva di pagamento non deve comunque avvenire in un tempo superiore a 75 giorni solari dalla data di effettuazione della prestazione (sono considerati 75 giorni solari poiché per la maggior parte dei clienti finali il ciclo di fatturazione è bimestrale).

5.2.5 Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione

Non si registrano novità o modifiche sostanziali su questi aspetti; sono state apportate solo modifiche formali conseguenti alla modifica della disciplina degli appuntamenti e degli indennizzi. Le principali novità dell'*articolo 83* riguardano gli aggiornamenti degli obblighi di registrazione per rendere conformi le registrazioni alle modifiche introdotte negli indicatori di qualità commerciale, in relazione ai diversi soggetti interessati. In primo luogo è stato introdotto il “codice di rintracciabilità” che consente di rintracciare univocamente la prestazione durante tutte le fasi gestionali, anche attraverso più codici correlati. Inoltre è stato introdotto l'obbligo di registrare tra le informazioni obbligatorie, se esistente, il codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale riferito al cliente finale (POD). Inoltre il venditore dal 1° gennaio 2009, predisporrà un registro con le informazioni di cui all'*articolo 83, comma 5*, per le richieste di prestazioni ricevute dal cliente finale e analogamente la trasmissione al cliente finale dell'esito della prestazione o altra documentazione (*articolo 83, comma 6*).

Non sono da considerare soggetti a rendicontazione di cui all'*articolo 85*, le prestazioni (preventivi e lavori) riconducibili alle attività descritte nella deliberazione n. 89/07.

Per quanto riguarda l'*articolo 86* si segnala inoltre che sono state apportate alcune modifiche relative agli obblighi per gli esercenti finalizzate a semplificare l'attività di informazione ai clienti relativamente ai livelli di qualità. Sono stati distinti gli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali e dei richiedenti. In particolare, per i clienti finali è previsto che la comunicazione annuale dei livelli di qualità effettivi a confronto con gli standard sia effettuata solo nei confronti dei clienti serviti da venditori di maggior tutela. Per i clienti del mercato libero, come già avviene nel settore gas, i clienti riceveranno solo la comunicazione dal proprio venditore circa i livelli effettivi di qualità del servizio di vendita.

5.2.6 Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale

Il titolo 6 introduce nel settore elettrico la nuova metodologia per la verifica semplificata a campione dei dati di qualità comunicati dagli esercenti prevista dal Testo integrato della qualità dei servizi gas. Tale metodologia consente l'effettuazione di un significativo numero di controlli presso i soggetti regolati, con il duplice scopo di rafforzare la tutela dei consumatori finali e di evitare eventuali vantaggi indebiti derivanti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità.

La definizione di una procedura di controllo consente di effettuare in modo omogeneo le verifiche ispettive presso i soggetti regolati favorendo:

- a) la standardizzazione dei processi;
- b) economie di scala e dimensione per le imprese;
- c) la corretta competizione tra gli esercenti.

Le 4 verifiche ispettive sperimentali effettuate nel settore elettrico e previste dalla deliberazione n. 213/06 hanno evidenziato che:

- a) le differenze tra la regolazione della qualità commerciale tra i due settori non sono di rilevante entità ai fini della verifica dei dati di qualità;

b) vi è la necessità di uniformare la modalità di registrazione e documentazione per la prestazione con appuntamento con le stesse modalità individuate per il settore gas.

Enel distribuzione ha osservato che le ispezioni effettuate in questi anni non hanno fatto rilevare aspetti particolari oltre quelli già osservati in sede di consultazione per il settore gas. Segnala però che, a suo avviso di tratterebbe di un mero controllo formale delle registrazioni e quindi non garantisce una effettiva tutela del cliente. Federutility, sulla base delle medesime considerazioni, ha espresso una generale contrarietà alla proposta di estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già sperimentato sul settore gas ed ha richiesto di prevedere un periodo sperimentale di almeno 2 anni, in analogia a quanto avvenuto nel settore gas.

Alla luce delle osservazioni pervenute, è stata confermata l'estensione del metodo campionario di verifica dei dati di qualità commerciale sperimentato in entrambi i settori, seppure con poche verifiche ispettive per il settore elettrico. In particolare, l'Autorità non vuole in alcun modo aumentare la gestione cartacea della documentazione necessaria per i controlli e considera accettabili tutti i documenti conservati o estraibili dai sistemi informativi all'atto del controllo. Inoltre il metodo è stato recentemente modificato con la deliberazione n. 74/07 proprio in modo da eliminare alcuni appesantimenti emersi dalla sperimentazione.

