

Atto n. 16/07

**OPZIONI PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITA'
DEI SERVIZI ELETTRICI NEL III PERIODO DI REGOLAZIONE
(2008-2011)**

*Documento per la consultazione
nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 settembre 2006, n. 209/06*

4 aprile 2007

Premessa

L'Autorità ha avviato con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 209/06, il 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 (terzo periodo di regolazione). Il procedimento sulla qualità del servizio si svolge 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 in pari data n. 208/06).

Il procedimento sulla qualità del servizio è sottoposto (come quello sulle tariffe) alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR). Uno dei tratti essenziali dell'AIR è la verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione, inclusa "l'opzione nulla" consistente nel non modificare la regolazione esistente. Per la numerosità e varietà dei temi considerati, l'analisi di impatto della regolazione verrà compiuta limitatamente ad alcuni aspetti, considerati come i più rilevanti.

Il presente documento per la consultazione illustra le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi perseguiti dall'Autorità e propone, per ciascuno degli aspetti più rilevanti, alcune opzioni alternative di regolazione. Le opzioni sono esaminate alla luce di criteri generali di valutazione qualitativa, ferma restando la possibilità di condurre nel seguito, ove siano disponibili elementi, analisi quantitative di costi e benefici.

I soggetti interessati possono far pervenire osservazioni e proposte fino al 21 maggio 2007. Il risultato della consultazione sarà reso noto successivamente a tale data, attraverso la pubblicazione nel sito internet dell'Autorità di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.

Alcuni temi specifici sono trattati in documenti di consultazione a parte, già emanati (es. interruzioni prolungate e estese, atto n. 2/07 del 15 gennaio 2007; regolazione dei call center, atto n. 13/07 del 7 marzo 2007). La consultazione proseguirà attraverso la pubblicazione di un ulteriore documento per la consultazione, prevista entro il mese di luglio 2007. In tale occasione saranno presentate le risposte alle esigenze evidenziate nella prima fase di consultazione e per ciascuno degli aspetti esaminati, l'opzione di intervento preferita, di cui saranno ulteriormente approfondite le caratteristiche e le dimensioni tecnico-economiche.

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

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione consumatori e qualità del servizio
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02-65565.313/263
fax: 02-65565.230
e-mail: consumatori@autorita.energia.it
<http://www.autorita.energia.it>

SOMMARIO

| | |
|---|-----------|
| Introduzione..... | 3 |
| 1 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità..... | 3 |
| 2 Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) | 5 |
| Parte I: Qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione..... | 9 |
| 3 Contesto normativo di riferimento | 9 |
| 4 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento | 10 |
| 5 Riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti | 13 |
| 6 Prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti | 16 |
| 7 Allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione in alta tensione..... | 20 |
| 8 Semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni AT..... | 21 |
| 9 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori..... | 23 |
| Parte II: Qualità dei servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura ... | 24 |
| 10 Contesto normativo di riferimento | 24 |
| 11 Effetti della regolazione vigente della qualità e confronti internazionali | 26 |
| 12 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento | 28 |
| 13 Miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT..... | 34 |
| 14 Aumento della tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni..... | 38 |
| 15 Semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni MT/BT..... | 43 |
| 16 Promozione degli investimenti per la robustezza della rete | 49 |
| 17 Iniziative in materia di qualità della tensione..... | 54 |
| 18 Rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale | 59 |
| 19 Aumento del livello di tutela dei clienti serviti da piccole imprese distributrici | 63 |
| Parte III: Qualità del servizio di vendita..... | 65 |
| 20 Contesto normativo di riferimento | 65 |
| 21 Effetti della regolazione vigente della qualità..... | 66 |
| 22 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento | 67 |
| 23 Miglioramento della tempestività di risposta ai reclami dei clienti | 69 |
| 24 Efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione..... | 72 |
| 25 Introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale | 74 |
| 26 Iniziative di comunicazione per la conoscenza degli standard di qualità..... | 75 |
| Appendice: piano di consultazione e sintesi delle opzioni..... | 77 |

Introduzione

1 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 1.1 Con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito: deliberazione n. 209/06), l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica (di seguito: procedimento sulla qualità del servizio) per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito richiamato anche come periodo di regolazione 2008-2011 o terzo periodo di regolazione). Il procedimento sulla qualità del servizio si svolge 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).
- 1.2 Nella deliberazione n. 209/06 l'Autorità ha indicato i seguenti obiettivi generali per lo sviluppo del procedimento sulla qualità del servizio:
- a) garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per il miglioramento della qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della tariffe e corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica, in particolare per quanto concerne la promozione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi;
 - b) rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali, estendendo la regolazione incentivante della continuità del servizio alle interruzioni di breve durata e alle interruzioni causate da terzi, introducendo nuovi standard e indennizzi automatici anche per i clienti alimentati in bassa tensione;
 - c) introdurre forme di regolazione atte a prevenire e mitigare le disalimentazioni e gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione nazionale;
 - d) migliorare la regolazione della qualità commerciale alla luce dei risultati della regolazione vigente nonché degli esiti dell'indagine e del Gruppo di lavoro avviati con deliberazione 5 maggio 2006, n. 93/06 (di seguito: deliberazione n. 93/06) in merito alla qualità dei servizi telefonici;
 - e) 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 29 settembre 2004, n. 168/04), con riferimento ai dati di qualità commerciale per le attività di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;
 - f) estendere con gradualità la regolazione della qualità dei servizi elettrici anche alle imprese distributrici che servono meno di 5.000 clienti finali.

Precedenti consultazioni

- 1.3 Nel corso del periodo di regolazione in essere (periodo 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007 o secondo periodo di regolazione), l'Autorità ha avviato alcune consultazioni su tematiche di qualità del servizio che risultano funzionali alle

proposte presentate nel presente documento o che contengono proposte su alcuni aspetti specifici della qualità del servizio. Tra tali consultazioni si richiamano in particolare:

- a) il documento per la consultazione 6 aprile 2005, recante iniziative per il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica e al quale è stato dato seguito con l'avvio operativo del monitoraggio della qualità della tensione sulle reti MT a cura della società CESI RICERCA nell'ambito della Ricerca di Sistema (RdS) e con la delibera n. 210/05 per quanto concerne le reti di distribuzione AT;
- b) il documento per la consultazione 2 maggio 2005, recante obblighi di registrazione e di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali per i venditori di gas naturale e di energia elettrica, a cui è stato dato seguito al momento solo per il settore gas (deliberazione n. 158/05);
- c) il documento per la consultazione 30 novembre 2005, concernente proposte in materia di qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e gas, a cui è stato dato seguito con la deliberazione n. 93/06 che ha avviato una indagine pilota sulla soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai call center delle maggiori imprese di vendita dell'energia elettrica e del gas;
- d) il documento per la consultazione 26 luglio 2006 (atto n. 23/06), recante proposte di semplificazione degli adempimenti dei clienti MT ai fini dell'adeguamento degli impianti di utenza, a cui è stato dato seguito con la deliberazione 8 novembre 2006, n. 246/06 (di seguito: deliberazione n. 246/06);
- e) il documento per la consultazione 24 ottobre 2006 (atto n. 29/06), in tema di verifica dei dati di qualità commerciale, nel quale si propone tra l'altro di estendere al settore elettrico, con i necessari adeguamenti, il metodo di controllo dei dati di qualità commerciale definito nel Testo integrato della qualità dei servizi gas; in esito a questa consultazione, l'Autorità ha adottato, con deliberazione 28 marzo 2007, n. 74/07, un provvedimento di modifiche del Testo integrato della qualità dei servizi gas;
- f) il documento per la consultazione 15 gennaio 2007 (atto n. 2/07) con proposte in tema di interruzioni estese e prolungate del servizio elettrico a conclusione di un complesso processo di consultazione avviato nel 2005; i commenti e le osservazioni pervenute sono attualmente all'esame dell'Autorità, che intende adottare il provvedimento finale, di cui è stato diffuso uno schema di articolato, entro il mese di maggio 2007;
- g) il documento per la consultazione 7 marzo 2007 (atto n. 13/07), in tema di regolazione della qualità dei servizi telefonici forniti dalle imprese di vendita (le cui proposte riguardano sia il settore elettrico che il settore gas); anche in questo caso l'Autorità intende adottare il provvedimento finale, di cui è stato diffuso uno schema di articolato, entro il 2007.

1.4 E' tuttora in corso l'esame dei contributi ricevuti dai soggetti che hanno partecipato alle consultazioni in tema di interruzioni prolungate e estese e di qualità dei servizi telefonici (*call center* commerciali); nell'ambito del presente documento per la consultazione si assume provvisoriamente l'ipotesi che i provvedimenti finali in tali materie assumano la forma proposta negli schemi di articolato presentati nei sopra richiamati documenti per la consultazione.

Struttura del documento

- 1.5 In questo documento i servizi elettrici vengono esaminati:
- a) considerando congiuntamente i servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione, pur tenendo conto delle differenti responsabilità tra l'impresa di trasmissione e dispacciamento e le imprese di distribuzione, data l'omogeneità tecnica delle reti di alta tensione;
 - b) considerando congiuntamente il servizio di distribuzione in media e bassa tensione e il servizio di misura, alla luce del fatto che le attività di misura sono assicurate dall'impresa di distribuzione in regime di separazione contabile e, dal 2010, in parte anche in regime di separazione funzionale;
 - c) considerando separatamente il servizio di vendita, pur in mancanza di indicazioni legislative sulla separazione di tale servizio dalla distribuzione.
- 1.6 Pertanto, il presente documento è suddiviso in tre parti:
- a) la parte I tratta la qualità dei servizi di trasmissione e distribuzione in alta tensione (AT);
 - b) nella parte II tratta la qualità dei servizi di distribuzione in media e bassa tensione (MT/BT) e di misura dell'energia elettrica;
 - c) nella parte III tratta la qualità del servizio di vendita dell'energia elettrica.
- 1.7 Il documento è completato da una breve appendice contenente il piano di consultazione e la sintesi delle opzioni presentate.

2 Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione (AIR)

- 2.1 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 (di seguito: AIR)¹.
- 2.2 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.
- 2.3 Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, questo caso ha una caratteristica peculiare, che lo rende notevolmente più complesso rispetto ad altre esperienze di applicazione dell'AIR: nel procedimento sulla qualità del servizio

¹ La sperimentazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) è stata avviata dalla deliberazione 28 settembre 2005 n. 203/05 ed è inserita tra le attività nel piano triennale adottato dall'Autorità con la deliberazione 8 gennaio 2007, n. 1/07.

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 renderebbe probabilmente impossibile lo sviluppo di un documento maneggevole e potrebbe persino risultare di ostacolo alla comprensione delle proposte, dal momento che le proposte 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 venga applicata “agli aspetti più rilevanti”.

- 2.4 Per ciascuna delle tre parti in cui è suddiviso il documento, viene preliminarmente riassunto il contesto normativo attuale, anche con riferimento a consultazioni svolte nel II periodo di regolazione ma funzionali all’introduzione di nuovi standard o nuove regole a decorrere dal III periodo (vedi elenco completo al punto 1.3). Ove sono disponibili dati sui livelli effettivi di qualità del servizio, vengono brevemente richiamati gli effetti che finora la regolazione della qualità ha prodotto. Infine, per ciascuna delle tre parti vengono individuati gli obiettivi specifici dell’intervento dell’Autorità.
- 2.5 Tra questi obiettivi specifici, ne sono stati selezionati 5 (2 per il servizio di trasmissione, 2 per il servizio di distribuzione e 1 per il servizio di vendita) che vengono considerati come gli aspetti più rilevanti della qualità del servizio su cui concentrare l’attenzione dell’analisi di impatto della regolazione. Per ciascuno di tali aspetti più rilevanti vengono formulate ipotesi di regolazione tramite opzioni alternative che sono 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 appare opportuna allo scopo di permettere una valutazione del metodo sperimentale di analisi.
- 2.6 Le opzioni alternative vengono valutate in modo preliminare alla luce dei seguenti criteri:
- a) *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;
 - b) *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*);
 - c) *semplicità amministrativa*, ovvero la minimizzazione delle attività di amministrazione, vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione a ciascuna opzione;
 - d) *(solo per il servizio di vendita) promozione della concorrenza*, in termini di minimizzazione degli ostacoli che la regolazione della qualità della vendita può comportare all’aumento di operatori qualificati nel settore della vendita.
- 2.7 Ciascuno dei criteri indicati viene valutato su una scala qualitativa a 5 livelli (“alto”, “medio-alto”, “medio”, “medio-basso”, “basso”); inoltre, a ogni opzione viene associata una “valutazione qualitativa complessiva” in cui i diversi criteri vengono

implicitamente ponderati, assegnando pari importanza da una parte ai benefici (efficacia) e dall'altra ai costi (economicità e semplicità).

- 2.8 Altri aspetti delle proposte, pure importanti, non sono sottoposti all'analisi di opzioni alternative per i motivi di semplicità e di sperimentazione sopra indicati. Ciò non esclude che, qualora la consultazione ne faccia emergere la necessità, sia possibile esaminare diverse opzioni alternative nel prossimo documento per la consultazione.

Fase di ricognizione con incontri tematici, indagini e monitoraggi in corso

- 2.9 Successivamente alla deliberazione n. 209/06, la Direzione consumatori e qualità del servizio ha avviato contatti operativi per svolgere, nei primi mesi del 2007 e dunque in parallelo alla preparazione del presente documento, un processo ricognitivo tramite *incontri tematici* con i principali soggetti interessati:
- 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).
- 2.10 L'Autorità prevede infine di effettuare un'indagine demoscopica sui clienti domestici e non domestici del servizio elettrico per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità del servizio. I risultati di tale indagine potranno essere disponibili per la fine dell'estate 2007.
- 2.11 La fase ricognitiva si completerà con l'acquisizione di dati sulla qualità del servizio relativi al 2006, che le imprese distributrici dovranno fornire all'Autorità entro il 31 marzo 2007. La Direzione consumatori e qualità del servizio ha già richiesto alle principali imprese distributrici dati di maggior dettaglio, relativi alla consistenza e affidabilità degli impianti di distribuzione. Inoltre, Terna deve rendere disponibile, entro il 30 aprile 2007, il primo rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione, in ottemperanza di quanto previsto dalla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04).
- 2.12 Nel corso del 2006 sono stati effettuati alcuni monitoraggi che costituiscono fonte di informazione per alcuni interventi specifici:
- a) 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;
 - b) sono continuamente disponibili (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.

Sviluppo del procedimento

- 2.13 La Direzione consumatori e qualità del servizio intende proseguire gli incontri tematici con i soggetti interessati a seguito della pubblicazione del presente documento per la consultazione. Verrà inoltre tenuto un seminario pubblico di presentazione delle proposte e delle opzioni di regolazione.
- 2.14 Si prevede la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione entro il mese di luglio 2007. In tale documento le opzioni preferite (o le alternative emerse dalla presente consultazione) verranno sviluppate in maggiore dettaglio; per il dimensionamento degli standard e dei parametri tecnico-economici verranno 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 già formulate alle principali imprese interessate e tramite l'indagine demoscopica sulle aspettative dei clienti e la loro conoscenza degli standard attuali.
- 2.15 Entro la metà del 2007 è prevista l'emanazione dei provvedimenti finali in tema di interruzioni prolungate e estese e di qualità dei servizi telefonici (*call center* commerciali). Tali provvedimenti, che entreranno in vigore nel corso del III periodo di regolazione, saranno poi unificati nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il III periodo di regolazione, che sarà emanato a conclusione del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici avviato con la deliberazione n. 209/06.
- 2.16 Il piano di sviluppo del procedimento sulla qualità dei servizi elettrici è sintetizzato nell'Appendice.

Parte I: Qualità dei servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione

3 Contesto normativo di riferimento

- 3.1 La deliberazione n. 250/04 ha fissato, tra le direttive al Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi: Terna) per la predisposizione del Codice di rete², alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione. Tra queste regole rilevano in particolare:
- a) gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni (interruzioni di durata superiore a 1 secondo) che interessano gli utenti della rete di trasmissione nazionale (RTN);
 - b) la distinzione tra “incidenti rilevanti” (disalimentazioni che comportano una Energia Non Servita – ENS – superiore a 150 MWh per evento e una durata superiore a 30 minuti) e altre disalimentazioni (di seguito richiamate “disalimentazioni ordinarie”);
 - c) l’obbligo per l’impresa di trasmissione di presentare all’Autorità, per l’approvazione, i “livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione” che hanno natura non cogente e indicativa, e vengono valutati al netto degli incidenti rilevanti³;
 - d) l’obbligo per l’impresa di trasmissione di pubblicare sul proprio sito internet i livelli minimi convenzionali di potenza di corto circuito e di verificare ogni anno per quali nodi della RTN tali livelli non sono rispettati per il 95% del tempo;
 - e) l’obbligo per l’impresa di trasmissione di pubblicare annualmente un rapporto sulla qualità del servizio.
- 3.2 Con le deliberazioni 29 aprile 2005, n. 79/05 e 3 marzo 2006, n. 49/06 è stato approvato il Codice di rete predisposto da Terna; in particolare, il documento A.54, allegato al suddetto Codice, definisce nel dettaglio le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.
- 3.3 Nel complesso, quindi, al momento non esiste nessuna forma esplicita di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, non avendo i livelli attesi (seppur approvati dall’Autorità) la stessa natura giuridica ed effettuale degli standard di qualità definiti dall’Autorità.
- 3.4 Una prima forma di regolazione della qualità del servizio di trasmissione potrà essere introdotta a seguito delle consultazioni richiamate al punto 1.4, in materia di interruzioni estese e prolungate; l’Autorità intende adottare un provvedimento a tutela dei clienti finali su questa materia, particolarmente delicata. Uno schema di tale provvedimento è stato diffuso con il documento di consultazione del 15 gennaio

² Per “Codice di rete” si intende il codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004.

³ Per l’anno 2006, i livelli attesi di qualità del servizio sono stati approvati con deliberazione 17 gennaio 2006, n. 6/06; per l’anno 2007, con deliberazione 23 febbraio 2007, n. 37/07.