Rispetto alle norme contenute nel Testo integrato della qualità dei servizi gas, le modifiche non sono sostanziali e riflettono principalmente il fatto che queste modalità di controllo si applicano solo alla qualità commerciale (per la continuità del servizio sono previsti specifici indici di controllo) e le modifiche della disciplina degli appuntamenti e degli indennizzi. In accoglimento delle richieste pervenute durante il processo di consultazione, l'articolo 100 prevede che nel 2009 verranno effettuati in via sperimentale i controlli sui dati relativi alle prestazioni del 2008.

5.3) Abrogazioni e disposizioni transitorie

Con la deliberazione n. 333/07, si è provveduto infine ad abrogare i provvedimenti confluiti nel nuovo Testo integrato e prevedere i casi in cui, per esigenze di gradualità nell'anno 2008 o per la chiusura di partite economiche relative al 2007, rimangono in vigore alcune parti del Testo integrato previgente.

Sono state abrogate le seguenti deliberazioni:

- 1) deliberazione 31 gennaio 2004, n. 4/04, dall'1 gennaio 2009;
- 2) deliberazione 28 dicembre 2004, n. 247/04;
- 3) deliberazione 20 giugno 2005, n. 122/06;
- 4) deliberazione 8 novembre 2006, n. 246/06;
- 5) deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07;
- 6) deliberazione 7 novembre 2007, n. 281/07, limitatamente al punto 1;

In merito alle disposizioni transitorie di cui all'articolo 100, dal 1° gennaio 2008 sono in vigore tutti gli standard definiti nel nuovo Testo Integrato (allegato A alla deliberazione n. 333/07) inclusi i nuovi standard specifici per le verifiche di tensione e dei gruppi di misura.

In via transitoria, solo per l'anno 2008:

- a) per quanto riguarda il calcolo degli eventuali indennizzi associati a standard specifici, si utilizzano le modalità definite all'articolo 69 del precedente Testo integrato (allegato A alla deliberazione n. 4/04); pertanto per l'anno 2008 non si applica l'aumento dell'indennizzo in relazione al ritardo di esecuzione della prestazione e continua ad applicarsi la *escalation* prevista in caso di mancata erogazione dell'indennizzo dovuto (raddoppio dell'ammontare dopo 90 giorni dalla data prevista dallo standard; quintuplicazione dell'ammontare dopo 180 giorni dalla data prevista dallo standard),²¹
- b) per quanto riguarda gli appuntamenti richiesti dal cliente finale, per l'anno 2008 si applicano le disposizioni in vigore, pertanto, solo per l'anno 2008, l'eventuale indennizzo automatico per il mancato rispetto della fascia di puntualità (tre ore) è relativa ai soli appuntamenti personalizzati di cui all'articolo 59 del precedente Testo integrato (allegato A alla deliberazione n. 4/04) e permane in vigore, per l'anno 2008, la norma (comma 59.2 del precedente Testo integrato) l'eventuale indennizzo per puntualità sostituisce quello dovuto in caso di mancato rispetto del livello specifico corrispondente alla prestazione richiesta²²;
- c) infine, il termine per la trasmissione ai distributori, da parte dei venditori, delle richieste ricevute dai clienti (o, al contrario, per la trasmissione al cliente, da parte del venditore, di comunicazioni o documentazioni ricevute dal distributore) è pari a 3 giorni lavorativi in via di gradualità (dal 2009 sarà di 2 giorni).

La tabella 7 mette in evidenza la gradualità di introduzione delle nuove norme sugli standard specifici e generali. Si tenga presente che per quanto riguarda gli standard di qualità applicabili alla vendita la situazione potrebbe evolvere in relazione alla consultazione prevista nell'arco del 2008 per la qualità del servizio di vendita.

²¹ Il tempo effettivo deve essere calcolato anche per il 2008 utilizzando le regole di calcolo dei tempi previste dall'articolo 76 del nuovo Testo integrato.

²² Si rammenta che in base alla normativa previgente, gli appuntamenti personalizzati sono riferibili alle sole seguenti prestazioni: preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete di bassa tensione; esecuzione di lavori semplici; attivazione della fornitura; disattivazione della fornitura su richiesta del cliente; riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità.