2007 (atto n. 2/07) nel mese di gennaio 2007. Tale schema di provvedimento prevede in particolare che anche l'impresa di trasmissione e le imprese di distribuzione in alta tensione siano responsabili, ciascuna per la propria parte, delle disalimentazioni che occorrono sulle reti ad alta tensione, quando tali disalimentazioni contribuiscano a interruzioni del servizio elettrico ai clienti finali di durata maggiore degli standard individuati dall'Autorità (tempi massimi per il ripristino della fornitura). La responsabilità si estrinseca in due modi:

- a) attraverso il pagamento alle imprese distributrici in media/bassa tensione della quota di indennizzi erogati ai clienti finali per interruzioni prolungate, determinata in ragione proporzionale al contributo in durata delle disalimentazioni della rete di trasmissione o di distribuzione in alta tensione rispetto alla durata totale dell'interruzione subita dal cliente finale;
- b) attraverso il versamento di un contributo al *Fondo per eventi eccezionali*, in ragione proporzionale all'energia non servita complessiva relativa alle disalimentazioni di entità superiore a 5-10 MWh per singolo evento che non costituisca incidente rilevante e che non sia attribuibile a cause di forza maggiore.

Le proposte contenute nel citato documento di consultazione del 15 gennaio 2007 (atto n. 2/07) costituiscono importanti novità per il servizio di trasmissione e pertanto sono considerate e riprese nel seguito.

- 3.5 Attualmente, in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99 in tema di delimitazione della RTN, le reti in alta tensione (reti con tensioni nominali di 132 kV e 150 kV) risultano "ripartite" tra trasmissione e distribuzione quanto a proprietà. Attualmente, per quanto riguarda la qualità del servizio delle reti di distribuzione in alta tensione (di seguito: reti D-AT), sono in vigore alcune disposizioni contenute nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici approvato con la deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato della qualità). In particolare, le interruzioni senza preavviso lunghe che occorrono sia sulla rete di trasmissione nazionale sia sulle reti D-AT sono escluse dalla regolazione incentivante della durata di interruzione per le imprese distributrici MT/BT.
- 3.6 Il contesto normativo relativo alla qualità del servizio su reti di alta tensione va completato con i riferimenti agli standard sul numero massimo di interruzioni lunghe attualmente in vigore a protezione dei clienti AT connessi (direttamente) a reti di distribuzione, ma non dei clienti AT connessi (direttamente) alla RTN. Tali standard, a cui sono associati indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, sono definiti in dettaglio nel Testo integrato della qualità. Il diritto agli indennizzi da parte dei clienti è subordinato alla dimostrazione che gli impianti sono conformi ai requisiti fissati dall'Autorità e indicati nello stesso Testo integrato.

4 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento

- 4.1 In generale, l'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* anche stimoli al miglioramento, o almeno al non-peggioramento, dei livelli di qualità del servizio,

per evitare che le riduzioni dei costi necessarie a perseguire superiori livelli di efficienza possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito. Tra questi stimoli, alcuni possono avere natura di penalizzazione (come gli indennizzi in caso di mancato rispetto di standard di qualità per cause attribuibili all' esercente), altri possono avere natura premiante (come i contratti per la qualità, per i quali al momento è previsto che il ricavo non entri nel vincolo dei ricavi ammessi), altri ancora costituiscono incentivo in entrambi i sensi (premio/penalità) in relazione al risultato effettivamente conseguito.

4.2 Vi è da considerare che la qualità del servizio di trasmissione è piuttosto buona, al netto degli incidenti rilevanti, soprattutto se comparata con quella di distribuzione. Basti considerare che, su una durata media complessiva di interruzione per cliente pari a circa 1 ora di interruzione all'anno, solo meno di 1 minuto (al netto degli incidenti rilevanti sulla RTN) dipende dalla trasmissione⁴.

4.3 La distinzione tra “incidenti rilevanti” e altre disalimentazioni è stata introdotta inizialmente con la deliberazione n. 250/04 ed è fondata sulla distinzione tra:

- a) “grandi” disalimentazioni (denominate “incidenti rilevanti”) che possono essere correlate non solo alla rete AT ma anche agli impianti di produzione o alle interconnessioni con l'estero;
- b) disalimentazioni “ordinarie” che di norma possono essere controllate tramite il solo servizio di trasmissione.

Questa distinzione non è sempre univoca. Per esempio, alcuni incidenti rilevanti sono in effetti disalimentazioni di trasmissione dovute a forza maggiore che si prolungano nel tempo. Inoltre, l'unicità dell'impresa che effettua i servizi di trasmissione e dispacciamento (Terna, di seguito indicata anche come “impresa di trasmissione e dispacciamento”) non rende possibile una completa separazione della regolazione dei due aspetti, che sono piuttosto interconnessi soprattutto per gli incidenti rilevanti.

4.4 Tutto ciò considerato, si propone di mantenere comunque questa distinzione, rivedendo la soglia per l'identificazione degli incidenti rilevanti, dal momento che gli strumenti utilizzati dal regolatore sono fondamentalmente diversi per i due aspetti considerati. Alla luce dei primi anni di attuazione della deliberazione n. 250/04, si formulano due proposte di modifica per identificare meglio gli incidenti rilevanti:

- a) innalzare la soglia degli incidenti rilevanti a 500 MWh di energia non fornita, indipendentemente dalla causa e dalla durata della disalimentazione, fermo restando il limite di 1.000 MWh per l'energia non ritirata (ma eliminando il riferimento alla durata di 30 minuti);
- b) chiarire che devono essere ricomprese tra le disalimentazioni del sistema di trasmissione e, se viene superata la soglia di energia non fornita, anche tra gli incidenti rilevanti, tutte le interruzioni che occorrono sulle reti di distribuzione, quindi a livelli di tensione più bassi di quelli della trasmissione o su elementi AT al di fuori del perimetro RTN, per effetto dell'intervento di sistemi di protezione automatici o manuali previsti dal Piano di difesa o comunque conseguenti a

⁴ L'indice AIT – *Average Interruption Time* – esprime per quanti minuti all'anno il sistema di trasmissione nel suo complesso è disalimentato, e il valore atteso ed effettivo di tale indice è inferiore a 1 minuto all'anno.

situazioni anomale di esercizio della rete di trasmissione nazionale. Sono esempi di disalimentazioni di questo tipo:

- gli interventi automatici degli EAC (Equilibratori automatici di carico) o gli interventi del BME (banco manovra di emergenza);
- gli interventi manuali in applicazione del PESSE – Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico;
- gli interventi manuali di distacco di carico in presenza di perdita di una fase sulla trasmissione e conseguente alimentazione in distribuzione fuori dai limiti consentiti di tensione.

Spunti per la consultazione

Q.1 *Si condivide la modifica proposta della soglia di energia non fornita che identifica gli incidenti rilevanti? Si ritiene opportuno integrare la definizione di “incidente rilevante” con aspetti connessi al servizio di dispacciamento?*

- 4.5 Il confine tra RTN e reti D-AT non segue una logica tecnica (per esempio il livello di tensione, che sarebbe la logica preferibile sotto il profilo della qualità del servizio) e pertanto risulta che molte linee congiungenti due stazioni di trasformazione AAT/AT sono suddivise in tronchi appartenenti in parte alla trasmissione e in parte alla distribuzione. Molte regole del Codice di rete si applicano a tutta la rete in alta tensione (c.d. “rete rilevante”), e tra queste anche regole importanti per la qualità del servizio, come la specificazione delle protezioni, la gestione dei profili di tensione o le autorizzazioni alle manovre di apertura e chiusura degli interruttori (sia di carattere programmato sia a seguito di guasti).
- 4.6 Pur in presenza di una sostanziale omogeneità della rete in alta tensione, attualmente sussistono alcune discriminazioni a sfavore dei clienti connessi alla rete RTN rispetto a quelli connessi direttamente alle reti D-AT; per esempio, per i clienti connessi direttamente alle reti D-AT si applica lo standard di 1 interruzione lunga all’anno, con diritto ad indennizzi automatici per i clienti AT di distribuzione i cui impianti sono conformi ai requisiti di selettività stabiliti dall’Autorità (art. 33 del Testo integrato della qualità).
- 4.7 In tali condizioni, si ritiene di dover perseguire l’eliminazione di ogni discriminazione, per quanto riguarda la regolazione della qualità del servizio, tra clienti connessi alla rete RTN e clienti connessi direttamente alla rete di distribuzione AT. Ciò è possibile applicando alle interruzioni con origine sulle reti D-AT la stessa normativa prevista per le disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale, dal momento che la RTN e le reti D-AT hanno una sostanziale unitarietà tecnica.

Spunti per la consultazione

Q.2 *Si condivide l’obiettivo di allineare il più possibile la regolazione della qualità tra per clienti connessi alla RTN e i clienti connessi direttamente alle reti D-AT?*

- 4.8 Infine, bisogna tenere conto anche del fatto che i distributori di media e bassa tensione sono utenti particolari della rete di trasmissione (e, per i motivi di sostanziale unitarietà sopra richiamati, anche delle reti D-AT). I distributori, infatti, rispetto alle reti di alta tensione, non sono completamente “passivi” ma possono per esempio fornire dei servizi (di regolazione locale, di controalimentazione in condizioni di emergenza, ecc.) a favore della qualità dei clienti finali. Sotto questo profilo, è opportuno esaminare anche la possibilità di valorizzare, attraverso la regolazione della qualità, i servizi di mitigazione delle disalimentazioni di alta tensione offerti dai distributori in media e bassa tensione.
- 4.9 Alla luce delle considerazioni e delle proposte fin qui avanzate, si può articolare l’obiettivo generale per i servizi in esame definito dalla deliberazione n. 209/06 nei seguenti obiettivi specifici della regolazione della qualità per la trasmissione e la distribuzione in alta tensione:
- a) riduzione progressiva delle disalimentazioni “ordinarie” che non costituiscono incidenti rilevanti;
 - b) prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti;
 - c) allineamento della regolazione della qualità del servizio tra trasmissione e distribuzione in alta tensione;
 - d) valorizzazione dei servizi di mitigazione delle disalimentazioni di alta tensione offerti dai distributori in media e bassa tensione.
- Alcuni di questi obiettivi possono richiedere, come pre-condizione tecnica, una integrazione e ove possibile semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni, per cui si deve aggiungere alla lista degli obiettivi specifici anche:
- e) semplificazione della registrazione delle disalimentazioni su RTN e reti D-AT.
- 4.10 I primi due tra gli obiettivi specifici sopra indicati vengono esaminati nel seguito di questa Parte del presente documento, presentando opzioni alternative che perseguono il medesimo obiettivo specifico e sottoponendo tali opzioni a una prima valutazione qualitativa utilizzando i criteri indicati al punto 2.6. Per gli altri obiettivi non vengono esaminate opzioni ma vengono formulate direttamente le proposte di regolazione, secondo quanto indicato al punto 2.8.

Spunti per la consultazione

Q.3 *Ci sono altri obiettivi specifici rilevanti per i servizi di trasmissione e distribuzione in alta tensione dell’energia elettrica? Se sì, quali?*

5 Riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti

- 5.1 Tra gli indicatori di qualità del servizio di trasmissione, l’energia non servita appare come il più adatto alla responsabilizzazione dell’impresa di trasmissione e dispacciamento a ridurre le disalimentazioni. Altri indicatori possibili sono il SAIDI⁵, il SAIFI⁶ e il MAIFI⁷.

⁵ SAIDI (*System average interruption duration index*), pari alla durata cumulata annua di interruzione per utente della rete.

5.2 **IPOTESI DI REGOLAZIONE #1:** introdurre stimoli alla riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti. Sono state considerate 3 opzioni:

- a) **opzione #1.0 (opzione nulla):** mantenere il metodo attuale dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione (senza effetti economici), incrementando la conoscenza pubblica tanto di tali livelli quanto dei livelli effettivamente raggiunti, per massimizzare gli “incentivi di reputazione”;
- b) **opzione #1.A:** introdurre una penalizzazione a carico dell’impresa di trasmissione e delle principali imprese di distribuzione in alta tensione in relazione all’ammontare annuo complessivo di energia non servita per disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti e non attribuibili a cause di forza maggiore dall’impresa che esercisce il servizio; la penalizzazione dovrebbe essere applicata solo in caso di superamento, a livello complessivo annuo, di un valore predefinito di energia non servita (per ciascun impresa), che potrebbe essere fissato in forma decrescente anno per anno;
- c) **opzione #1.B:** introdurre un collegamento simmetrico tra i ricavi tariffari a copertura dei costi di trasmissione (o di distribuzione in alta tensione) e l’energia non servita per disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti e non attribuibili a cause di forza maggiore dall’impresa che esercisce il servizio di trasmissione (o di distribuzione in alta tensione); tale collegamento dovrebbe determinare incentivi e penalità (entro soglie massime) in caso di miglioramento o peggioramento della qualità del servizio di trasmissione rispetto a un obiettivo prefissato in corrispondenza di un valore medio atteso di energia non fornita, basato su dati storici disponibili – in maniera del tutto analoga a quello che avviene attualmente in Italia per la distribuzione e al metodo introdotto dal 2005 in Gran Bretagna dal regolatore Ofgem per la trasmissione⁸. Il valore medio atteso potrebbe essere modulato negli anni, qualora emergesse la necessità di miglioramento nel tempo.

5.3 In via preliminare, le opzioni sopra presentate per l’ipotesi di regolazione #1 possono essere valutate alla luce dei criteri indicati al punto 2.6 sulla base delle seguenti considerazioni. La tabella 1 riporta la sintesi della valutazione preliminare.

- a) Per quanto attiene il criterio di *efficacia*, l’opzione probabilmente più efficace è la #1.B, dal momento che contiene un segnale incentivante bilaterale che permette anche di promuovere il miglioramento e non si limita, come l’opzione #1.A, a stimolare solo il non-peggioramento; l’opzione nulla è naturalmente la peggiore, data la scarsa robustezza degli incentivi di reputazione per quanto riguarda le disalimentazioni “ordinarie” (dal momento che la reputazione di Terna per la qualità è legata fundamentalmente agli incidenti rilevanti).
- b) Per quanto attiene il criterio di *economicità complessiva*, l’opzione che minimizza i costi sopportati dagli esercenti è senza dubbio l’opzione #1.0; la valutazione delle opzioni #1.A e #1.B dipende dai valori di dimensionamento

⁶ SAIFI (*System average interruption frequency index*), pari al numero medio di interruzioni lunghe (durata maggiore di 3 minuti) per utente della rete.

⁷ MAIFI (*Momentary average interruption frequency index*), pari al numero medio di interruzioni brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti) per utente della rete.

⁸ Per maggiori informazioni si veda il documento Ofgem “*Electricity transmission network reliability incentive scheme. Final proposals*”, December 2004, disponibile su internet: www.ofgem.gov.uk.

che potranno essere fissati successivamente ma è ragionevole in questa fase di valutazione preliminare affermare che l'opzione #1.B, che prevede un sistema simmetrico incentivi/penalità, possa dare un valore atteso di impatto economico sugli esercenti inferiore rispetto all'opzione #1.A (che prevede solo penalità).

- c) Per quanto attiene il criterio di *semplificazione amministrativa*, le due opzioni #1.A e #1.B sono più complesse, dal momento che richiedono specifiche attività di controllo, mentre l'opzione nulla è quella che comporta il minore sforzo amministrativo.

Tabella 1 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all'ipotesi di regolazione #1

| Criteri di valutazione qualitativa | Opzione #1.0 | Opzione #1.A | Opzione #1.B |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|
| Efficacia dell'intervento: ridurre le disalimentazioni che non costituiscono incidente rilevante | Basso | Medio | Alto |
| Economicità per gli esercenti: minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per Terna e per le imprese di distribuzione su reti D-AT | Alto | Basso | Medio |
| Semplicità amministrativa (incluse le attività di controllo necessarie) | Alto | Basso | Basso |
| Valutazione qualitativa complessiva | Medio | Medio-basso | Medio-alto |

5.4 Dalla valutazione qualitativa preliminare, l'opzione preferibile appare essere la #1.B. L'opzione preferita tra queste verrà selezionata al termine della presente consultazione, tenendo conto delle osservazioni che perverranno dai soggetti interessati e di approfondimenti e analisi che saranno condotti dagli uffici dell'Autorità. Anche qualora l'opzione preferita non fosse quella suggerita dalla valutazione preliminare, si tratterà in seguito di “dimensionare” gli schemi di regolazione corrispondenti a queste due opzioni, valutando almeno:

- il livello di riferimento (sulla base di dati storici ove disponibili);
- l'eventuale *trend* di miglioramento richiesto;
- i tetti massimi e minimi di esposizione economica al rischio per l'impresa;
- il valore unitario di penalità o di incentivo/penalità per kWh non fornito, che dovrà essere allineato con gli incentivi relativi alla distribuzione.

Tali decisioni di “dimensionamento” tecnico-economico dell'opzione che sarà selezionata come preferibile saranno oggetto della seconda consultazione.

Spunti per la consultazione

Q.4 *Si condividono le valutazioni espresse? Si ritiene che sia preferibile un'opzione diversa da quella indicata? Se sì, per quali motivi? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Si invitano 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 (opzione #1.B).*

6 Prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti

- 6.1 Gli incidenti rilevanti possono occorrere, in numero annuo molto limitato, per una varietà di cause, tra cui:
- a) eventi meteorologici eccezionali, che generalmente hanno estensione sub-provinciale o sub-regionale ma possono prolungarsi anche per diverse ore (es. incidenti sulla rete di trasmissione nelle province di Ferrara e Rovigo nel febbraio-marzo 2004, dell'Abruzzo nel febbraio 2005);
 - b) perdite in sequenza di elementi del sistema, per motivi diversi, che portano il sistema in una condizione di sicurezza insufficiente (es. incidenti in Sicilia nel luglio 2006 e nella Sardegna nord-orientale nel gennaio 2007);
 - c) perturbazioni elettriche di origine interna o estera, che possono provocare interventi dei sistemi automatici di protezione per tempi anche limitati (dell'ordine del quarto d'ora) ma su una scala territoriale anche molto vasta e tale da integrare ingenti quantità di energia non fornita (es. intervento dei sistemi EAC di alleggerimento automatico del carico nel novembre 2006 a seguito della perturbazione di frequenza originata sulla rete della Germania del Nord).
- 6.2 La varietà degli incidenti rilevanti e la loro bassa numerosità suggeriscono che per prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti è necessario intervenire su aspetti diversi, che vanno dallo sviluppo di rete (e in particolare la magliatura della stessa) alla robustezza e affidabilità dei componenti, dai criteri di utilizzo dei servizi di interrompibilità ai sistemi automatici di protezione e di alleggerimento del carico, dall'efficienza della manutenzione e dei programmi di indisponibilità fino ai criteri di dispacciamento.
- 6.3 L'Autorità è intervenuta di recente su alcuni di questi aspetti, per esempio da ultimo con la deliberazione 15 dicembre 2006, n. 289/06 in tema di servizi di interrompibilità, dove ha tra l'altro previsto che Terna valuti un maggior asservimento dei clienti interrompibili ad automatismi⁹, per mitigare in tempi brevissimi l'evoluzione di perturbazioni elettriche che altrimenti si propagherebbero in modo molto veloce (es. transitori di frequenza, come quelli occorsi nell'incidente del novembre 2006, o degni di tensione, come quello occorso in Sicilia il 17 luglio 2006). Inoltre, la regolazione proposta per le interruzioni estese e prolungate mira a introdurre elementi di tutela dei clienti applicabili anche in occasione di incidenti rilevanti (ad esempio quelli dovuti a eventi meteorologici eccezionali). In tema di promozione degli investimenti per la robustezza delle linee aeree sono avanzate anche alcune proposte al capitolo 16 del presente documento, applicabili anche alle linee aeree ad alta tensione, sia di trasmissione che di distribuzione.
- 6.4 E' evidente infine che il tema della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti travalica i confini della regolazione della qualità del servizio di trasmissione, avendo forti correlazioni anche con il servizio di dispacciamento e soprattutto con gli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. A questo proposito l'Autorità ha avviato, con delibera 23 marzo 2006 n. 58/06, un

⁹ "Terna valuta l'opportunità di asservire, anche in parte, le risorse interrompibili istantaneamente a dispositivi automatici al fine di garantirne l'interruzione e di limitare il più possibile il distacco diffuso dei punti di prelievo corrispondenti a clienti finali non interrompibili" (art. 2, comma 4, deliberazione n. 289/06).

procedimento per la verifica ai sensi dell'articolo 27, comma 27.2, della deliberazione n. 250/04 del piano di sviluppo presentato da Terna per l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico. E' opportuno richiamare qui che per il corrente periodo di regolazione tariffaria è riconosciuta una maggiore remunerazione agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione (pari al 2% aggiuntivo rispetto al WACC riconosciuto per gli investimenti ordinari). Tale misura di sostegno agli investimenti di sviluppo sulla RTN è stata assunta dall'Autorità per far fronte alle straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, connesse anche al black-out generalizzato che ha colpito il nostro Paese nel settembre 2003. La maggiorazione del 2% si applica agli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale approvati dal Ministero dello sviluppo economico e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono.

- 6.5 **IPOTESI DI REGOLAZIONE #2:** introdurre elementi di prevenzione degli incidenti rilevanti; a questo scopo sono state identificate 3 opzioni, oltre all'opzione nulla, che mirano – per le ragioni di complessità appena illustrate – a intervenire non solo sul servizio di trasmissione ma anche su quello di dispacciamento e sulla promozione degli interventi di sviluppi della rete di trasmissione nazionale:
- a) **opzione #2.0:** mantenere i criteri attualmente utilizzati per la verifica delle condizioni N-1, dando la più ampia attuazione possibile a quanto previsto dalla deliberazione n. 289/06 in materia di asservimento dei clienti interrompibili ad automatismi selettivi in grado di intervenire tempestivamente in caso di transitori di tensione o di frequenza o in seguito ad attivazione di sezioni critiche;
 - b) **opzione #2.A:** estendere il meccanismo incentivante discusso nel capitolo precedente (si veda l'opzione #1.B) anche all'energia non servita negli incidenti rilevanti e introdurre appositi tetti massimi alle penalità in modo da limitare l'esposizione al rischio economico di Terna; tali tetti potrebbero essere legati (in modo inverso) o agli investimenti di sviluppo effettivamente realizzati, in modo da ridurre il rischio per Terna a fronte di comportamenti virtuosi per il sistema; per mitigare ulteriormente il rischio intrinsecamente connesso a questa opzione potrebbero essere considerate delle forme di "pesatura convenzionale" dell'energia non servita in occasione di incidenti rilevanti, per esempio adottando peso 0 per gli incidenti in cui è dimostrabile la presenza di cause di forza maggiore, peso 1/3 per gli incidenti dovuti a perturbazioni elettriche di origine estera, peso 2/3 per gli altri incidenti;
 - c) **opzione #2.B:** richiedere a Terna di mettere allo studio e valutare, con un'apposita analisi costi/benefici da condurre insieme agli uffici dell'Autorità, criteri aggiuntivi di verifica della sicurezza N-1 (e conseguentemente del dispacciamento degli impianti di produzione) che riescano a tenere conto anche di alcune condizioni di perdita *di un singolo elemento del sistema*, attualmente considerate come eventi talmente rari da non essere computati (es. guasto sbarra, guasto di un elemento comune a due sezioni di una stessa centrale di

generazione)¹⁰. Per evitare che tali criteri aggiuntivi di dispacciamento possano comportare un onere eccessivo, essi dovrebbero essere applicati sotto due condizioni limitative:

1. solo nel caso in cui si configurano condizioni di assetto di rete di maggiore rischio (per esempio per indisponibilità di tratte di altissima tensione);
2. limitatamente alle ore (e al perimetro) per cui si manifesta la condizione di maggiore rischio.

La piena attuazione dei criteri aggiuntivi, oltre che essere subordinata al verificarsi delle due condizioni appena indicate, potrebbe essere anche differenziata in relazione a: *a)* la valutazione della diversa probabilità di occorrenza del guasto critico, anche in relazione alle condizioni meteorologiche e *b)* le conseguenze dell'evento di guasto critico¹¹. L'aumento specifico dell'onere di dispacciamento dovrebbe essere comunque identificabile e potrebbe essere ripartito tra Terna e i clienti finali, in modo da costituire per Terna uno stimolo per la realizzazione di interventi di sviluppo strutturale che permettono di non dover applicare i criteri aggiuntivi. L'eventuale aumento del costo energia (su base annua) a fronte di nuovi criteri di sicurezza per prevenire gli incidenti rilevanti potrebbe essere compensato dagli effetti di interventi regolatori mirati al contenimento dei costi di dispacciamento.

- d) **opzione #2.C:** rivedere il sistema di maggior remunerazione attualmente riconosciuta agli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, prevedendo una modulazione della maggior remunerazione degli interventi di sviluppo in relazione al grado di efficacia degli stessi nel contribuire ai diversi obiettivi individuati dalla delibera n. 250/04. Nella suddetta revisione, potrebbe essere introdotto un meccanismo di amplificazione o riduzione della maggiorazione riconosciuta ai singoli investimenti di sviluppo, in relazione alla quantità globale di investimenti realizzati rispetto a quanto previsto dal Piano di sviluppo; in tal modo, si introdurrebbe un incentivo a effettuare tutti gli investimenti previsti dal Piano, e non solo quelli in cui risultano minori le difficoltà attuative. In questa opzione si intenderebbe premiare la minimizzazione del rischio di incidenti rilevanti associata alla realizzazione di diversi interventi di sviluppo, senza considerare l'energia non servita nei singoli incidenti.

¹⁰ La proposta non è quindi quella di adottare il criterio N-2, che sarebbe evidentemente troppo costoso, ma piuttosto di dare piena attuazione al criterio N-1 anche per eventi attualmente non considerati.

¹¹ Per esempio, in caso di indisponibilità di una linea AAT che indebolisce la rete, se nella zona sono presenti centrali con più gruppi di generazione, si calcola la condizione N-1 anche per la perdita di elementi di guasto comune ai diversi gruppi di una stessa centrale (guasto critico); nel caso che il mantenimento della sicurezza, per le ore di indisponibilità, richieda uno *shift* di dispacciamento tra impianti di produzione rispetto al *merit order* economico derivante dal mercato, si dovrebbe calcolare quale sarebbe la conseguenza di distacco di carico in caso di avvenimento del guasto critico se venisse mantenimento il *merit order* economico e valutare l'opzione migliore, confrontando l'entità del possibile distacco con l'entità dello *shift* tra impianti di produzione. Questa valutazione dovrebbe tenere conto della probabilità del guasto critico (più alto ad esempio nel caso di condizioni meteo severe). In altri termini, si tratta di introdurre elementi probabilistici nel criterio attualmente deterministico di valutazione della sicurezza N-1.

- 6.6 Alla luce delle premesse già enunciate sulla complessità e delicatezza di questo tema, è evidente che al momento le opzioni sopra presentate per l'*ipotesi di regolazione #2* possono essere valutate solo in via preliminare e che sono necessari approfondimenti, anche di natura quantitativa, per meglio soppesare i costi e i benefici connessi alle diverse opzioni. La tabella 2 riporta la sintesi della valutazione preliminare utilizzando criteri indicati al punto 2.6.
- a) Per quanto attiene il criterio di *efficacia*, ai fini della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti, l'opzione probabilmente più efficace in via preventiva sembra essere la #2.B, dal momento che agisce in via *ex-ante* sulla riserva attivabile in caso di perdita di elementi critici, anche con bassissima probabilità; le opzioni #2.A e #2.C dovrebbero pure risultare piuttosto efficaci, in quanto stimolano, con modalità diverse, la realizzazione degli interventi di sviluppo che prevenendo l'insorgere di criticità (per esempio tramite una maggiore magliatura della rete); l'opzione nulla è la meno efficace fra tutte quelle considerate, pur potendo fornire risultati importanti soprattutto in caso di perturbazioni di frequenza.
 - b) Per quanto attiene il criterio di *economicità complessiva*, al momento non si dispone di elementi di valutazione per l'opzione #2.B, che andrebbero ricercati attraverso opportune simulazioni nella stima dell'aumento del costo energia in relazione (tale aumento sarebbe tanto minore quanto più restrittive fossero le "condizioni limitative" sopra indicate). Si può facilmente convenire che l'opzione #2.0 è quella economicamente più vantaggiosa sotto il profilo dei costi per Terna e per il sistema e che l'opzione #2.A potrebbe risultare molto costosa, anche perché bisognerebbe valutare quanta parte del maggior rischio in carico a Terna dovrebbe essere trasferita in sede tariffaria sui clienti finali attraverso un diverso apprezzamento del parametro Beta e quindi del costo riconosciuto del capitale applicabile agli investimenti in trasmissione; l'opzione #2.C può essere valutata in posizione intermedia, dal momento che a fronte di maggiori investimenti di sviluppo realizzati da Terna corrisponde una maggiore remunerazione per la stessa impresa (a carico degli utenti del sistema).
 - c) Per quanto attiene il criterio di *semplificazione amministrativa*, l'opzione che massimizza questo criterio è sicuramente l'opzione #2.C, mentre l'opzione #2.A è più complicata per via delle analisi dei singoli incidenti necessarie per la valutazione dell'energia non servita da considerare ai fini del meccanismo di incentivo/penalità; le altre due opzioni considerate possono essere considerate equivalenti sotto questo profilo.
- 6.7 La complessità del tema della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti è tale che non è possibile, sulla base solo di una valutazione qualitativa preliminare, dire al momento quale opzione risulti preferibile. Inoltre, bisogna considerare che le opzioni considerate non sono tra loro mutuamente esclusive. Per una valutazione più precisa sarebbe necessario un lavoro tecnico di simulazione e di analisi quantitativa dei costi e dei benefici; una volta valutati i costi associati all'opzione #2.B, questa potrebbe rivelarsi troppo complessa o troppo costosa e in tal caso la scelta dovrebbe indirizzarsi verso l'opzione #2.C (che comunque risulta migliore delle altre opzioni considerate, alla luce della valutazione preliminare condotta).

Tabella 2 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all’ipotesi di regolazione #2

| Criteri di valutazione qualitativa | Opzione #2.0 | Opzione #2.A | Opzione #2.B | Opzione #2.C |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Efficacia dell’intervento: prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti | Medio/basso | Medio-alto | Alta | Medio-alto |
| Economicità complessiva: minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per Terna o per il sistema | Alto | Basso | <i>Da valutare</i> | Medio |
| Semplicità amministrativa (incluse le attività di controllo necessarie) | Medio | Medio/basso | Medio | Medio/alto |
| Valutazione qualitativa complessiva | Medio | Medio/basso | <i>Da valutare</i> | Medio/alto |

- 6.8 Nel corso del procedimento l’Autorità intende inoltre approfondire le diverse dimensioni della *performance* della rete di trasmissione nazionale, allo scopo di verificare se non vi siano dimensioni rilevanti, ulteriori rispetto all’energia non fornita, che è opportuno sottoporre a regolazione della qualità del servizio, eventualmente anche corresponsabilizzando gli utenti della rete.
- 6.9 Ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti l’Autorità annette inoltre molta importanza ai controlli sugli impianti di produzione da parte dell’impresa di trasmissione e dispacciamento al fine della verifica del rispetto delle condizioni previste dal Codice di rete.

Spunti per la consultazione

- Q.5** *Si condividono le valutazioni espresse? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Quale limite di incremento del costo energia (su base annua) potrebbe essere considerato accettabile a fronte di nuovi criteri di dispacciamento per prevenire gli incidenti rilevanti? Si invitano i soggetti interessati a fornire elementi quantitativi in termini di costi e benefici annessi alle diverse opzioni presentate.*
- Q.6** *Ci sono altri aspetti di qualità del servizio di trasmissione che potrebbero costituire oggetto di regolazione della qualità del servizio (ad esempio il mantenimento di adeguati profili di tensione)? Quali soluzioni si propongono in merito, anche allo scopo di corresponsabilizzare gli utenti della rete?*

7 Allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione in alta tensione

- 7.1 Come già illustrato nel capitolo 4, la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione in alta tensione hanno una sostanziale unitarietà tecnica. A tali reti risultano connessi clienti, sia di tipo passivo che di tipo attivo, di grandissima dimensione (rispetto ai clienti connessi a reti di distribuzione di media e bassa tensione).

- 7.2 L'obiettivo di allineare la regolazione della qualità del servizio tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione in alta tensione può essere perseguito in due modi, dal lato dei clienti:
- a) estendendo ai clienti connessi alla rete di trasmissione in alta tensione gli standard di qualità (soggetti a indennizzi automatici) oggi previsti per i clienti connessi a reti di distribuzione in alta tensione;
 - b) rimuovendo gli standard di qualità (soggetti a indennizzi automatici) oggi previsti per i clienti connessi a reti di distribuzione in alta tensione.
- 7.3 Per valutare queste alternative, bisogna considerare che i clienti finali connessi a reti in alta tensione hanno in genere esigenze davvero peculiari per quanto riguarda la qualità del servizio. Una parte di essi risulta particolarmente sensibili a caratteristiche di qualità del servizio elettrico che non sono (ancora) oggetto di regolazione diretta da parte dell'Autorità, come le microinterruzioni. Devono essere inoltre considerate le possibilità tecniche che, pure in regime di monopolio, sono disponibili ai gestori di rete per migliorare individualmente il servizio a questi clienti, attraverso opportuni accorgimenti di esercizio delle reti; nell'ambito del processo di liberalizzazione tali possibilità potrebbero essere sfruttate dai venditori, a cui è concesso di stipulare contratti per la qualità con le imprese di distribuzione e di trasmissione.
- 7.4 Tutto ciò considerato, l'Autorità propone di realizzare l'allineamento della regolazione della qualità del servizio rimuovendo gli standard relativi ai clienti finali e altri utenti direttamente connessi alle reti di distribuzione in alta tensione. Tali clienti, infatti, potranno trovare nei contratti per la qualità soluzioni personalizzate adeguate alle proprie esigenze.
- 7.5 Perseguire l'allineamento della regolazione della qualità del servizio tra rete di trasmissione nazionale e reti di distribuzione in alta tensione richiede di esaminare anche un altro aspetto: l'allineamento della regolazione dal lato delle imprese esercenti. In particolare, l'entrata in vigore di una regolazione mirata a ridurre le disalimentazioni – come quella prospettata nelle opzioni presentate nel capitolo 5 – rende necessario applicare tale regolazione non solo alla rete di trasmissione nazionale ma anche alle reti di distribuzione in alta tensione.

Spunti per la consultazione

Q.7 *Quali interventi si suggeriscono per diffondere i contratti per la qualità tra i clienti connessi a reti di alta tensione? Si ritiene necessario, a questo scopo, introdurre l'obbligo per i gestore di rete (sia di distribuzione che di trasmissione) di offrire almeno un contratto per la qualità per questa tipologia di clienti? Si ritiene necessario fissare dei livelli di riferimento per le interruzioni lunghe e brevi in AT?*

8 Semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni AT

- 8.1 Allo scopo di rendere omogenee le modalità di registrazione delle interruzioni sulle reti magliate in alta tensione (di distribuzione e di trasmissione), l'Autorità ha apportato – previa consultazione – alcune modifiche al Testo integrato della qualità

con la deliberazione n. 246/06 e ha diffuso istruzioni tecniche. Tali modifiche, entrate in vigore dal 1° gennaio 2007, mirano a rendere consistenti tra distribuzione e trasmissione le regole di attribuzione dell'origine e della causa delle interruzioni su reti in alta/altissima tensione e pertanto influenzeranno in particolare la suddivisione tra distribuzione e trasmissione dell'energia non fornita.