Tabella 7: applicazione degli standard specifici di qualità commerciale; norme provvisorie per il 2008 e regime dal 2009 in avanti

Prestazione	Anno 2008 – regole provvisorie		Anni 2009 e seguenti – regole a regime	
	Standard di qualità soggetto ad indennizzo di tempestività (esclusi i casi di appuntamenti personalizzati)	Applicazione dello standard di puntualità con indennizzo per appuntamenti personalizzati	Standard di qualità soggetto ad indennizzo di tempestività	Applicazione dello standard di puntualità con indennizzo per tutti gli appuntamenti (vd nota)
1) Preventivazione per lavori in bassa tensione	Si	Si	Si	Si
2) Esecuzione di lavori semplici	Si	Si	Si	Si
3) Attivazione della fornitura	Si	Si	Si	Si
4) Disattivazione della fornitura	Si	Si	Si	Si
5) Riattivazione in caso di sospensione per morosità	Si	Si	Si	Si
6) Rettifica di fatturazione	Si	No	Si	Si
7) Verifica gruppo di misura	Si	No	Si	Si
8) Verifica tensione	Si	No	Si	Si
9) Tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto sul gruppo di misura	Si	No	Si	Si
10) Preventivazione per lavori in media tensione	No	No	No	Si
11) Esecuzione di lavori complessi	No	No	No	Si
12) Risposte motivate a reclami scritti o richieste di informazioni	No	No	No	Si

Nota: dal 2009, l'applicazione dello standard di puntualità non comporta la disapplicazione dello standard di tempestività, qualora previsto per la prestazione la cui esecuzione comporta la necessità dell'appuntamento

APPENDICI

Appendice 1.

Soggetti intervenuti nelle tre fasi di consultazione

Hanno partecipato alla prima fase di consultazione con contributi scritti 15 soggetti:

- Operatori del trasporto (trasmissione e distribuzione) e loro associazioni: Terna, Enel Distribuzione, Federutility, ACEA Roma, AEM Milano, Deval;
- Operatori di vendita: Edipower, Edison, ENI DPG; Acea Electrabel, Sorgenia;
- Associazioni di clienti: Confindustria, Cittadinanzattiva, Confartigianato;
- Associazioni tecniche: Anie.

Hanno partecipato alla seconda fase di consultazione con contributi scritti 12 soggetti:

- Operatori della distribuzione e loro associazioni: Enel, Federutility, ACEA Roma, AEM Milano, Deval, SET e Trentino Servizi;
- Associazioni di clienti e utenti delle reti di distribuzione: Confindustria e Assoelettrica;
- Istituzioni: Regione Sicilia;
- Associazioni tecniche: Anie;
- Altri soggetti: Anigas.

Hanno partecipato alla terza fase di consultazione con contributi scritti 16 soggetti:

- Operatori della distribuzione e loro associazioni: Enel, Federutility, Acea Roma, Aem Milano, Aem Distribuzione Torino, ASM Brescia;
- Associazioni di clienti e utenti delle reti di distribuzione: Assoelettrica, Federconsumatori;
- Venditori: Acea electrabel, Dalmine energia, Edipower, Edison, Enel energia, Eni DGP, Exergia, Iride Mercato;
- Associazioni tecniche: Anie.

Appendice 2.

Executive summary della ricerca demoscopica sui clienti finali, domestici e non domestici, di energia elettrica

Finalità e obiettivi

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha commissionato nel 2007 all'Istituto Piepoli un'indagine demoscopia sulla qualità dei servizi elettrici per la clientela domestica e non domestica. L'indagine ha avuto come obiettivo principale quello di rilevare le aspettative e la soddisfazione degli utenti, domestici e non domestici, a livello nazionale.

Nel dettaglio, per quanto concerne il procedimento n. 209/06, gli obiettivi della ricerca possono essere così riassunti:

- verifica della soddisfazione complessiva nei confronti del servizio erogato;
- rilevazione del numero di interruzioni, delle maggiori criticità o disservizi;
- analisi delle aspettative dei clienti, in generale e in relazione alle singole componenti del servizio;
- verifica del livello di conoscenza degli standard di qualità del servizio;
- verifica dell'adeguatezza degli standard di qualità del servizio;
- eventuale disponibilità a pagare per un miglioramento della qualità;
- conoscenza, percezione, aspettative ed eventuali esperienze della liberalizzazione.

Metodologia

L'indagine è stata suddivisa in due fasi, con obiettivi differenti:

- *fase qualitativa*: per definire gli elementi di qualità del servizio e indagare più in profondità le tematiche oggetto della ricerca;
- *fase quantitativa*: per quantificare le evidenze emerse dalla fase qualitativa su un campione statisticamente rappresentativo dei clienti elettrici italiani.

La fase qualitativa è stata realizzata mediante l'effettuazione di:

- 6 *focus group* ciascuno composto da 8-9 clienti domestici;
- 25 interviste in profondità a clienti non domestici.

I *focus group* e le interviste in profondità, condotte da psicologi specializzati, sono stati realizzati fra luglio e ottobre 2007.