- 8.2 Le nuove regole mirano soprattutto a rafforzare le analisi dei “doppi guasti” che sono all'origine di una disalimentazione su rete magliata (su rete magliata un guasto singolo non provoca disalimentazione), visto che la rete AT è come detto suddivisa tra trasmissione e distribuzione e le due fonti di guasto possono essere su due porzioni diverse, con evidenti difficoltà di attribuzione della responsabilità. In particolare, l'idea perseguita è che in caso di guasto sulla linea combinato con guasto dell'interruttore la responsabilità è da addurre all' esercente che gestisce l'interruttore; in caso di guasto sulla linea combinato con intervento intempestivo delle protezioni, deve essere effettuata un'analisi tecnica delle protezioni per stabilire se si tratta di incorretta progettazione o taratura (responsabilità di Terna) o di taratura difforme da quella comunicata o di malfunzionamento (responsabilità dell'impresa distributrice).
- 8.3 Oltre ai doppi guasti “contemporanei”, devono essere considerati anche i “guasti in sequenza” in cui il primo guasto smaglia la rete e il successivo provoca la disalimentazione (su rete ormai in assetto radiale). L'osservazione di alcuni incidenti rilevanti mostra che i “guasti in sequenza” sono particolarmente insidiosi in condizioni meteorologiche severe (anche se non necessariamente eccezionali). Si propone che, in caso di “guasti in sequenza” su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione l'energia non servita risultante da disalimentazione su rete in assetto radiale per effetto di primo guasto su rete magliata sia convenzionalmente ripartita al 50%-50% tra distribuzione e trasmissione: questo anche per indurre una maggiore tempestività di entrambi gli operatori per riparare il primo guasto, in modo da prevenire disalimentazioni in caso di secondo guasto.
- 8.4 Una regola analoga potrebbe essere applicata in caso di indisponibilità programmata di elementi di rete che comportano smagliatura, sempre su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione. Anche in tal caso, la ripartizione 50%-50% dell'eventuale energia non fornita per effetto di disalimentazione eventualmente occorse in queste condizioni potrebbe avere l'effetto desiderabile di responsabilizzare entrambi gli operatori a individuare il migliore piano possibile di indisponibilità programmata e a eseguire i lavori in modo efficiente.

Spunti per la consultazione

Q.8 *Si considerano opportune le integrazioni proposte alle modalità di registrazione delle interruzioni in alta tensione in materia di “guasti in sequenza” su reti AT miste tra trasmissione e distribuzione?*

9 Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori

9.1 In base alle considerazioni sviluppate nel capitolo 4, l’Autorità ritiene che debbano essere verificate anche le opportunità di valorizzare i servizi di mitigazione forniti dai distributori MT/BT per compensare disalimentazioni sulla rete in alta tensione (di trasmissione o di distribuzione), per esempio attraverso controalimentazioni tramite le reti MT o attraverso l’inserzione di gruppi di generazione mobili.

9.2 A tal fine potrebbe essere utile stimare separatamente:

- a) l’energia non servita “a bocca di cabina primaria”, senza considerare le controalimentazioni sulla rete di media tensione o altri interventi di mitigazione (pari all’integrale della potenza interrotta stimata ogni quarto d’ora lungo la durata della disalimentazione in base al carico storico: *energia non servita lorda*);
- b) l’energia non servita a livello dei clienti finali effettivamente disalimentati, pari all’integrale della potenza persa stimata ogni quarto d’ora lungo la durata della disalimentazione tenendo conto delle azioni di controalimentazione sulla MT (*energia non servita netta*).

La differenza tra questi due parametri potrebbe dare un indicatore quantitativo dei servizi di mitigazione effettivamente offerti in occasione di disalimentazioni di alta tensione.

9.3 Una volta stimato l’indicatore come proposto al punto precedente – o secondo altre metodologie che potranno emergere in base al processo di consultazione – si potrebbe prevedere un meccanismo di compensazione a favore delle imprese distributrici MT/BT che riescono a fornire servizi di mitigazione. Tale meccanismo di compensazione potrebbe costituire una “variante” dell’opzione di regolazione economica delle disalimentazioni (vedi opzione preferita #1.B nel capitolo 5), aggiungendo il calcolo dell’effetto economico “differenziale” relativo ai servizi di mitigazione, in termini di minori incentivi o maggiori penalità per l’impresa di trasmissione (o per l’impresa di distribuzione in alta tensione, per via dell’allineamento discusso nel capitolo 7). Tale effetto “differenziale” a carico di Terna o dell’impresa di distribuzione in alta tensione sarebbe trasferito ai distributori MT/BT come valorizzazione dei servizi di mitigazione e potrebbe costituire tra l’altro un incentivo agli investimenti per l’aumento della magliatura sulla rete MT.

Spunti per la consultazione

Q.9 *Si considera fattibile il meccanismo proposto? Quali altri meccanismi alternativi si propongono per valorizzare i servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT?*

Parte II: Qualità dei servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura

10 Contesto normativo di riferimento

- 10.1 La normativa riguardante la regolazione della qualità dei servizi elettrici della distribuzione è disponibile nel Testo integrato della qualità, che è attualmente diviso in due Parti.
- 10.2 La Parte I del Testo integrato della qualità contiene l'insieme delle norme finalizzate alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica; i due meccanismi 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.
- 10.3 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 concentrazione¹². 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 successivo capitolo 11).
- 10.4 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

¹² Si definisce "alta concentrazione" l'area territoriale dei Comuni con più di 50.000 abitanti; "media concentrazione" quella dei Comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000; "bassa concentrazione" quella dei Comuni con meno di 5.000 abitanti. Si definisce "ambito territoriale" l'insieme dei Comuni appartenenti alla stessa provincia, aventi lo stesso grado di concentrazione e serviti dalla stessa 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). 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.

- 10.5 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 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.
- 10.6 Nell'ambito del processo di consultazione sulle interruzioni prolungate o estese, è stata proposta l'introduzione di 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. L'introduzione di nuovi standard specifici di qualità con indennizzi automatici anche per clienti BT è previsto a partire dal 2008, secondo la gradualità già introdotta con la deliberazione n. 122/06 per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni.
- 10.7 Le disposizioni in materia di qualità della tensione sono due e sono in vigore dal 2004. La prima riguarda la misurazione individuale delle interruzioni e della qualità della tensione per i clienti alimentati in media tensione (obbligo di installazione per l'impresa distributtrice, su richiesta del cliente, di un misuratore dei parametri della qualità della tensione, con costi a carico del cliente). La seconda riguarda 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.
- 10.8 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. Tali standard di qualità sono già stati separati per le diverse attività, pur non essendo 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. Per tale motivo non sono ancora state introdotte nel settore elettrico alcune norme, già in vigore nel settore gas, che mirano ad assicurare la qualità del servizio in presenza di una completa separazione tra distribuzione e vendita; tra

queste, in particolare, l'obbligo per i venditori di ricevere le richieste dei clienti finali anche per prestazioni relative al servizio di distribuzione e di "girarle" al distributore entro tempi ristretti.

- 10.9 Infine, il Testo integrato della qualità prevede attualmente alcune esenzioni dalla regolazione della continuità del servizio e della qualità commerciale per imprese o ambiti territoriali di minori dimensioni. Ciò comporta un differente trattamento dei clienti sotto il profilo delle garanzie di qualità del servizio. Il tema è inquadrato in dettaglio nel capitolo 19.

11 Effetti della regolazione vigente della qualità e confronti internazionali

- 11.1 Gli effetti della regolazione saranno analizzati quantitativamente, e nel loro complesso, in occasione della pubblicazione del secondo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità, quando saranno disponibili anche i dati di continuità del servizio e di qualità commerciale relativi all'anno 2006. Nei punti seguenti vengono riassunti gli elementi base della regolazione e riportati in modo sintetico, laddove necessario, i principali effetti della regolazione della qualità sino all'anno 2005.
- 11.2 Gli indicatori di sistema della continuità del servizio (SAIDI, SAIFI, MAIFI) riflettono i livelli di continuità misurati presso i clienti di bassa tensione e vengono valutati per ambito territoriale e per grado di concentrazione. Nei 6 anni di vigenza della regolazione incentivante della continuità del servizio (2000-2005) la durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe (SAIDI), al netto dei distacchi programmati e degli incidenti della rete di trasmissione nazionale, ha registrato un miglioramento complessivo del 58% passando da 192 minuti persi per cliente nel 1999 a 80 minuti persi nel 2005, mentre il numero medio di interruzioni senza preavviso lunghe (SAIFI) nello stesso periodo ha registrato un miglioramento del 38% passando da 3,81 interruzioni per cliente nel 1999 a 2,42 interruzioni per cliente nel 2005.
- 11.3 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 (SAIDI 2005: 53 minuti al Nord, 83 al Centro, 117 al Sud, media nazionale 80; 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 2005 valori uguali o migliori del livello obiettivo per il 52% degli ambiti (59% in alta concentrazione, 57% in media concentrazione e 42% in bassa concentrazione) e per il 46% dei clienti (39% in alta concentrazione, 51% in media concentrazione e 44% in bassa concentrazione). Ulteriori miglioramenti sono stati raggiunti nel 2006;

- c) nel corso degli anni si è verificato un abbattimento dell'indicatore di durata media di interruzione per cliente (CAIDI¹³) che si è attestato a circa 29 minuti nel 2005 (al netto delle interruzioni attribuite a forza maggiore), partendo da un valore di circa 45 minuti nel 1999. Tale indicatore assume valori molto simili sia per grado di concentrazione (32 minuti per l'alta concentrazione, 28 minuti per la media concentrazione e 29 minuti per la bassa concentrazione) che per circoscrizione (30 minuti nel Nord, 32 minuti nel Centro e 28 minuti nel Sud).
- 11.4 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 e un numero medio di interruzioni brevi pari a circa 2,6 e 1,1 interruzioni per cliente.
- 11.5 Con riferimento alle interruzioni brevi, registrate in assetto di rete standard fino al 2005, i dati disponibili dal 2002 al 2005 mostrano un calo del 12% circa del numero medio di interruzioni brevi (MAIFI) a livello nazionale, essendo passate da 6,73 interruzioni brevi per cliente nel 2002 a 5,89 nel 2005. Non sono disponibili confronti internazionali attendibili sulle interruzioni brevi.
- 11.6 Per quanto riguarda le *interruzioni con preavviso* nel 2005 i minuti persi per cliente di bassa tensione a livello nazionale sono stati 59 a fronte di un numero medio di interruzioni per cliente pari a 0,37. Rispetto all'anno 2000 si è registrato un miglioramento del 29% per quanto riguarda i minuti persi e un miglioramento del 39% 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.
- 11.7 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,

¹³ CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*), pari a al rapporto tra SAIDI e SAIFI. Indica la durata media di una interruzione lunga (> 3 minuti); un valore di circa 30 minuti è tra i più bassi al mondo (es. Gran Bretagna: 75 minuti, *fonte*: 3° Rapporto CEER di benchmarking della qualità del servizio).

preparatoria alla stipula dei contratti per la qualità¹⁴. 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 e i primi risultati significativi saranno disponibili nella seconda parte del 2007;

- 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.
- 11.8 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 distribuzione, di misura e di vendita. I dati relativi all'anno 2005 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 (76% in luogo del 90% per le verifiche della tensione e 81% in luogo del 90% per le risposte ai reclami scritti o a richieste di informazioni scritte in media tra tutti i servizi esaminati). Anche per le verifiche del gruppo di misura la percentuale di successo registrata è inferiore allo standard (89% in luogo del 90%).
- 11.9 Per quanto riguarda gli standard specifici relativi al servizio di distribuzione i dati relativi al 2005 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 27.000 prestazioni su circa 650.000 casi di riduzione di potenza o distacco per morosità per i clienti, domestici e non domestici, di bassa tensione).
- 11.10 Solo in casi marginali gli esercenti hanno introdotto standard ulteriori o migliorativi rispetto a quelli definiti dall'Autorità.

12 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento

- 12.1 Come per la trasmissione, anche 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

¹⁴ Una descrizione del sistema di monitoraggio è stata pubblicata in F. Villa, A. Porrino *et al.*, "Un anno di monitoraggio della qualità della tensione", *Rivista AEIT* marzo 2007; i risultati del monitoraggio sono consultabili pubblicamente, in forma aggregata, all'indirizzo internet <http://queen.ricercadisistema.it>

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.

- 12.2 Gli obiettivi generali elencati nella deliberazione n. 209/06 e l'analisi degli effetti prodotti dalla regolazione vigente costituiscono gli elementi per l'individuazione degli obiettivi specifici che la regolazione della qualità del servizio di distribuzione deve perseguire nel periodo di regolazione 2008-2011. Il presente capitolo è dedicato all'individuazione di tali obiettivi specifici; per ciascun obiettivo, le relative proposte e opzioni per la regolazione sono sviluppate nei capitoli successivi. Anche per il servizio di distribuzione in media e bassa tensione l'applicazione dell'AIR (ovvero l'analisi di opzioni alternative di regolazione per lo stesso obiettivo specifico) non viene estesa a tutti gli obiettivi specifici individuati, per i motivi di semplicità e sperimentazione indicati nel capitolo 2; ciò non impedirà all'Autorità di tenere nella dovuta considerazione i contributi e le osservazioni di maggiore rilievo che emergeranno nel corso del processo di consultazione.
- 12.3 In linea di principio, la regolazione della qualità del servizio dovrebbe essere basata sugli *output* di qualità, osservabili e misurati tramite appositi indicatori che rappresentano diversi aspetti immediatamente percepibili dai clienti. La regolazione basata sul monitoraggio di indicatori di *output*, infatti, da una parte fornisce dei segnali il più possibile in linea con l'esperienza dei clienti finali; dall'altra, non interferisce con le scelte imprenditoriali delle imprese per il miglioramento della qualità (mix capitale/lavoro; tipologia investimenti e attività di manutenzione o esercizio).
- 12.4 Per quanto concerne la qualità tecnica, le reti di media e bassa tensione contribuiscono a formare la parte preponderante di tutti gli indicatori di qualità del servizio (minuti persi o SAIDI, numero medio di interruzioni lunghe per cliente o SAIFI, numero medio di interruzioni brevi per cliente o MAIFI, indicatori di qualità della tensione). Pertanto, si giustifica una particolare attenzione del regolatore al servizio di distribuzione su tali reti MT/BT per quanto riguarda i livelli di qualità forniti ai clienti finali.
- 12.5 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 o SAIDI). E' ragionevole aspettarsi che, per la fine del corrente periodo di regolazione, 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 SAIDI, nelle primissime posizioni a livello europeo), non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente (SAIFI e MAIFI).

- 12.6 Questa diversa posizione, nel panorama europeo, rispetto agli indicatori di durata e di numero delle interruzioni va spiegata in relazione agli 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.
- 12.7 Alla luce di quanto sopra esposto, l'Autorità ritiene di individuare 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 (SAIFI e MAIFI) rispetto a quelli di durata (SAIDI).

Spunti per la consultazione

Q.10 *Si condivide l'obiettivo specifico di miglioramento della affidabilità della rete di distribuzione? Se no, per quali motivazioni e come dovrebbe essere riformulato tale obiettivo?*

- 12.8 Un *secondo obiettivo specifico* è collegabile al rafforzamento della tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni. Come detto, la regolazione vigente offre tale opportunità ai soli clienti alimentati in media tensione, limitandola alle sole interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici. Secondo le indicazioni generali fornite dalla deliberazione n. 209/06, il rafforzamento della tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni deve dispiegarsi in due direzioni: estensione della regolazione anche alle interruzioni brevi (durata compresa tra 1 e 180 secondi) e ai clienti BT.
- 12.9 I dati disponibili (anno 2005) mostrano che il 6% dei clienti MT in alta concentrazione subisce più di 3 interruzioni senza preavviso lunghe e il 13% dei clienti MT in alta concentrazione più di 5 interruzioni brevi (in media concentrazione: 9% dei clienti più di 4 interruzioni lunghe e 19% dei clienti più di 8 interruzioni brevi; in bassa concentrazione: il 9% dei clienti MT più di 5 interruzioni lunghe e 17% dei clienti più di 11 interruzioni brevi), al netto delle interruzioni attribuibili a forza maggiore. Entro la fine del 2007 si dovrebbe registrare un ulteriore miglioramento di tali dati sia per l'entrata in vigore della regolazione individuale del numero di interruzioni sia per il progressivo aumento del numero di reti di media tensione esercite a neutro compensato tramite la bobina di Petersen, che permetterebbe di mantenere la continuità del servizio anche in presenza di guasti monofase a terra¹⁵, anche se questa possibilità non è ancora pienamente sfruttata in Italia.

¹⁵ Nell'esercizio a neutro isolato, i guasti monofase a terra sono responsabili della maggioranza delle interruzioni.

12.10 Sempre in materia di tutela dei clienti che subiscono troppe interruzioni, sono attualmente esclusi da qualsiasi meccanismo di indennizzo automatico i clienti di bassa tensione. Come anticipato nel capitolo 10, la deliberazione n. 122/06 ha fissato le nuove regole di registrazione del numero e dell'elenco dei clienti di bassa tensione coinvolti nelle interruzioni, che permettono l'applicazione di una regolazione individuale (con standard e indennizzi automatici) anche ai clienti BT.

Spunti per la consultazione

Q.11 *Si condivide l'obiettivo specifico di estendere la tutela dei clienti che subiscono molte interruzioni, includendo anche i clienti BT e le interruzioni brevi? Se no, per quali motivazioni?*

12.11 Nell'ambito delle regole di registrazione delle interruzioni, un ruolo particolare viene giocato dalle regole che determinano quali interruzioni sono escluse dalla regolazione. Sotto questo profilo, nel secondo periodo di regolazione sono stati sperimentati alcuni metodi, di natura volontaria:

- a) per semplificare l'individuazione delle interruzioni dovute a eventi eccezionali;
- b) per la riduzione delle interruzioni attribuibili a cause "esterne" (es. danneggiamenti degli impianti di distribuzione da parte di terzi, disalimentazioni della rete di distribuzione da parte delle reti interconnesse a monte, ecc.).

12.12 Con riferimento alla prima questione, per il secondo periodo di regolazione è stato introdotto un metodo statistico opzionale (c.d. metodo *EPR*, Eventi di Particolare Rilevanza) alternativo a quello documentale, con il duplice obiettivo di semplificare la registrazione delle interruzioni e di evitare possibili contenziosi con l'Autorità in caso di esclusione delle interruzioni con il metodo documentale. A tale iniziativa hanno aderito 14 imprese distributrici (su 23 soggette alla regolazione incentivante) per un totale di 298 ambiti su 308 in regolazione. L'esperienza ha mostrato che, nonostante alcune approssimazioni del metodo *EPR*, l'adozione di un sistema statistico e automatico si rivela uno strumento efficiente, che semplifica significativamente l'attribuzione delle interruzioni a cause di forza maggiore.

12.13 La materia è stata riaffrontata, seppur con obiettivi diversi, nel corso del processo di consultazione sulle interruzioni prolungate o estese in seno al quale è stato proposto un nuovo metodo per l'individuazione delle interruzioni che si verificano in periodi di eccezionalità. Tale nuovo metodo statistico non sarà facoltativo ai fini dell'identificazione dei periodi eccezionali per l'erogazioni di rimborsi a titolo di indennizzo o di ristoro. Inoltre, come già sottolineato nel documento di consultazione emesso nel gennaio 2007, l'introduzione di un nuovo metodo statistico per l'identificazione delle condizioni eccezionali pone la questione di unificare tale metodo anche per le regolazioni vigenti o che verranno deliberate al termine del corrente processo di consultazione.

12.14 Con riferimento alla seconda questione, per il periodo 2005-2007 l'Autorità ha introdotto un meccanismo incentivante opzionale di riduzione della durata cumulata delle interruzioni attribuibili a cause esterne (fase sperimentale) al quale hanno aderito tre imprese distributrici, per un totale di 276 ambiti su 308 in regolazione.

- 12.15 Il metodo sperimentato ha mostrato la fattibilità di includere in regolazione anche interruzioni attribuibili a terzi; il consolidamento di questo metodo nel terzo periodo di regolazione dovrà permettere anche di superare l'esistente disallineamento nei meccanismi di esclusione delle interruzioni. La disciplina vigente prevede infatti che le interruzioni attribuite a cause esterne siano sempre escluse ai fini della regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe anche in caso di adozione del meccanismo opzionale di riduzione della durata cumulata delle interruzioni dovute a terzi.
- 12.16 Un *terzo obiettivo specifico* è quindi individuabile nella stabilizzazione di alcune regole di registrazione delle interruzioni, in particolare quelle che conducono alle esclusioni dalla regolazione. Rientra in questo obiettivo, oltre agli aspetti già discussi, anche la ricerca di un criterio omogeneo di accorpamento delle interruzioni, comune a tutte le regolazioni (individuale e per ambiti territoriali).

Spunti per la consultazione

Q.12 *Si condivide l'obiettivo specifico di semplificare e stabilizzare le regole per le esclusioni di alcune interruzioni particolari dalla regolazione della qualità del servizio? Se no, per quali motivazioni?*

12.17 Un *quarto obiettivo specifico* è da relazionare al tema della robustezza della reti elettriche, che per la prima volta viene approcciato dall'Autorità. Si intende per robustezza la capacità della rete di resistere a perturbazioni, di diversa natura. Le attività preliminari svolte dagli uffici dell'Autorità si sono concentrate su due aspetti della robustezza:

- a) la robustezza meccanica, ovvero la capacità degli impianti (in particolare delle linee aeree) di resistere a eventi eccezionali, anche combinati, quali nevicate intense, vento forte, ecc.; questo aspetto può essere sintetizzato dai criteri costruttivi utilizzati per le linee aeree e in particolare dai carichi ammissibili (da ghiaccio e da vento);
- b) la robustezza elettrica, intesa come capacità della rete di non superare un determinato valore di caduta di tensione a fronte di assorbimenti istantanei di potenza (come avviene in occasione, ad esempio, degli avvii dei motori o dell'inserimento di banchi di condensatori di rifasamento); questo aspetto può essere sintetizzato dai valore di potenza di corto circuito nei punti di consegna ai clienti finali.

Altri aspetti di robustezza delle rete, come la magliatura o l'eliminazione di livelli di tensione nominale storici e non più adeguati alla crescita di carico, potranno essere individuati tramite la presente consultazione.

12.18 Gli aspetti di robustezza sopraindicati hanno in comune il fatto di non essere di per sé veri e propri *output* di qualità del servizio immediatamente percepiti dai clienti: i clienti non hanno diretta esperienza di criteri di progettazione o di livelli di potenza di corto circuito; hanno esperienza di incidenti o di cadute di tensione. Si può affermare che gli aspetti di robustezza sono in qualche modo "dietro" agli *output*, ma si tratta di *output* difficilmente osservabili perché rari (incidenti) o rilevabili solo attraverso strumenti sofisticati (variazioni rapide di tensione). In questi casi, ci sono

dunque motivi validi per non basare la regolazione della qualità del servizio sugli *output* (come negli altri casi finora esaminati): lo sviluppo della robustezza della rete deve quindi essere perseguito attraverso meccanismi diversi, che intervengono sugli *input* (come la promozione degli investimenti finalizzati a migliorare parametri prestazionali) invece che sugli *output*.

- 12.19 Un *quinto obiettivo specifico* è correlato alla qualità della tensione, argomento di crescente interesse per i regolatori europei tanto da spingere l'ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) a pubblicare un documento per la consultazione "*Towards Voltage Quality Regulation in Europe*" del 6 dicembre 2006 (di seguito: documento ERGEG), nel quale viene sviluppata una serie di proposte rivolte al CENELEC¹⁶, finalizzate alla revisione della norma europea EN 50160. Gli aspetti inerenti la qualità della tensione sui quali si intende potenziare il quadro regolatorio sono:
- a) l'avvio di una fase sperimentale di verifiche in campo sulla qualità della tensione, che coinvolga i clienti sensibili e promuova la misurazione individuale della qualità della tensione anche in forma semplificata;
 - b) la continuazione della campagna di monitoraggio sulle reti di distribuzione in media tensione in corso presso il CESI RICERCA e possibili sviluppi per il monitoraggio integrale delle microinterruzioni;
 - c) la ricerca di soluzioni personalizzate per la qualità per clienti con esigenze specifiche, tramite soluzioni di connessione ad alta qualità o contratti per la qualità;
 - d) il lancio di una campagna di monitoraggio a campione del valore efficace della tensione di alimentazione sulla rete di bassa tensione.

Spunti per la consultazione

Q.13 *Si condividono gli obiettivi specifici indicati (promozione degli investimenti per la robustezza, continuazione ed estensione alla BT del monitoraggio della qualità della tensione e sviluppo dei contratti per la qualità)? Se no, per quali motivi?*

- 12.20 Un *sesto obiettivo specifico* è costituito dal rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti attinenti la qualità commerciale. Tale obiettivo assume ancora maggiore rilevanza dal momento che con il 1° luglio 2007 si completerà l'apertura del mercato elettrico e ricadranno sui clienti gli effetti della separazione tra le imprese distributrici e i venditori. Alla luce di ciò e degli effetti della regolazione vigente l'Autorità intende rivedere alcuni standard, anche a seguito della diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione.
- 12.21 I seguenti temi, comuni al servizio di distribuzione e quello di vendita, verranno affrontati nella Parte III relativa alla qualità del servizio di vendita:
- a) l'adeguamento della regolazione della qualità commerciale al nuovo scenario e l'allineamento della stessa a quella oggi esistente per il settore gas;

¹⁶ Il CENELEC (*Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*) è l'organismo europeo preposto alla normazione nel settore dell'elettrotecnica.

- b) l'estensione del metodo di controllo dei dati di qualità commerciale al settore elettrico (proposte in merito sono state formulate con il documento per la consultazione del 24 ottobre 2006);
- c) le proposte relative alle risposte ai reclami scritti o a richieste di informazioni scritte.

Spunti per la consultazione

Q.14 *Si condivide l'obiettivo specifico di revisione e semplificazione della regolazione della qualità commerciale? Se no, per quali motivi?*

12.22 Il *settimo obiettivo specifico* che viene proposto è correlato all'estensione della regolazione della qualità del servizio alle imprese di minori dimensioni, a cui finora si sono applicati regimi semplificati (sia in materia di continuità del servizio sia in materia di qualità commerciale). Tali semplificazioni sono state finora giustificate con un approccio graduale che ha progressivamente interessato imprese di dimensione sempre più piccola. Con l'avanzare del processo di liberalizzazione si afferma l'esigenza di completare il processo di armonizzazione della regolazione in modo che tutti i clienti, anche quelli serviti da imprese di piccole dimensioni, possano godere dei medesimi livelli di tutela.

Spunti per la consultazione

Q.15 *Si condivide l'obiettivo specifico di estensione della regolazione della qualità del servizio alle imprese distributrici di minore dimensione? Se no, per quali motivi?*

Q.16 *Quali altri obiettivi specifici si ritiene debbano essere perseguiti dall'Autorità per i servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura dell'energia elettrica?*

12.23 Nei capitoli successivi vengono sviluppati gli obiettivi specifici introdotti nei punti precedenti; tra questi, sono sottoposti ad AIR quelli ritenuti di maggiore rilievo o, nel caso di obiettivi costituiti da più fronti di intervento, i fronti ritenuti di maggiore rilevanza, presentando opzioni alternative che perseguono il medesimo obiettivo specifico e sottoponendo tali opzioni a una prima valutazione qualitativa utilizzando i criteri indicati al punto 2.6.

12.24 Per gli altri obiettivi non vengono esaminate opzioni ma vengono formulate direttamente le proposte di regolazione, secondo quanto indicato al punto 2.8.

13 Miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT

13.1 Come anticipato nel capitolo precedente, l'Autorità ritiene prioritario, alla luce dei confronti internazionali, il miglioramento dell'affidabilità delle reti di distribuzione MT/BT e intende 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.

13.2 **IPOTESI DI REGOLAZIONE #3:** Sono possibili quattro opzioni, non completamente alternative le une rispetto alle altre. La tabella 3 riporta la sintesi della valutazione preliminare:

- a) **opzione #3.0 (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 c_1 e c_2 espressi in euro/kW_{med}/minuto) e i livelli di tetto massimo agli incentivi e alle penalità introdotti all'inizio del secondo periodo di regolazione;
- b) **opzione #3.A:** 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, salvo diverse ipotesi che possono emergere dalla consultazione, 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_{disp}/interruzione), mantenendo comunque tetti massimi agli incentivi e alle penalità;
- c) **opzione #3.B:** come opzione #3.A, ma considerando anche le interruzioni brevi, tramite due indicatori separati (SAIFI e MAIFI) o, più semplicemente, tramite un unico indicatore riferibile alle interruzioni sia lunghe che brevi, per esempio SAIFI+MAIFI, 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, per i quali potrebbe essere considerata la somma SAIFI+MAIFI, e per i clienti domestici solo SAIFI);
- d) **opzione #3.C:** introdurre la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi (come in #3.B) 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.

13.3 Con riferimento al criterio di *efficacia dell'intervento*, sotto il profilo dell'affidabilità, l'opzione più efficace è certamente la #3.C dal momento che comprende segnali incentivanti sia alla riduzione del numero di interruzioni senza preavviso (lunghe e brevi), sia al non peggioramento della durata delle interruzioni negli ambiti in cui sono stati già raggiunti i livelli obiettivo. Tra le altre opzioni, l'opzione #3.B è certamente più efficace anche dell'opzione #3.A, che incentiva la sola riduzione del numero del numero di interruzioni senza preavviso lunghe ed è

più efficace anche dell'opzione #3.0 dal momento che i costi di interruzione variabili, cioè dipendenti dalla durata delle interruzioni, sono ancora comprimibili, ma a fronte di investimenti la cui efficacia tende a decrescere quanto più è buono il livello di durata delle interruzioni.

- 13.4 Con riferimento al criterio di *economicità per gli esercenti* l'opzione che minimizza i costi necessari per raggiungere l'obiettivo è certamente quella nulla dal momento che comporta principalmente investimenti non strutturali, mirati all'automazione della rete e soprattutto limitati ai soli dispositivi di campo, oggi disponibili a costi estremamente ridotti rispetto al passato. Sul piano dell'economicità le opzioni #3.A e #3.B sono in prima approssimazione pressoché equivalenti, dal momento che per ridurre il numero di interruzioni gli investimenti strutturali necessari a migliorare l'affidabilità (es.: accorciamento delle linee, completamento del passaggio a neutro compensato, sostituzione degli isolatori o dei conduttori) permettono di migliorare il numero di interruzioni sia lunghe che brevi. Si consideri inoltre che non solo gli investimenti strutturali, ma anche gli interventi manutentivi ordinari possono avere effetti rilevanti: basta pensare per esempio al taglio piante per la prevenzione delle interruzioni brevi sulle linee aeree MT. Per quanto riguarda infine l'opzione #3.C, i costi che tale opzione può comportare per gli esercenti non dovrebbero essere sensibilmente diversi da quelli relativi alle opzioni #3.A e #3.B; se è vero che la riduzione del numero di interruzioni lunghe o brevi comporta investimenti strutturali certamente più massicci rispetto a quelli necessari per ridurre la durata delle interruzioni, è anche vero che gli elevati livelli dell'indicatore CAIDI raggiunti suggeriscono che per ridurre la durata è spesso ormai necessario intervenire sul numero (a parità dell'indicatore di durata media delle interruzioni CAIDI, infatti, per ogni interruzione lunga evitata vi è anche un contributo di SAIDI evitato).
- 13.5 Infine, con riferimento al criterio di *semplicità amministrativa*, l'opzione nulla è la meno complessa perché prevede l'amministrazione di uno schema di regolazione già consolidato; in generale, tutte le opzioni che introducono una regolazione del numero di interruzioni introducono un certo grado di complessità perché richiedono alcune modifiche alla regolazione dei controlli (per esempio l'indice di precisione andrebbe sostituito con un indice che non pesi i minuti persi ma le interruzioni). Tra queste, l'opzione #3.C, pur apparendo la più complessa in quanto prevede la coesistenza di due schemi di regolazione (numero e durata), in effetti rispetto alle opzioni #3.A e #3.B presenta il vantaggio, in termini di semplicità, di mantenere in vita uno schema di regolazione già consolidato e quindi di poter essere modulata in modo da evitare discontinuità eccessive agli esercenti.

Tabella 3 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all’ipotesi di regolazione #3

| Criteri di valutazione qualitativa | Opzione #3.0 | Opzione #3.A | Opzione #3.B | Opzione #3.C |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 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 |

- 13.6 In conclusione l’opzione preferibile appare essere la #3.C. 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. L’Autorità comunque ritiene che il rischio segnalato non sia da sopravvalutare, almeno su scala nazionale: deve essere infatti ancora completato, negli anni a cavallo del cambio di periodo regolatorio (2007-08), il programma di passaggio a neutro compensato avviato dal principale esercente di distribuzione, da cui sono attesi miglioramenti del numero di interruzioni per eliminazione delle interruzioni lunghe e brevi dovute a guasto monofase; è ragionevole quindi aspettarsi miglioramenti del numero di interruzioni lunghe e brevi anche nei primi anni del prossimo periodo di regolazione, soprattutto nelle regioni in cui i livelli attuali sono peggiori, per effetto degli investimenti effettuati negli ultimi anni del periodo corrente e in corso di entrata in esercizio.
- 13.7 Una volta definita l’opzione preferita a seguito della presente consultazione, si tratterà di “dimensionare” lo schema di regolazione incentivante, valutando almeno:
- il livello obiettivo per ciascun indicatore e per ciascun grado di concentrazione;
 - la *trend* di miglioramento richiesto per ciascun indicatore;
 - i tetti massimi e minimi di esposizione economica al rischio per le imprese;
 - il parametro unitario di incentivo/penalità per kW interrotto e per kWh non fornito;
 - eventualmente, la gradualità di inserimento della nuova regolazione del numero e di “spegnimento” dell’attuale regolazione della durata.
- 13.8 Tali decisioni di “dimensionamento” tecnico-economico dell’opzione che sarà selezionata come preferibile saranno oggetto della seconda consultazione. Alla luce dell’esperienza maturata nei primi due periodi regolatori, l’Autorità intende:
- 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;
 - 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 regolazione;

- 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.

13.9 L'Autorità ritiene infine 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.

Spunti per la consultazione

Q.17 *Si condividono le valutazioni espresse? Si ritiene che sia preferibile un'opzione diversa da quella indicata? Se sì, per quali motivi? Ci sono altre opzioni che non sono state considerate? Si invitano 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 (opzione #3.C).*

14 Aumento della tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni

14.1 Nell'ambito della regolazione della continuità del servizio l'Autorità è orientata a rafforzare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni (cioè, un numero di interruzioni superiore allo standard), agendo su due fronti: il primo riguarda i clienti di media tensione, il secondo i clienti di bassa tensione.

Clienti in media tensione

14.2 Per quanto riguarda i clienti MT l'estensione della regolazione del numero di interruzioni alla interruzioni brevi appare l'intervento prioritario visto l'elevato numero di interruzioni, soprattutto brevi, annualmente subite da ogni cliente di media tensione e visto che i costi sostenuti da molti clienti, soprattutto non domestici, in occasione delle interruzioni dipendono principalmente dal fatto che l'interruzione si è verificata più che dalla sua durata.

14.3 Tenuto conto del fatto che l'obbligo di registrazione delle interruzioni brevi è in vigore dal 2002 (dal 2006 in assetto reale di rete) e che con il 2008 le imprese distributrici avranno accumulato due anni di esperienza di regolazione del numero di interruzioni, l'Autorità ritiene fin da subito preferita l'opzione di affiancare agli standard esistenti anche standard sul numero massimo per cliente MT della somma di interruzioni lunghe e brevi; per questo motivo non vengono presentate opzioni alternative per la revisione della regolazione del numero di interruzioni per i clienti di media tensione. I nuovi standard, anche in riferimento alla revisione degli

standard attuali riferiti alle interruzioni lunghe, verranno determinati a seguito dell'analisi dei dati di continuità relativi all'anno 2006, per i quali l'Autorità ha predisposto una specifica richiesta di informazioni alle maggiori imprese distributrici.