Per avere un'idea il più possibile completa delle problematiche e delle tematiche oggetto della ricerca e dei differenti punti di vista, sono stati inoltre realizzati colloqui individuali con rappresentanti delle piccole e grandi imprese e con i responsabili delle ricerche sulla qualità svolte dall'organismo di regolazione britannico del settore dell'energia, OFGEM (*Office For Gas and Electricity Markets*).

La fase quantitativa della ricerca è stata realizzata mediante l'effettuazione di 2.500 interviste telefoniche con metodologia CATI (*Computer Assisted Telephone Interviewing*), così suddivise:

- 1.000 interviste a clienti domestici;
- 1.500 interviste a clienti non domestici.

Le interviste sono state effettuate dal 16 ottobre al 6 novembre 2007.

Per la clientela domestica è stata intervistata la persona che all'interno della famiglia si occupa del contratto e del pagamento della bolletta.

Piano di campionamento: campione casuale stratificato (con allocazione proporzionale), rappresentativo dell'universo di riferimento dei nuclei familiari italiani per grande ripartizione geografica, ampiezza centri e numero dei componenti della famiglia.

Per la clientela non domestica è stata intervistata la persona che all'interno dell'azienda si occupa delle decisioni riguardanti la fornitura di energia elettrica e della gestione e del pagamento della bolletta dell'elettricità.

Piano di campionamento: campione casuale stratificato, rappresentativo dell'universo di riferimento delle aziende italiane per grande ripartizione geografica, numero di addetti e settore economico.

Nel seguito del documento sono illustrati i risultati principali emersi dall'indagine quantitativa, suddivisi in quattro sezioni:

1. le interruzioni;
2. la qualità della fornitura;
3. la conoscenza e le aspettative su alcuni standard di qualità commerciale;
4. la liberalizzazione del mercato.

1. Le interruzioni

Il primo argomento affrontato nell'indagine è stato quello delle interruzioni: agli intervistati è stato chiesto se negli ultimi 12 mesi avessero avuto qualche interruzione (programmata, lunga o breve) della corrente elettrica presso la loro casa o azienda e in che misura tali interruzioni avessero recato loro dei disagi (pensando all'ultima interruzione di quel tipo avuta). Ai soli clienti non domestici è stato richiesto se hanno subito micro-interruzioni, cioè interruzioni con durata di meno di un secondo. I principali risultati sono i seguenti (tabelle A.1 e A.2):

- il 23% dei clienti domestici e il 16% delle aziende dichiara di aver avuto un'interruzione programmata della corrente elettrica negli ultimi 12 mesi;
- il 23% sia delle famiglie che delle aziende dichiara di aver avuto negli ultimi 12 mesi un'interruzione senza preavviso decisamente più lunga di qualche minuto;
- il 46% dei clienti domestici e il 40% dei non domestici dichiara di aver avuto un'interruzione senza preavviso breve, di pochi minuti;

- il 37% delle aziende dichiara di aver avuto micro-interruzioni, cioè interruzioni della corrente elettrica di meno di un secondo: il 7% dichiara di averne avute “spesso” negli ultimi 12 mesi, il restante 30% qualche volta o raramente;
- il livello di disagio più alto è sicuramente quello creato dalle interruzioni lunghe non programmate: oltre il 50% di chi ha avuto un’interruzione di questo tipo dichiara di aver avuto molto o abbastanza disagio.

A differenza delle interruzioni lunghe dove il livello di disagio è abbastanza simile, i clienti non domestici sono decisamente più sensibili ai disagi creati dalle interruzioni programmate (+15% rispetto ai clienti domestici) e alle interruzioni brevi (+14%).

Tabella A.1 – *Clienti che dichiarano di aver avuto un’interruzione negli ultimi 12 mesi*

Interruzioni	Clienti domestici	Clienti non domestici
Interruzioni lunghe non programmate	23%	23%
Interruzioni brevi non programmate	46%	40%
Micro-interruzioni (durata <1 secondo)	-	37%
Interruzioni programmate	23%	16%

BASE: tutti i clienti intervistati, tranne che per “microinterruzioni”, solo clienti non domestici

Tabella A.2 – *Disagio per le interruzioni dichiarato dai clienti domestici e non domestici che hanno avuto un’interruzione di quel tipo negli ultimi 12 mesi*

% molto + abbastanza disagio	Clienti domestici	Clienti non domestici
Interruzioni lunghe non programmate	51%	54%
Interruzioni brevi non programmate	28%	42%
Micro-interruzioni (durata <1 secondo)	-	39%
Interruzioni programmate	25%	40%