- 14.4 Per quanto concerne gli interventi di adeguamento richiesti ai clienti MT sui propri impianti di utenza per avere diritto agli indennizzi automatici nel caso di numero eccessivo di interruzioni, è stata da poco conclusa l'inchiesta pubblica del CEI (Comitato elettrotecnico italiano) sulle specifiche tecniche di un interruttore di manovra sezionatore (IMS) protetto con fusibile e relè omopolare di terra (di seguito: IMS-FGT) per clienti MT con impianti di utenza semplici¹⁷. L'Autorità conferma il proprio vivo interesse per questa soluzione di adeguamento, che potrebbe risultare significativamente più economica e quindi di più larga diffusione rispetto a quella attualmente prevista. Una decisione finale in tal senso sarà presa nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04 (di seguito: deliberazione n. 136/04) per la definizione di regole tecniche di connessione per gli utenti di reti con tensione nominale superiore a 1 kV. Qualora sia individuata una soluzione di adeguamento strutturale disponibile a condizioni di mercato convenienti, l'Autorità conferma l'intendimento di abrogare il riferimento ai contratti di manutenzione come condizione sufficiente per l'adeguamento dei clienti MT con impianti semplici.
- 14.5 Dal terzo periodo regolatorio, la regolazione del numero massimo di interruzioni si applicherà a tutti i clienti connessi in media tensione. Questo comporterà l'eliminazione del fattore "R" dal calcolo degli indennizzi, dal momento che tale fattore aveva lo scopo di riproporzionare gli indennizzi nel caso di squilibrio imputabile alla gradualità di entrata a regime della regolazione¹⁸. L'estensione della regolazione del numero massimo di interruzioni a tutti i clienti MT potrebbe comportare anche una riduzione della percentuale di costi riconosciuti utilizzata come tetto massimo all'ammontare di CTS (corrispettivo tariffario specifico) trattenibile dalle imprese distributtrici, anche alla luce delle proposte in merito all'aumento del CTS per i clienti che aumentano il livello di potenza disponibile. A tale proposito, si precisa che le imprese distributtrici possono aumentare il livello di potenza disponibile a seguito di non meno di tre superi, nel corso di un anno, del livello contrattuale in essere.
- 14.6 Si accenna infine alla questione relativa al trasferimento della consegna in bassa tensione da parte dei clienti finali alimentati in media tensione con potenza disponibile inferiore a 100 kW. Si tratta di un tema già affrontato in occasione di precedenti consultazioni e rimandato al presente processo di consultazione con la deliberazione n. 246/06. La proposta di regola-tipo per la connessione a reti MT

¹⁷ Si tratta degli impianti che rispondono a questi requisiti: potenza disponibile fino a 400 kW, un solo trasformatore di taglia inferiore a 400 kVA e collegamento in cavo tra IMS e trasformatore di lunghezza non superiore a 20 m.

¹⁸ Negli anni 2006-07 le penalità sono state calcolate su un sottoinsieme dei clienti MT, denominati "clienti di maggiore dimensione", mentre gli indennizzi possono essere percepiti da clienti MT di qualunque dimensione, purchè con impianti adeguati ai requisiti tecnici.

elaborata dal Gruppo di lavoro CEI 136 (su richiesta dell'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 136/04) prevede che nuovi clienti con potenza inferiore a 100 kW siano connessi in bassa tensione. Da informazioni raccolte presso le imprese distributrici risulta che circa 8.000 clienti MT (una quota di circa l'8% su un totale di 98.000) abbiano una potenza inferiore a 100 kW; questi clienti hanno in genere consegne su palo o tramite cabina in elevazione con consegna agli amari, che rendono impossibile l'adeguamento ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità: per questo motivo, tali clienti sono stati provvisoriamente esclusi dalla regolazione individuale del numero massimo di interruzioni per il periodo di regolazione corrente.

- 14.7 Per il prossimo periodo di regolazione l'Autorità ritiene che sia opportuno avviare un programma di bonifica delle reti MT, trasformando i punti di consegna dei clienti con potenza disponibile inferiore a 100 kW da media tensione a bassa tensione. Tale programma di bonifica comporterebbe il beneficio di una riduzione del numero e della durata interruzioni lunghe e brevi corrispondenti a guasti su tali punti di consegna o nei relativi impianti di utenza; i miglioramenti attesi sarebbero più consistenti nelle regioni del Sud, dove questa tipologia di punti di consegna è più diffusa e dove i livelli di continuità del servizio sono peggiori. Considerati i vantaggi di sistema, i clienti interessati da questi interventi (un tipo di lavoro attualmente non previsto dal provvedimento Cip n. 46/82 e successive modificazioni) non dovrebbero versare contributi di allacciamento: i costi dei lavori necessari sarebbero remunerati alle imprese distributrici tramite gli ordinari meccanismi tariffari di remunerazione degli investimenti, a condizione che siano effettuati interventi con le soluzioni tecniche più efficienti (per esempio, in caso di consegna su palo in MT, trasferimento in posto di trasformazione su palo – PTP con consegna in BT). Per i clienti MT con potenza disponibile inferiore a 100 kW il trasferimento del punto di consegna in BT sarebbe obbligatorio, ma il cliente potrebbe rinunciare con espressa dichiarazione e in tal caso sarebbe ricompreso nella regolazione individuale del numero di interruzioni (incluso il pagamento del corrispettivo tariffario specifico in caso di mancato adeguamento). Per i clienti MT con potenza disponibile tra 100 e 200 kW (valori estremi compresi), il trasferimento in bassa tensione potrebbe essere concesso su richiesta del cliente, alle stesse condizioni previste per i clienti MT con potenza inferiore a 100 kW, previa richiesta di riduzione della potenza disponibile a un valore inferiore a 100 kW.

Clients in bassa tensione

- 14.8 Per quanto riguarda i clienti di bassa tensione, la deliberazione n. 209/06 ha prospettato la futura introduzione di standard e indennizzi automatici, ribadendo quanto già anticipato con la deliberazione n. 122/06 e con il documento per la consultazione dell'11 aprile 2006 (atto n. 9/06). 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 suggerisce di affrontare con prudenza l'introduzione di standard e indennizzi automatici per i clienti di bassa tensione. Ragione per cui su

questo versante l'AIR appare quanto mai opportuna e utile ai fini di una decisione in merito.

14.9 **IPOTESI DI REGOLAZIONE #4:** Sono possibili tre opzioni alternative le una rispetto alle altre. La tabella 4 riporta la sintesi della valutazione preliminare:

- a) **opzione #4.0 (opzione nulla):** non introdurre alcun tipo di standard individuale per clienti BT nel terzo periodo di regolazione;
- b) **opzione #4.A:** 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;
- c) **opzione #4.B:** 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.

14.10 Con riferimento al criterio di *efficacia dell'intervento*, l'opzione più efficace è certamente la #4B dal momento che si applica a tutti i clienti. L'opzione #4A è ritenuta lievemente meno efficace della #4B perché, pur tendendo a proteggere i clienti che sostengono i maggiori costi di interruzione, cioè quelli che subiscono più interruzioni, potenzialmente non protegge una parte consistente di clienti, peraltro sempre più piccola nel tempo. L'opzione nulla, per ovvi motivi, non è ritenuta efficace.

14.11 Con riferimento al criterio di *economicità per gli esercenti*, l'opzione #4B è quella che comporta i maggiori costi di messa a punto perché prevede che sia applicata a tutti i clienti; tale previsione sembra essere verosimile sia che vengano utilizzati sistemi topologico/cartografici sia che venga utilizzato il sistema di telegestione dei misuratori elettronici integrato con i sistemi informativi aziendali. L'opzione nulla è quella che ovviamente minimizza i costi di intervento. L'opzione #4A si pone in una posizione intermedia, in quanto permette una maggiore gradualità di applicazione e quindi consente di sperimentare su scala più ridotta l'applicazione dei sistemi prima di passare alla larga scala applicativa; in termini di costi per gli indennizzi da erogare, le due opzioni non dovrebbero essere molto differenti dal momento che l'opzione #4.A è focalizzata sui clienti peggio serviti.

14.12 Con riferimento al criterio di *semplicità amministrativa* l'opzione #4B è certamente la più onerosa soprattutto se la si considera nell'ottica dei controlli che potranno essere effettuati. Di conseguenza è valutata come più semplice amministrativamente l'opzione #4A, a favore della quale gioca anche la gradualità di applicazione. In caso di applicazione dell'opzione 4.A, l'introduzione di standard e indennizzi

automatici per tutti i clienti BT potrà avvenire solamente a decorrere dal quarto periodo di regolazione (2012).

Tabella 4 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all’ipotesi di regolazione #4

| Criteri di valutazione qualitativa | Opzione #4.0 | Opzione #4.A | Opzione #4.B |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|
| 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 |

14.13 In conclusione l’opzione #4.A appare la 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.

Imprese distributrici interconnesse

14.14 Attualmente l’applicazione della regolazione del numero massimo annuo di interruzioni tra imprese distributrici interconnesse in media tensione è lasciata a liberi accordi tra le parti per via di numerose complessità. Non essendosi riscontrati casi di applicazione volontaria, l’Autorità ritiene di rimuovere l’applicazione degli standard sul numero massimo di interruzioni ai punti di interconnessione tra imprese distributrici.

14.15 Nel successivo capitolo 15 sono contenute proposte per garantire un’effettiva tutela dei clienti finali anche rispetto a interruzioni sulla rete di un’impresa interconnessa a monte di quella a cui è connesso il cliente che subisce l’interruzione.

Interruzioni con preavviso

14.16 Un cenno, infine, alle interruzioni con preavviso. L’Autorità intende confermare l’esclusione di tali interruzioni dai meccanismi regolatori incentivante, riconoscendo che tali interruzioni sono funzionali ad un buon esercizio della rete e che il loro assoggettamento a meccanismi di regolazione potrebbe avere effetti non desiderati (come la riduzione degli interventi di manutenzione). Tuttavia, si sottolinea l’esigenza di sviluppare – come avviene in altri Paesi – la capacità di effettuare lavori di manutenzione e di riparazione dei guasti sotto tensione.

14.17 Dalle segnalazioni dei clienti, in particolare non domestici BT, emerge inoltre che è necessario aumentare i termini di preavviso. Si propone 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 resta in vigore il termine di 24 ore di anticipo. Per i clienti MT, il preavviso dovrebbe essere almeno di 1 settimana e di norma, considerando la struttura per dorsali controalimentabili della rete MT, le interruzioni con preavviso per clienti MT dovrebbero essere ridotte al minimo. Si propone di prevedere che i clienti MT che hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza abbiano diritto a concordare l'effettuazione di interruzioni con preavviso in giornate e orari da fissare di comune accordo con l'esercente, 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.

- 14.18 Inoltre, l'Autorità ritiene di dover inserire qualche stimolo per evitare che le interruzioni con preavviso vengano ripetute sulla stessa utenza (per esempio, per evitare di superare gli standard di durata massima delle interruzioni con preavviso proposti nell'ambito della consultazione sulle interruzioni prolungate e estese). A questo scopo l'Autorità ritiene che sia opportuno 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.

Spunti per la consultazione

- Q.18** *Si condividono gli scenari proposti per pervenire ad un rafforzamento della tutela dei clienti MT che subiscono molte interruzioni? Quali alternative possono essere adottate?*
- Q.19** *Si condividono le opzioni proposte per i clienti BT? Quali opzioni ulteriori possono essere tenute in considerazione? Si invitano 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 (opzioni #4.A).*
- Q.20** *Si condivide la proposta di elevare i termini di preavviso? E' più opportuno che essi siano espressi in ore, in giorni o in giorni lavorativi? In alternativa, si ritiene possibile differenziare i tempi di preavviso tra utenza domestica e non domestica?*
- Q.21** *Si condivide la scelta di mantenere le interruzioni con preavviso fuori dall'ambito della regolazione incentivante ma di contare le interruzioni con preavviso successive alla prima (in un anno) ai fini della verifica del rispetto degli standard individuali sul numero massimo di interruzioni per cliente? Se no, per quali motivi e quali proposte alternative si suggeriscono al fine di contenere le interruzioni con preavviso?*

15 Semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni MT/BT

- 15.1 Nell'ambito della registrazione delle interruzioni nel secondo periodo di regolazione sono state sperimentate alcune soluzioni innovative, su base volontaria delle imprese interessate. Si tratta in particolare di:
- a) meccanismi per la riduzione delle interruzioni attribuibili a danni di terzi;
 - b) meccanismi per l'identificazione su base statistica degli eventi eccezionali;

- c) regole di accorpamento di interruzioni consecutive.

Interruzioni attribuibili a danni di terzi e altre cause esterne

- 15.2 Come anticipato nel capitolo 11, per il periodo 2005-2007 l'Autorità ha introdotto un meccanismo incentivante opzionale di riduzione della durata cumulata delle interruzioni causate da terzi, al quale hanno aderito tre imprese distributrici: Enel Distribuzione, Aim Vicenza e Set Distribuzione.
- 15.3 L'orientamento dell'Autorità per il terzo periodo di regolazione è di rendere obbligatorio tale meccanismo dal momento che:
 - a) i clienti valutano di pari rilevanza tutte le interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate;
 - b) i costi sostenuti dai clienti in occasione delle interruzioni sono altresì indipendenti dalle cause delle interruzioni;
 - c) la fase sperimentale ha dimostrato che per una impresa distributtrice è possibile attuare forme di controllo delle interruzioni dovute a terzi, o almeno di una parte di esse, o mettere in atto forme di prevenzione o mitigazione delle stesse; ciò nonostante durante il processo di consultazione che ebbe luogo nel 2003 fossero emerse posizioni contrastanti tra le diverse imprese distributrici a seguito della formulazione di tale proposta.
- 15.4 Va in ogni caso evidenziato che tra tutte le interruzioni attribuibili a cause esterne ve ne sono alcune (dovute a furti, incendi, atti di autorità pubblica e scioperi - queste ultime attribuite oggi a cause di forza maggiore) per le quali l'Autorità sarebbe orientata a confermare comunque l'esclusione dal momento che per tali interruzioni l'attuazione di forme di controllo, prevenzione o mitigazione potrebbe non essere possibile o richiedere sforzi tecnico/economici non ragionevoli.
- 15.5 Con il terzo periodo di regolazione dovrà poi essere superato l'esistente disallineamento nei meccanismi di esclusione delle interruzioni tra i diversi schemi di regolazione (regolazione incentivante per ambiti territoriali e regolazione individuale). La disciplina vigente prevede infatti che le interruzioni attribuite a cause esterne siano sempre escluse ai fini della regolazione del numero di interruzioni senza preavviso lunghe anche in caso di adozione del meccanismo opzionale di riduzione della durata cumulata delle interruzioni dovute a terzi.

Interruzioni attribuibili a disalimentazioni di reti interconnesse a monte

- 15.6 Tra le interruzioni attualmente attribuibili a cause esterne vi sono anche quelle che hanno origine su di una rete interconnessa a monte. Attualmente una interruzione che si origina su una rete e si propaga a valle su di una rete interconnessa producendo i suoi effetti sui clienti da questa alimentati (in media o in bassa tensione) non viene conteggiata ai fini della verifica degli standard applicabili ai clienti MT. L'Autorità intende rimuovere le attuali esclusioni relative alle interruzioni attribuibili a disalimentazioni dell'esercente interconnesse a monte, dal momento che esse costituiscono un limite alla tutela effettiva dei clienti.
- 15.7 Si propone che tutte le interruzioni provenienti da una rete interconnessa a monte (inclusa la rete di trasmissione nazionale), con esclusione delle interruzioni

attribuibili a cause di forza maggiore, entrino nel conteggio delle interruzioni utili ai fini del confronto con gli standard sul numero massimo annuo di interruzioni e che l'impresa a valle ribalti sull'impresa a monte la quota parte di indennizzo automatico dovuto ad ogni cliente che ha subito almeno una interruzione con origine sulla rete a monte in misura proporzionale alle interruzioni complessivamente subite (se ad esempio la standard è fissato a 3 interruzioni e un cliente ne ha subite 5 di cui una con origine sulla rete a monte, la quota parte ribaltata sull'impresa a monte sarà pari a 1/5 dell'indennizzo effettivamente pagato al cliente per le 2 interruzioni subite in più rispetto allo standard).

- 15.8 La soluzione proposta per la ripartizione tra gli esercenti interessati degli indennizzi relativi al numero massimo di interruzioni è del tutto analoga a quella individuata nel documento per la consultazione (atto n. 2/07) sulle interruzioni prolungate e estese e mira al medesimo obiettivo, ovvero rendere facilmente percepibili gli standard da parte dei clienti finali e pertanto ridurre i possibili contenziosi.
- 15.9 Per quanto riguarda il trattamento delle interruzioni dovute a mancata alimentazione da parte dell'esercente interconnesso a monte ai fini della regolazione incentivante della durata e del numero (si veda il capitolo 13), la soluzione più opportuna e più semplice appare essere quella di escludere tali interruzioni, per le imprese che le subiscono, dalla regolazione incentivante, sia che essa si riferisca alla durata cumulata delle interruzioni sia che si riferisca al numero medio di interruzioni.
- 15.10 Per quanto riguarda l'impresa a monte si propone che in caso di interruzioni che provochino la disalimentazione di una impresa interconnessa venga conteggiato l'effettivo numero di clienti dell'impresa interconnessa coinvolti nell'interruzione in luogo dell'attuale regola che prevede convenzionalmente la disalimentazione di un solo cliente. In tal modo si rimuove una distorsione attualmente contenuta nelle regole di registrazione, in quanto l'esercente a monte non è adeguatamente stimolato a ridurre le interruzioni sui punti di interconnessione con altri esercenti.

Eventi eccezionali e cause di forza maggiore

- 15.11 Nel corso del processo di consultazione sulle interruzioni prolungate o estese è stato proposto un nuovo metodo per l'individuazione delle interruzioni che si verificano in periodi di eccezionalità, basato sull'analisi dei dati di interruzione con scansione temporale infra-giornaliera (raggruppamenti di 6 ore) e scansione spaziale in genere più ampia degli ambiti territoriali (centri di telecontrollo). Tale nuovo metodo statistico, che è significativamente diverso da quello sperimentato nel secondo periodo di regolazione (che era basato sull'analisi dei dati di continuità su base giornaliera e per ambito territoriale) non avrà natura facoltativa ai fini dell'identificazione dei periodi eccezionali per l'erogazione di rimborsi a titolo di indennizzo o di ristoro.
- 15.12 Come già sottolineato nel documento di consultazione emesso nel gennaio 2007, l'introduzione di un nuovo metodo statistico per l'identificazione delle condizioni eccezionali pone la questione di unificare tale metodo anche per le regolazioni vigenti o che verranno deliberate al termine del corrente processo di consultazione. Indipendentemente dai tempi di attuazione della disciplina relativa alle interruzioni

prolungate o estese, l’Autorità propone che il metodo per l’individuazione delle interruzioni che si verificano in periodi di eccezionalità secondo la nuova metodologia sostituisca l’attuale metodo *EPR* con l’inizio del terzo periodo di regolazione e possa valere per tutte le imprese distributrici anche ai fini della regolazione incentivante, a prescindere dalle loro dimensioni in termini di numero di clienti serviti, in sostituzione dell’attribuzione di interruzioni a cause di forza maggiore.

- 15.13 Qualora questa proposta non venga accettata dalle imprese distributrici, l’Autorità può considerare di mantenere, per il terzo periodo di regolazione, un meccanismo su base volontaria come quello adottato nel secondo periodo; per le aziende che opereranno per un metodo statistico, si applicherà il metodo per l’individuazione degli eventi eccezionali e non più il metodo *EPR* ai fini della regolazione incentivante, ferma restando l’applicazione obbligatoria dello stesso metodo per tutte le imprese ai fini della regolazione delle interruzioni prolungate e estese.

Accorpamenti di interruzioni consecutive

- 15.14 Attualmente qualora due o più interruzioni lunghe o brevi che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l’una dall’altra entro tre minuti vengono accorpate in un’unica interruzione, avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l’una e l’altra.
- 15.15 Oltre alla regola suddetta, nel secondo periodo di regolazione è stata introdotta un’ulteriore regola, utilizzata ai soli fini della regolazione del numero massimo annuo di interruzioni: una interruzione senza preavviso lunga che inizia entro un’ora dalla interruzione lunga precedente (anche con preavviso) non è conteggiata per la verifica dello standard individuale del numero massimo di interruzioni (non si tratta propriamente di accorpamento, in quanto la stessa interruzione è conteggiata ai fini degli indicatori medi zonali).
- 15.16 Inoltre, nello schema di regolazione delle interruzioni prolungate e estese è stato proposto di considerare concluse le interruzioni prolungate (ai fini della verifica del nuovo standard di durata massima della singola interruzione) quando la tensione è stata ripristinata, a livelli normali, per almeno 1 ora.
- 15.17 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.
- 15.18 A livello internazionale, non c’è una regola prevalente; sia in Francia che in Gran Bretagna si usano convenzioni di accorpamento di interruzioni afferenti allo stesso “evento” per una durata variabile da un’ora (misurata dalla fine della interruzione precedente: Francia) a tre ore (misurata dall’inizio della interruzione precedente: Gran Bretagna). In questi eventi non sono conteggiate le interruzioni accorpate, né lunghe né brevi, o sono conteggiate separatamente come “re-interruzioni”.
- 15.19 Alla luce di tutte queste considerazioni, si propone di adottare una regola analoga a quella vigente in Francia, e coerente sia con quanto già in vigore per la regolazione individuale del numero massimo di interruzioni sia con quanto proposto per la

regolazione delle interruzioni prolungate. Si propone di accorpare ogni interruzione, lunga o breve, che abbia inizio entro un'ora dalla fine della precedente interruzione lunga, con il criterio della durata netta. In assenza di interruzioni lunghe, vengono fatti salvi gli accorpamenti tra interruzioni brevi aventi inizio entro tre minuti dalla interruzione breve precedente. L'introduzione di questa nuova regola di accorpamento, diversa da quella attuale, è giustificata da esigenze di comparabilità internazionale e 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 andrà attentamente valutata ai fini della determinazione dei livelli tendenziali.

- 15.20 Sempre in una logica di semplificazione potrebbe essere rivisto il criterio di accorpamento con la durata netta nella sequenza iniziale di interruzioni che porta a una interruzione lunga per le richiuse rapide e lente, applicando il criterio di durata lorda nei primi tre minuti.
- 15.21 Viene confermato comunque il criterio di utenza applicato per classificare le interruzioni in relazione alla durata di interruzione vista dal singolo cliente.

Altre possibili modifiche in tema di registrazione

- 15.22 Nel corso della fase di ricognizione alcuni esercenti hanno suggerito di riesaminare l'attuale classificazione del territorio in alta, media e bassa concentrazione. Due sono in particolare le questioni che possono essere esaminate:
- a) la distinzione, all'interno delle aree ad alta concentrazione, di aree ad "altissima" concentrazione, corrispondenti al territorio maggiormente congestionato nelle principali aree metropolitane; a tale scopo si potrebbero per esempio considerare i Comuni con più di 500.000 abitanti distintamente dai Comuni con numero di abitanti compreso tra 50.000 e 500.000, fatte salve le distinzioni già operanti all'interno di tali Comuni per aree marginali;
 - b) la distinzione, all'interno delle aree a bassa concentrazione, di aree a "bassissima" concentrazione (c.d. "rurale disperso"); tale modifica è più difficile della precedente, e potrebbe essere riferita ai Comuni con meno di 500 abitanti¹⁹;

Le modifiche al grado di concentrazione dovrebbero essere riflesse, attraverso opportuni ricalcoli, anche nelle serie storiche dei dati di continuità del servizio; per questo motivo non si ritiene praticabile una modifica del grado di concentrazione con riferimento alla densità di popolazione per Km² resa disponibili dall'Istat con l'ultimo censimento, dal momento che tale modifica renderebbe impossibili i ricalcoli sui dati storici.

- 15.23 Una possibile semplificazione della registrazione delle interruzioni potrebbe derivare dall'utilizzo, per la regolazione incentivante del numero medio (ed eventualmente della durata cumulata di interruzione, vedi ipotesi di regolazione #3) non più dell'ambito territoriale come unità spaziale ma dell'area di telecontrollo

¹⁹ Sulla base dei dati del Censimento 2001, circa il 10% dei Comuni hanno popolazione residente inferiore a 500 abitanti; nel complesso, la popolazione residente in questi Comuni è circa pari allo 0,5% della popolazione complessivamente residente in Italia.

(intesa come l'area servita da linee MT afferenti a uno stesso centro di telecontrollo). Questo ridurrebbe di un ordine di grandezza il numero delle unità territoriali soggette a regolazione, con evidente semplificazione. Non verrebbe però abbandonato il concetto di "grado di concentrazione": per tenere conto delle differenze intrinseche da un'area di telecontrollo a un'altra in termini di concentrazione territoriale, ogni area di telecontrollo sarebbe caratterizzata da un vettore di tre coefficienti (aventi somma pari a 1) che rappresentano la quota di clienti in alta, media e bassa concentrazione appartenenti all'area. Questi coefficienti verrebbero utilizzati per stabilire i livelli tendenziali come medie ponderate di tre valori determinati separatamente per alta, media e bassa concentrazione. Ai fini della pubblicazione comparativa verrebbero comunque mantenuti i flussi di dati separati per ambiti provinciali.

- 15.24 Infine, devono essere definiti alcuni criteri di dettaglio per le interruzioni con origine sulle reti BT nel caso di guasti che non interessano un'intera linea BT (argomento già trattato nel corso della consultazione che ha condotto alla deliberazione n. 122/06 e rinviato alla presente consultazione). A questo proposito si propone che in caso di guasti con origine BT sezionabili da organi di protezione lungo la linea BT, il contributo ai fini dell'indicatore di durata SAIDI venga convenzionalmente stimato, per imprese distributrici in regime A ai sensi della delibera n. 122/06, con un coefficiente pari a 0,5.

Spunti per la consultazione

- Q.22** *Si condivide la proposta di includere nella regolazione incentivante e nella regolazione del numero massimo di interruzioni una parte delle interruzioni che attualmente vengono attribuite a cause esterne?*
- Q.23** *Si ritengono adeguate le proposte in tema di interruzioni attribuibili a esercenti interconnessi a monte? Si condividono le proposte avanzate in tema di ripartizione degli indennizzi in proporzione alle responsabilità delle imprese nel caso di interruzioni tra imprese interconnesse?*
- Q.24** *Si ritiene fattibile l'adozione del criterio di individuazione statistica degli eventi eccezionali (presentato e discusso nel terzo documento di consultazione sulle interruzioni prolungate) come criterio unico anche per le altre regolazioni o si ritiene preferibile mantenere la facoltà per ogni impresa distributtrice di optare volontariamente per l'adozione di tale metodo in luogo dell'attribuzione documentata delle interruzioni a cause di forza maggiore?*
- Q.25** *Si condivide la proposta in tema di criteri di accorpamento di interruzioni consecutive?*
- Q.26** *Si ritiene essenziale procedere alla modifica della classificazione del grado di concentrazione introducendo aree ad "altissima" e a "bassissima" concentrazione?*
- Q.27** *Si ritiene che la proposta di regolazione per aree di telecontrollo, in luogo degli ambiti territoriali, possa costituire una semplificazione rilevante? In tal caso, quali accorgimenti si propongono per evitare che modifiche nel corso del periodo di regolazione delle aree di telecontrollo possano avere riflessi negativi?*

16 Promozione degli investimenti per la robustezza della rete

- 16.1 Alcuni aspetti di qualità del servizio potrebbero non ricadere tra gli indicatori utilizzati per la regolazione della continuità del servizio. Per esempio, gli investimenti di rafforzamento strutturale delle linee aeree potrebbero non essere “intercettati” dagli indicatori utilizzati dal momento che le interruzioni dovute a eventi eccezionali sono escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici. L’Autorità nella delibera n. 209/06 ha indicato tra gli obiettivi generali la promozione di investimenti i cui effetti potrebbero non essere ricompresi nel sistema di standard e incentivi descritto nei capitoli precedenti.
- 16.2 L’introduzione di un meccanismo di incentivazione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi ha carattere innovativo nella regolazione italiana e, pertanto, richiede di essere trattata con la dovuta attenzione e gradualità. Sono necessari alcuni requisiti:
- a) una focalizzazione su pochi aspetti critici, per evitare meccanismi di promozione “a pioggia” degli investimenti;
 - b) conseguentemente, un sistema di classificazione degli investimenti e di identificazione *ex-ante* del perimetro di investimenti da promuovere, in base a indicatori oggettivi e certi;
 - c) meccanismi di controllo sull’effettiva realizzazione degli investimenti con modalità efficienti.
- 16.3 La promozione degli investimenti può essere realizzata tramite un aumento, per un determinato periodo, del tasso di remunerazione del capitale applicato selettivamente agli investimenti identificati come meritevoli di incentivazione. I profili tariffari di tali meccanismi saranno illustrati nel documento di consultazione che verrà emanato nel procedimento tariffario avviato con la deliberazione n. 208/06. Nel presente documento l’attenzione viene posta sull’identificazione degli investimenti meritevoli di incentivazione, evitando il rischio di doppie remunerazioni con il sistema di incentivi per la qualità del servizio disegnato nel presente documento.
- 16.4 Come anticipato nel capitolo 12, gli uffici dell’Autorità hanno sviluppato alcune attività per identificare aspetti di robustezza, strutturale (meccanica) e elettrica, delle reti di distribuzione, che vengono di seguito illustrati. Ulteriori aspetti meritevoli di promozione specifica tramite modulazioni del tasso di remunerazione del capitale potranno essere considerati a seguito della presente consultazione. Come già anticipato al punto 13.9, l’Autorità ritiene che gli investimenti per il mantenimento dei livelli di qualità ottimali già raggiunti in alcune zone del Paese non possa formare oggetto di remunerazione specifica, ma debba essere ricercato nei meccanismi tariffari ordinari di remunerazione degli investimenti.

Robustezza meccanica (linee aeree AT, MT e BT)

- 16.5 E’ in corso l’iter di recepimento delle nuove norme tecniche di progettazione e costruzione delle linee aeree, (rispettivamente EN 50341, per le linee elettriche con tensione superiore a 45 kV, e EN 50423, per le linee elettriche con tensioni fino a 45 kV). Attualmente, la costruzione delle linee elettriche aeree esterne, a qualsiasi

livello di tensione, in Italia è regolata dalla legge n. 339 del 28 giugno 1986 (di seguito: legge n. 339/86), di cui la norma CEI 11-4, pubblicata con DM 21 marzo 1988, costituisce il regolamento di attuazione oggi in vigore.

- 16.6 La nuove norme tecniche europee prevedono la realizzazione delle opere attraverso l'impiego di modalità di progetto probabilistico agli stati limite, in linea con le normative internazionali più avanzate. La progettazione agli stati limite delle linee richiede che la sicurezza dell'opera venga valutata in base ad un concetto di rischio che deve essere il medesimo per tutte le linee elettriche (condizione non garantita con la verifica alle sollecitazioni ammissibili della norma CEI 11-4 attualmente in vigore). Per la valutazione corretta dei rischi è necessaria una valutazione dei carichi ambientali cui la linea è soggetta: tale valutazione è stata svolta con la collaborazione della Ricerca di sistema, a seguito di specifica indicazione in tal senso da parte dell'Autorità.
- 16.7 Nel merito, la bozza di norma che sostituirà l'esistente CEI 11-4 contiene importanti novità rispetto alla norma attuale:
- a) per i carichi da vento, la suddivisione del territorio italiano ed i relativi carichi da vento previsti sono quelli delle "Norme tecniche per le costruzioni" (DM 14 settembre 2005); ciascuna zona è caratterizzata dalla velocità massima del vento in m/s (con periodo di ritorno 50 anni) e da parametri che consentono di valutare la velocità stessa al variare della quota altimetrica e del fattore di raffica, mentre nella norma CEI 11-4 c'è un solo valore di velocità del vento per tutto il territorio italiano;
 - b) per i carichi da ghiaccio, è stato radicalmente rivisto l'approccio della norma CEI 11-4 (che divideva il territorio italiano in due zone, in una delle quali non era richiesta nessuna verifica per i carichi da ghiaccio); secondo il nuovo testo contenente gli Aspetti Normativi Nazionali, per quasi tutto il territorio italiano²⁰ sono previste verifiche con carichi da neve (densità 500 kg/m³) e ghiaccio (900 kg/m³), con spessori crescenti (in modo variabile a seconda della zona e che si tratti di neve o ghiaccio), in funzione della quota altimetrica (sopra i 600 m) ed in presenza di velocità del vento calcolate in base alla mappa eolica del DM 14 settembre 2005; nel complesso, la nuova mappatura dei carichi da ghiaccio ha quindi notevolmente esteso le aree del territorio Italiano nelle quali prevedere la verifica per carichi da neve e ghiaccio (in particolare interessando la gran parte delle aree dell'Italia meridionale sotto i 600 metri) e incrementando anche gli spessori previsti: nel caso di linee di media tensione i nuovi carichi possono arrivare, in relazione alla quota altimetrica, a valori fino a 4 volte maggiori di quelli presenti nella norma CEI 11-4;
 - c) sono infine stabiliti criteri per le verifiche dei carichi sismici, in precedenza non considerati per le linee aeree.
- 16.8 Con l'entrata in vigore della nuova norma per la progettazione e costruzione delle linee aeree non si avranno effetti retroattivi sulle linee esistenti. Tuttavia, molte linee aeree si troveranno in condizioni diverse da quelle previste dalle nuove norme.

²⁰ Sono escluse solo alcune zone delle fasce costiere tirrenica e ionica e delle isole maggiori, fino alla quota di 600 metri.

Per favorire la bonifica delle linee aeree esistenti l'Autorità intende valutare l'introduzione di un meccanismo di promozione tramite una maggiorazione temporanea del WACC riconosciuto, finalizzato specificamente agli interventi di bonifica delle linee aeree esistenti di vecchia progettazione nei quali sia massimo il *gap* tra i requisiti progettuali considerati ai tempi della realizzazione della linea in esame e i requisiti applicabili in relazione alla nuova normativa.

Robustezza elettrica (potenza di cortocircuito)

- 16.9 La potenza di cortocircuito disponibile nel punto di consegna all'utente costituisce un importante parametro sintetico di robustezza della rete che influenza molti parametri di qualità della tensione. Questo parametro è stato giudicato di grande interesse da parte dell'Autorità che, per quanto riguarda la distribuzione in media tensione, ha avviato un filone di indagine, nell'ambito della Ricerca di Sistema, per la definizione dei livelli di potenza di cortocircuito minimi necessari per conseguire valori adeguati di alcuni parametri di qualità della tensione.
- 16.10 La ricerca effettuata ha mostrato come sia possibile, con funzioni relativamente semplici, valutare l'adeguatezza del livello minimo di potenza di cortocircuito ai fini in particolare della variazione rapida di tensione conseguente al prelievo istantaneo di potenza (per es. in occasione di avvio dei motori o di inserimento di banchi capacitivi)²¹. Trattandosi di una metodologia basata finora su considerazioni ingegneristiche, esperienze di studio e valutazioni preliminari a modello, è necessario in primo luogo riuscire ad ottenere delle evidenze in campo delle assunzioni adottate; a tal fine sono in corso alcune sperimentazioni tramite il sistema di monitoraggio.
- 16.11 Per le reti di media tensione, l'Autorità ha avviato una rilevazione presso le imprese distributrici su un insieme significativo di nodi da cui è stato possibile ricavare una interessante "fotografia", per quanto campionaria, della situazione attuale. In sintesi, l'analisi ha mostrato che i livelli di potenza di cortocircuito sono in generale adeguati rispetto a quelli minimi calcolati con la metodologia messa a punto dalla Ricerca di sistema; tuttavia, soprattutto tra i clienti con potenza disponibile superiore a 400 kW, una percentuale non trascurabile ha a disposizione un livello di potenza di cortocircuito inferiore a quello di riferimento valutato tramite la suddetta metodologia; in alcuni casi il deficit di potenza di cortocircuito è tale che quasi metà della potenza disponibile è fornita senza un'adeguata copertura in termini di potenza di corto circuito²².