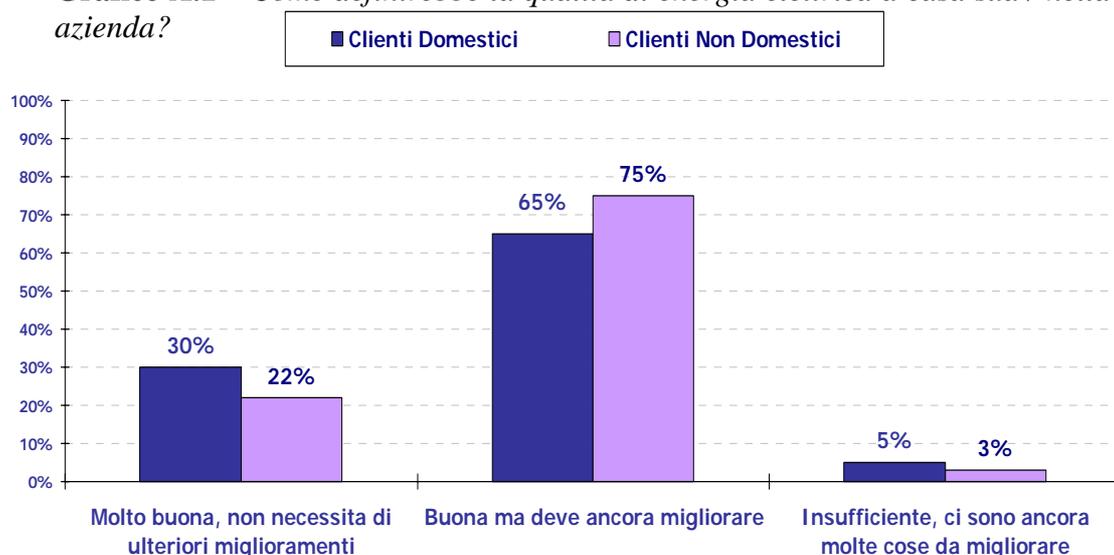
BASE: clienti che hanno dichiarato di aver avuto interruzioni di quel tipo.

2. La qualità della fornitura

Questa parte della ricerca era finalizzata a rilevare i giudizi di customer satisfaction sulla qualità percepita del servizio. I principali risultati emersi sono i seguenti:

- il livello di soddisfazione nei confronti della fornitura di energia elettrica è alto, sia per i clienti domestici (89% di molto o abbastanza soddisfatti contro un 11% di poco o per nulla soddisfatti) che per i clienti non domestici (93% di molto o abbastanza soddisfatti contro un 7% di insoddisfatti) (grafico A.1);

Grafico A.1 – Come definirebbe la qualità di energia elettrica a casa sua / nella sua azienda?



- come motivo principale di insoddisfazione, seppur non strettamente legato alla qualità della fornitura, emerge spontaneamente il tema delle tariffe troppo alte: una buona parte dello scontento nei confronti dei fornitori o della qualità della fornitura è legata più ai prezzi ritenuti troppo alti che a motivi veri e propri di insoddisfazione nei confronti del servizio; tra i principali motivi di insoddisfazione si rilevano comunque le interruzioni lunghe e brevi percepite come troppo elevate rispettivamente da 22% dei clienti non domestici e il 24% dei clienti domestici (tabella A.3);

Tabella A.3 – Motivi di insoddisfazione per la fornitura di energia elettrica

Motivi di insoddisfazione	Clienti domestici	Clienti non domestici
Tariffe troppo alte	51%	39%
Troppe interruzioni lunghe	13%	22%
Troppe interruzioni brevi	24%	14%
Problemi relativi al contatto con i fornitori	-	17%
Problemi relativi alla fatturazione e ai pagamenti	12%	19%
Altro	12%	4%

BASE: clienti che hanno dichiarato di non essere soddisfatti; possibili più risposte.

- La maggioranza dei clienti (60% per i domestici e 52% per i non domestici) ritiene che il preavviso in caso di interruzioni programmate vada aumentato a 48 ore (tabella A.4);

Tabella A.4 – Preavviso per interruzioni programmate

	Clienti domestici	Clienti non domestici
Va aumentato a 48 ore	60%	52%
Va bene così	40%	48%

BASE: clienti che hanno dichiarato di aver avuto un'interruzione programmata negli ultimi 12 mesi.

- è bassa (9% per i clienti domestici e 10% per i non domestici) la percentuale di coloro che sono a conoscenza del fatto che una piccola parte della bolletta viene destinata al miglioramento della rete; di fronte alla domanda se questa quota dovrebbe essere destinata alla diminuzione del numero delle interruzioni o alla riduzione della loro durata, tre intervistati su cinque non sanno scegliere e indicano entrambe come priorità; fra chi sa decidere, sia per la clientela domestica che per la non domestica è più alta la percentuale di chi ritiene che prima di tutto bisognerebbe intervenire sul numero delle interruzioni piuttosto che sulla loro durata (tabella A.5).

Tabella A.5 – Preferirebbe che la quota destinata al miglioramento della rete sia utilizzata soprattutto per:

	Clienti domestici	Clienti non domestici
Diminuire il numero di interruzioni	26%	25%
Interruzioni più brevi	15%	10%
Entrambe le cose / non sa	59%	65%

BASE: tutti i clienti intervistati.

3. Conoscenza e aspettative su alcuni standard di qualità commerciale

Lo scopo di quest'area di analisi è stato quello di verificare il livello di conoscenza degli indennizzi automatici nel caso di mancato rispetto dello standard di qualità da parte del fornitore, nonché di misurare le aspettative della clientela riguardo alcuni standard. Per ciascuno degli standard analizzati è stato perciò chiesto agli intervistati qual è il tempo atteso, cioè entro quanto tempo si aspettano realisticamente di ottenere il servizio oggetto dello standard, e qual è il tempo massimo accettabile, cioè il tempo oltre al quale ogni ulteriore ritardo diventerebbe per loro inaccettabile.

I risultati principali sono i seguenti:

- gli indennizzi automatici al cliente in caso di mancato rispetto degli standard di qualità sono conosciuti dal 19% dei clienti, sia per domestici sia per i non domestici;

- percentuali simili sia per clienti domestici che per clienti non domestici anche in termini di visibilità degli standard sulla bolletta: rispettivamente il 43% e il 40% dichiara di essersi accorto che una volta all'anno assieme alla bolletta vengono comunicate alcune informazioni sulla qualità del servizio;
- fatturazioni errate: nel caso il cliente paghi per errore una bolletta di importo superiore al dovuto, gli intervistati si aspettano che in 9-10 giorni il fornitore verifichi che la somma sia effettivamente sbagliata; il tempo massimo accettabile perché venga effettuato questo controllo è di 18 giorni per la clientela domestica e di 22 giorni per la clientela non domestica (tabella A.6); se la fatturazione è effettivamente sbagliata, rispettivamente l'84% e l'85% è d'accordo che i soldi vengano restituiti scalandoli dalla bolletta immediatamente successiva contro un 16% (domestici) e un 15% (non domestici) che preferirebbe un'altra modalità di rimborso, magari più veloce (assegno o bonifico);

Tabella A.6 – *Verifica fatturazioni errate: tempo atteso e massimo accettabile per la rettifica*

	Clienti domestici	Clienti non domestici
Tempo atteso <i>Valore medio</i>	Entro 9 giorni	Entro 10 giorni
Tempo massimo accettabile <i>Valore medio</i>	Entro 18 giorni	Entro 22 giorni

BASE: tutti i clienti intervistati.

- negli ultimi 12 mesi dichiara di aver contattato il fornitore di energia elettrica per informazioni o reclami il 14% della clientela domestica e il 18% della clientela non domestica: la modalità di contatto nettamente più utilizzata è il contatto telefonico, ancora decisamente basso il livello di reclami effettuati via web;
- tempi di risposta ai reclami: riguardo questo standard, la clientela domestica ritiene che il fornitore dovrebbe rispondere a una sua richiesta di informazioni o reclamo scritto entro 7 giorni e pone come tempo massimo accettabile, oltre il quale ogni ulteriore ritardo verrebbe considerato inaccettabile, il limite di 15 giorni; in questo caso i clienti non domestici sembrano essere più esigenti: il tempo atteso per la risposta è di 6 giorni e il tempo massimo accettabile è di 12 giorni (tabella A.7);

Tabella A.7 – *Tempi di risposta ai reclami o alle richieste di informazioni*

Valore medio	Clienti domestici	Clienti non domestici
Tempo atteso	Entro 7 giorni	Entro 6 giorni
Tempo massimo accettabile	Entro 15 giorni	Entro 12 giorni

BASE: tutti i clienti intervistati.

- fascia massima di puntualità per l'arrivo all'appuntamento del tecnico del fornitore: l'81% delle famiglie e il 77% delle aziende ritiene sufficiente e già un bel passo avanti la riduzione da 3 a 2 ore della fascia oraria entro la quale il tecnico arriva presso la casa o l'azienda del cliente per effettuare il lavoro, contro rispettivamente un 19% e un 23% che invece ritiene sarebbe necessario ridurre ulteriormente tale fascia oraria.

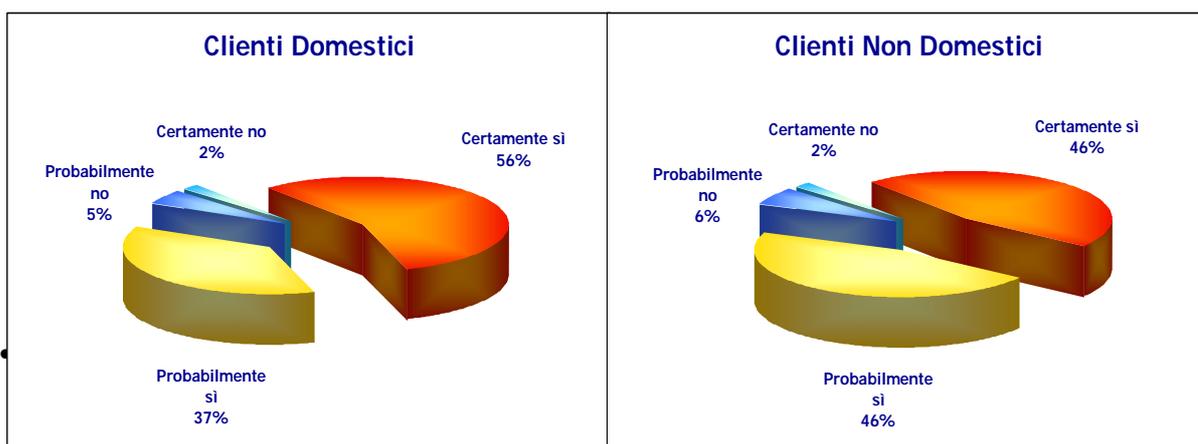
4. La liberalizzazione del mercato

In quest'area sono stati analizzati la conoscenza, la percezione, le aspettative e gli eventuali timori da parte di aziende e famiglie nei confronti della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.

Di seguito la sintesi dei risultati ottenuti:

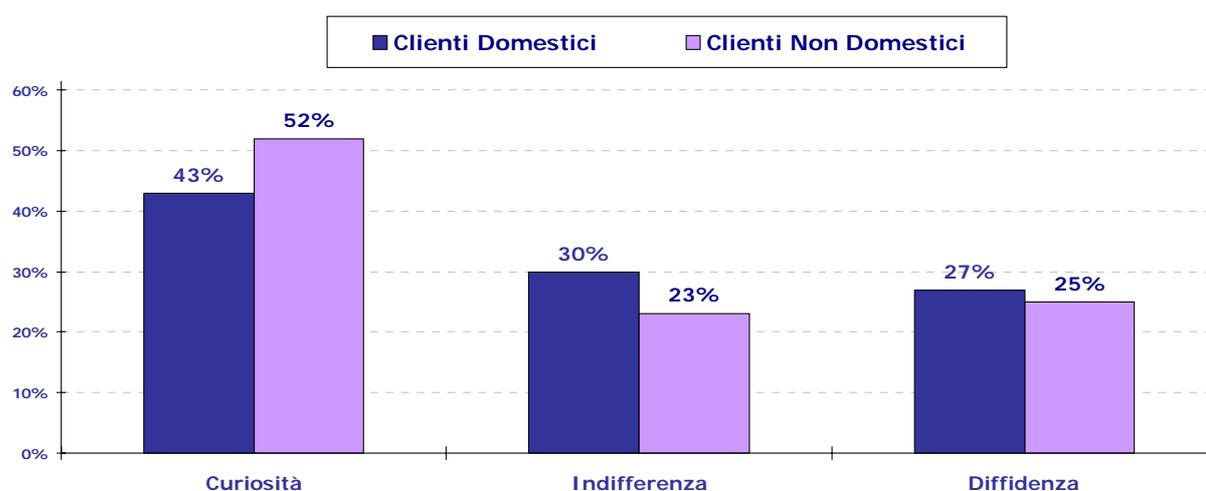
- l'86% delle aziende è a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica per i clienti non domestici è liberalizzato dal 2004;
- il 72% dei clienti domestici è a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica per i clienti domestici è liberalizzato dal primo luglio 2007;
- dichiara di aver già cambiato fornitore dopo la liberalizzazione il 20% delle aziende (dal 2004 a oggi) e il 3% dei clienti domestici (dal luglio 2007);
- i propensi a cambiare fornitore nei prossimi mesi (cioè coloro che dichiarano che certamente o probabilmente non continueranno ad usare l'attuale fornitore) sono il 7% dei clienti domestici e l'8% dei clienti non domestici (grafico A.3);

Grafico A.3 – *Lei pensa che nei prossimi 12 mesi continuerà ad usare lo stesso fornitore di energia elettrica?*



- circa la metà dei clienti domestici manifesta inoltre alcune paure nei confronti del passaggio ad un altro fornitore, temendo soprattutto che il cambio di fornitore possa essere foriero di maggiori interruzioni, di una bolletta in realtà più alta di quella che paga ora o comunque che il processo necessario a passare da un fornitore all'altro sia troppo complicato (tra i non domestici tali timori riguardano poco più di un quarto dei clienti; grafico A.4);

Grafico A.4 – Pensando alle offerte di nuovi fornitori, il suo atteggiamento è di curiosità, indifferenza o diffidenza?



- il 50% dei clienti domestici e il 63% dei clienti non domestici è a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica in Italia è regolato e controllato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- se l'Autorità creasse un sito Internet dove poter confrontare con facilità i prezzi dei diversi fornitori di energia elettrica, il 33% dei clienti domestici e il 49% dei clienti non domestici andrebbe certamente a consultarlo.

Appendice 3.

Criteri utilizzati per la valutazione preliminare delle opzioni alternative di regolazione

Il procedimento avviato con la deliberazione n. 209/06 in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 è inserito tra i procedimenti soggetti alla sperimentazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR).

L'AIR si inserisce nel quadro di azioni rivolte alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e di quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle istituzioni. L'AIR rientra, infatti, in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con lo scopo di:

- a) valutare anticipatamente la necessità e l'impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie;
- b) migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti;
- c) migliorare l'attività di interlocuzione con i soggetti regolati;
- d) rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell'intervento.

Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, l'applicazione al procedimento n. 209/06 sulla regolazione della qualità del servizio nel periodo di regolazione 2008-2011 ha una caratteristica peculiare, che lo rende notevolmente più complesso rispetto ad altre esperienze di applicazione: nel procedimento sulla qualità del servizio confluiscono diversi servizi elettrici (trasmissione, distribuzione, misura e vendita) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi. Applicare l'AIR a tutti gli aspetti considerati avrebbe reso probabilmente impossibile lo sviluppo di un documento maneggevole e sarebbe persino risultato di ostacolo alla comprensione delle proposte, dal momento che le opzioni sui diversi aspetti considerati sono tra loro parzialmente interdipendenti. Per questi motivi l'Autorità ha disposto, nella deliberazione di avvio del procedimento n. 209/06, che l'AIR venisse applicata "agli aspetti più rilevanti".

Per ciascuno di tali aspetti più rilevanti sono state formulate ipotesi di regolazione tramite opzioni alternative che sono state sottoposte a una valutazione qualitativa, secondo un metodo ormai consolidato nel corso della sperimentazione di applicazione dell'AIR ai provvedimenti dell'Autorità. Trattandosi appunto di una sperimentazione, la focalizzazione dell'AIR su un numero non eccessivo di aspetti è apparsa opportuna allo scopo di permettere una valutazione del metodo sperimentale di analisi.

Le opzioni alternative sono state valutate in modo preliminare alla luce dei seguenti criteri:

- 1) efficacia dell'intervento, ovvero la capacità dell'opzione stessa di raggiungere l'obiettivo specifico indicato e quindi di perseguire un beneficio più o meno esteso e più o meno intenso per i clienti finali;
- 2) economicità per gli esercenti, ovvero la minimizzazione dei costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi elettrici interessati per attuare le azioni necessarie a ottemperare l'opzione di regolazione considerata (sommata, ove rilevanti, ai costi sostenuti dal sistema per lo stesso obiettivo; in tal caso si parla di economicità complessiva);

- 3) semplicità amministrativa, ovvero la minimizzazione delle attività di amministrazione, vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione a ciascuna opzione.

Ciascuno dei criteri indicati è stato valutato su una scala qualitativa a 5 livelli (“*alto*”, “*medio-alto*”, “*medio*”, “*medio-basso*”, “*basso*”); inoltre, a ogni opzione è stata associata una “valutazione qualitativa complessiva” in cui i diversi criteri sono stati implicitamente ponderati, assegnando pari importanza da una parte ai benefici (efficacia) e dall’altra ai costi (economicità e semplicità).

Altri aspetti delle proposte, pure importanti, non sono stati sottoposti all’analisi di opzioni alternative per i motivi di semplicità e di sperimentazione sopra indicati. Ciò non ha escluso che, qualora durante la consultazione ne sia emersa la necessità, sono state esaminate anche opzioni e proposte diverse da quelle avanzate nei documenti di consultazione.