²¹ V. Allegranza, A. Ardito, E. De Berardinis, "Analisi della potenza di cortocircuito sulle reti AT e MT. Elementi per una possibile regolamentazione.", Ricerca di Sistema 2005, Progetto "NORME", sottoprogetto "REGOLE". Disponibile on-line: www.ricercadisistema.it

²² Il campione esaminato è pari a circa il 7,5% dei nodi delle reti MT corrispondenti a consegna a clienti MT. Il 4% dei nodi corrispondenti a clienti MT (o a nodi misti clienti+trasformazione) con potenza disponibile superiore a 400 kW non dispone di livelli di potenza di corto circuito superiori a quelli minimi stabiliti sulla base della relazione empirica $S_{cc,min} = 2 \cdot \sqrt{S_n / \Delta u_{lim}}$, assumendo $\Delta u_{lim} = 5\%$. La percentuale del 4% rappresenta una media riferita a tutti i clienti con potenza superiore a 400 kW, ma sale al 7,7% se calcolata solo con riferimento ai clienti con potenza disponibile S_n superiore a 1 MW. Per i clienti MT con $S_n > 400$ kW e $S_{cc} < S_{cc,min}$ il deficit di potenza di corto circuito, rapportato alla potenza disponibile è pari a circa il 39%.

16.12 Alla luce dei risultati della rilevazione dell’Autorità, emergono diversi possibili interventi in tema di potenza di corto circuito.

- a) Una prima fase cruciale per la potenza di cortocircuito si realizza all’atto della connessione. Le regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione AT e MT elaborate dal gruppo di lavoro CEI 136 prevedono in proposito che il distributore fornisca all’utente richiedente la connessione in media tensione il valore minimo di esercizio (calcolato) della potenza di cortocircuito. In tal senso è auspicabile che tale dato venga fornito comunque, in modo automatico all’atto della presentazione della richiesta di connessione, e non solo a seguito di specifica richiesta dell’utente interessato.
- b) Un secondo livello di intervento normativo potrebbe essere quello di prevedere, in particolare nelle regole tecniche di connessione, livelli di riferimento di potenza di cortocircuito differenziati per alcune fasce di potenza disponibile (per esempio per le reti MT: oltre 100 kW fino a 500 kW; oltre 500 kW fino a 1 MW; oltre 1 MW fino a 3 MW; oltre 3 MW) che devono essere verificati in sede di connessione. Qualora la situazione di rete esistente non fosse tale da rispettare i livelli di riferimento²³, dovrebbe essere prevista una campagna di misura sul punto di connessione, per controllare se effettivamente si verificano distorsioni e variazioni rapide della tensione tali da richiedere ulteriori interventi. In compenso, qualora tali valori di riferimento fossero rispettati, l’utente dovrebbe limitare le proprie emissioni in relazione ai valori fissati dalle norme tecniche, o, qualora non fosse in grado, dovrebbe remunerare direttamente gli investimenti per aumenti di potenza di cortocircuito necessari a evitare la propagazione dei disturbi immessi.

16.13 Sviluppi ulteriori potrebbero essere immaginati in campo regolatorio, in relazione al servizio di distribuzione in generale e non solo al servizio di connessione, per incentivare l’impresa distributrice ad investire per incrementare la potenza di cortocircuito selettivamente e in modo efficiente, cioè evitando costi eccessivi non desiderabili dal lato del sistema. L’Autorità potrebbe valutare l’introduzione di un meccanismo incentivante che potrebbe maggiorare temporaneamente il WACC riconosciuto, finalizzato specificamente agli interventi mirati all’aumento dei livelli di potenza di corto circuito nei nodi di utenza MT in cui il livello attuale di questo parametro non è adeguato (e limitatamente alle linee in cui sono posizionati tali nodi). Dal momento che i livelli di potenza di cortocircuito sono elevabili soprattutto attraverso investimenti di accorciamento delle linee MT, la promozione di investimenti focalizzati all’aumento dei livelli di potenza di cortocircuito nelle linee che hanno nodi in cui questo parametro è insufficiente contribuisce a rafforzare l’obiettivo specifico di aumento dell’affidabilità indicato al capitolo 13.

²³ Nell’ipotesi in cui i valori del parametro K , utilizzati nella ricerca di sistema citata fossero confermati per i per i clienti MT con potenza disponibile inferiore o uguale a 1 MW e leggermente attenuati per i clienti con potenza disponibile superiore a 1 MW, i livelli di riferimento all’atto della connessione potrebbero essere pari, per esempio, a 15, 25, 40 e 60 MVA rispettivamente per le fasce di potenza disponibile 100-500 kW, 500-1000 kW, 1-3 MW, 3-10 MW.

Altri investimenti specifici da promuovere

- 16.14 Nella fase di ricognizione sono stati proposti da alcuni esercenti altre tipologie di investimento da promuovere; per esempio:
- a) investimenti in magliatura della rete MT per controalimentazione in caso di disalimentazioni AT;
 - b) investimenti in magliatura della rete MT per controalimentazione di derivazioni per guasto MT;
 - c) investimenti per eliminazione di tratte di reti obsolete che possono presentare degni repentini e asintomatici;
 - d) investimenti per aumento della capacità a fronte di crescite eccezionali della domanda, in particolare per quanto riguarda il picco estivo di potenza (problema sentito soprattutto nelle reti urbane e nei centri turistici);
 - e) investimenti per nuovi sistemi di protezione e controllo finalizzati all'esercizio di reti MT di tipo attivo, anche in relazione allo sviluppo della generazione distribuita.
- 16.15 L'Autorità ritiene che debbano essere attentamente analizzate le tipologie di investimento meritevoli di promozione specifica, per verificare se gli effetti di tali investimenti effettivamente non vengono intercettati dai meccanismi incentivanti proposti, allo scopo di evitare doppie remunerazioni. A questo proposito:
- a) il meccanismo proposto di valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori MT/BT in relazione alle disalimentazioni AT (capitolo 9) dovrebbe intercettare gli effetti degli investimenti finalizzati alla controalimentazione tramite la rete MT di cabine primarie disalimentati in AT;
 - b) la regolazione proposta per il tempo massimo di durata di interruzione per clienti MT (atto n. 2/07) dovrebbe costituire un sufficiente incentivo a migliorare la controalimentabilità dei clienti MT oggi serviti tramite derivazioni non controalimentabili;
 - c) la regolazione incentivante proposta per la riduzione del numero massimo di interruzioni lunghe e brevi dovrebbe fornire stimoli adeguati all'eliminazione di tratte di rete obsolete in particolare per quanto riguarda le linee aeree; tuttavia, per le linee in cavo, potrebbe essere opportuno un riconoscimento specifico per le sole linee in cavo esercite a livelli di tensione storici e attualmente inadeguati alla crescita della domanda;
 - d) la regolazione incentivante del numero e della durata dovrebbe fornire stimoli agli investimenti necessari a fronteggiare la crescita del picco estivo di potenza, tuttavia l'Autorità è disponibile a considerare proposte per delimitare situazioni particolarmente critiche allo scopo di remunerare in modo selettivo investimenti finalizzati a questo problema specifico;
 - e) infine, per quanto riguarda investimenti da effettuare sulle reti MT in relazione allo sviluppo della generazione distribuita (GD), si segnala che a questo proposito l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento (deliberazione 26 febbraio 2007, n. 40/07) finalizzato alla valutazione dell'impatto della GD sulle reti di distribuzione; fatte salve le determinazioni che potranno essere assunte in esito a tale procedimento, l'Autorità potrebbe valutare il sostegno di iniziative sperimentali in campo che rispondano ai seguenti requisiti:

- i) realizzazione di reti MT attive esercite in anello in modo da ridurre drasticamente le interruzioni transitorie e i buchi di tensione;
- ii) selezione di un numero limitato di interventi in campo di natura sperimentale, concordati con le associazioni dei clienti industriali (per esempio zone industriali servite oggi con livelli di qualità della tensione insoddisfacenti);
- iii) applicazione della maggiorazione del WACC solo a investimenti di sviluppo della rete e del sistema di protezioni e regolazione della tensione, ma non a investimenti in ricerca (per i quali sono disponibili specifici canali di finanziamento a carico della componente tariffaria A5).

Spunti per la consultazione

Q.28 *Si condivide la proposta di favorire in modo focalizzato gli investimenti in robustezza? Quali accorgimenti sono necessari in termini di separazione delle tipologie di investimenti per assicurare sufficiente focalizzazione al metodo?*

Q.29 *Alla luce delle considerazioni svolte, quali ulteriori tipologie di investimenti sono ritenute meritevoli di promozione specifica (tramite maggiorazione del WACC)?*

17 Iniziative in materia di qualità della tensione

Principali azioni intraprese

- 17.1 A provocare disturbi alla tensione di alimentazione contribuiscono potenzialmente tutti i soggetti coinvolti nel processo di trasmissione, distribuzione e utilizzo finale dell'energia elettrica. Questa considerazione di fondo è alla base dell'azione dell'Autorità in tema di qualità della tensione negli ultimi due anni. Due sono state le iniziative principali:
- a) a livello nazionale, l'Autorità ha promosso nell'ambito della ricerca di sistema la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti;
 - b) a livello europeo, l'Autorità ha cooperato attivamente all'iniziativa CEER/ERGEG in materia di qualità della tensione che ha prodotto il documento per la consultazione "*Towards Voltage Quality Regulation in Europe*" (dicembre 2006).
- 17.2 A livello nazionale, mentre il sistema di monitoraggio è stato realizzato e messo a regime secondo il programma, l'adesione alla campagna di monitoraggio da parte dei clienti si è rivelata invece al di sotto delle aspettative nonostante fossero previste condizioni di partecipazione fortemente agevolate: solamente 73 clienti finali hanno aderito alla campagna di monitoraggio, ragione per cui i rimanenti 127 strumenti a loro disposizione sono stati acquistati dalle imprese distributrici e installati presso punti di loro interesse (in alcuni casi concordati con le associazioni territoriali dei clienti industriali). Inoltre, i contratti per la qualità introdotti con la deliberazione n. 4/04 non si sono sviluppati, non avendo riscosso né il favore dei clienti né quello delle imprese distributrici. Dai primi incontri effettuati durante la ricognizione con

le associazioni dei clienti industriali è emerso concordemente che alla base di questi scarsi risultati vi è l'esigenza di lavorare maggiormente per diffondere strumenti e competenze sulla qualità della tensione tra i clienti finali.

- 17.3 A livello europeo, il motivo principale che ha spinto le autorità di regolazione ad intraprendere una propria iniziativa è la necessità di colmare le lacune normative attualmente esistenti nella norma CEI EN 50160. Nella norma attuale, infatti, non sono disponibili regole o criteri che consentano di attribuire le responsabilità dei disturbi alla tensione di alimentazione²⁴. L'azione dei regolatori è stata concentrata sull'avvio di un dialogo serrato con il CENELEC e ha prodotto risultati incoraggianti. In ambito CENELEC (*Working Group 1 del Technical Committee 8X*) sono state costituite 3 *task forces* (TFs) con l'obiettivo di rivedere alcune parti critiche della norma in tema di variazioni lente di tensione, di classificazione di buchi di tensione²⁵ e di applicazione della norma alle reti di alta tensione. I risultati delle tre TFs saranno oggetto di valutazione nei prossimi mesi, in parallelo alle risultanze del processo di consultazione ERGEG.

Fase sperimentale di verifiche in campo

- 17.4 Auspicando che il dialogo CEER/CENELEC produca risultati positivi in termini di modifica e completamento della normativa tecnica, l'Autorità ritiene debbano essere attivate iniziative che promuovano il principio di auto-responsabilizzazione dei soggetti partecipi dei processi di trasmissione, distribuzione e utilizzo dell'energia elettrica in quanto tutti soggetti potenzialmente influenzanti la qualità della tensione²⁶.
- 17.5 La fase sperimentale può essere limitata a un biennio ed avere come scopo quello di pervenire a modelli di indagine di riferimento che possano poi essere elevati al rango di "*best practices*". A tale fine si può ipotizzare di istituire un gruppo di esperti, nell'ambito della Ricerca di sistema e con il concorso delle Università, composto da personale indipendente con esperienza maturata nel settore dell'impiantistica e della qualità della tensione, che in seguito ai reclami dei clienti per problemi inerenti i buchi di tensione e le interruzioni transitorie, effettuino visite tecniche presso gli impianti dei clienti e redigano relazioni tecniche di dettaglio orientate alla soluzione dei problemi, esplorando almeno i seguenti punti:

²⁴ Per esempio per i buchi di tensione la norma EN 50160 si limita ad affermare che il numero annuo di buchi di tensione può variare "da qualche decina fino a un migliaio", senza fornire una adeguata classificazione degli stessi buchi in termini di durata, di tensione residua, in funzione del tipo di rete e dei livelli di immunità delle apparecchiature.

²⁵ Per esempio, l'obiettivo della TF sui buchi di tensione è quello di pervenire ad una classificazione dei buchi di tensione individuando nel piano durata/tensione residua una "*curva di separazione delle responsabilità*" al di sopra della quale le apparecchiature utilizzatrici di energia elettrica debbano considerarsi immuni ai buchi di tensione e al di sotto della quale vi possano essere spazi per il regolatore di intervenire. Tale curva, da tracciare in coordinamento con gli standard di prodotto, non stabilisce chi è il soggetto responsabile di un buco di tensione, ma tenta di stabilire quale parte dovrebbe farsi carico delle conseguenze dello stesso.

²⁶ Lo stesso principio ispira l'iniziativa intrapresa dal regolatore norvegese in materia di regolazione di qualità della tensione. Si veda l'atto, disponibile in inglese, "Reg. No. 1557 of 30 November 2004: *Regulations relating to the quality of supply in the Norwegian power system*", disponibile sul sito di NVE (*Norges Vassdrags Energidirektorat*) www.nve.no.

- a) adeguatezza della soluzione impiantistica adottata dal cliente che ha sporto il reclamo;
- b) adeguatezza della rete di distribuzione che alimenta il cliente che ha sporto il reclamo in termini di lunghezza, valori di potenza di cortocircuito nei punti di prelievo dei clienti ad essa allacciati, isolamento delle linee, etc.;
- c) ove possibile, individuazione del soggetto responsabile dell'immissione dei disturbi (la stessa impresa distributrice o uno o più clienti),
- d) indirizzi di risoluzione del problema, nonché i tempi e le modalità per la loro attuazione.

Le visite potrebbero essere realizzate su domanda dei clienti interessati, che dovrebbero mettere a disposizione la documentazione del proprio impianto preliminarmente alla visita.

17.6 In tale direzione potranno essere di aiuto valori di riferimento per i parametri di qualità sopra indicati che l'Autorità potrà pubblicare in base ai risultati della campagna di monitoraggio in corso, differenziati in funzione della tipologia di rete (aerea, in cavo, mista), della modalità di esercizio dello stato del neutro (isolato, a terra tramite impedenza) e del livello di tensione.

17.7 Il modo di procedere di tale fase sperimentale potrà essere differenziato a seconda che siano già disponibili delle misure (caso di cliente già equipaggiato con strumentazione di registrazione perché aderente alla campagna di monitoraggio della Ricerca di sistema) oppure no. In questo secondo caso dovrà essere installato uno strumento di misura della qualità della tensione presso il punto di prelievo del cliente per un tempo opportuno in relazione al tipo di disturbo lamentato. Ulteriori strumenti potranno essere opportunamente installati lungo la medesima rete di distribuzione che alimenta il cliente.

17.8 Considerato il carattere innovativo dell'iniziativa si ritiene che possa essere dato spazio inizialmente ad un fase sperimentale orientata ai clienti di media tensione che hanno aderito alla campagna di monitoraggio della qualità della tensione o che risultano adeguati ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità ai sensi delle delibere n. 247/04 e n. 246/06. Come già espresso per la campagna di monitoraggio l'Autorità auspica che tale fase sperimentale favorisca il dialogo tra le imprese distributrici e i clienti piuttosto che l'insorgere di contenziosi. La fase sperimentale dovrebbe dare esiti sia di miglioramento della qualità delle tensione per i clienti partecipanti sia fornire indicazioni che possano essere generalizzate per arrivare a strumenti semplici di supporto alla conciliazione su tematiche tecniche quali quelle esaminate.

Spunti per la consultazione

Q.30 *Si concorda con la proposta dell'Autorità? Quali altri meccanismi possono essere messi in atto per responsabilizzare le imprese distributrici e i clienti finali di fronte ai problemi legati alla qualità della tensione?*

Monitoraggio della qualità della tensione e misurazione individuale

- 17.9 Sul versante dei monitoraggi l'Autorità intende proseguire la campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione in media tensione attualmente in corso. In relazione ai piani di ricerca di sistema, il monitoraggio della qualità della tensione potrà proseguire secondo lo schema attuale (semisbarre MT delle cabine primarie) oppure essere utilizzato per perseguire ulteriori obiettivi quali ad esempio:
- a) la verifica nei nodi lungo linea dei parametri assunti per la valutazione dell'adeguatezza del livello minimo di potenza di corto circuito;
 - b) lo sviluppo di maggiori conoscenza della qualità della tensione sulle reti a bassa tensione.
- 17.10 Resta da valutare l'ipotesi, già avanzata nel documento per la consultazione in materia di qualità della tensione di aprile 2005, di pervenire entro la fine del terzo periodo regolatorio all'introduzione di obblighi di registrazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici anche per la media tensione; in particolare, dovrebbe essere considerata l'ipotesi di prevedere il monitoraggio dei buchi di tensione su tutte le semisbarre MT nelle cabine primarie a carico delle imprese distributrici; i dati così raccolti (insieme ai dati sulle interruzioni transitorie) potrebbero essere utilizzati sia a scopo di informazione (per esempio per decisioni di localizzazione di imprese industriali) sia come stimolo al miglioramento.
- 17.11 Per quanto riguarda la misurazione individuale della qualità della tensione, nel confermare le regole vigenti, l'Autorità intende promuovere la misurazione individuale in forma semplificata, vale a dire la misura delle variazioni lente e rapide della tensione di alimentazione, delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione.²⁷
- 17.12 Allo scopo l'Autorità intende pervenire alla determinazione di corrispettivi massimi a carico del cliente che richiede alla propria impresa distributtrice di installare un misuratore semplificato di qualità della tensione, a fronte di un corrispettivo che verrà fissato dall'Autorità sulla base delle informazioni disponibili e che terrà conto della durata della campagna di registrazione con uno strumento semplificato.
- 17.13 Al termine del periodo di misura l'impresa distributtrice dovrà fornire al cliente una relazione che descrive l'andamento dei parametri misurati alla luce delle normative vigenti o di eventuali valori di riferimento che nel frattempo potrebbero essere introdotti dall'Autorità.
- 17.14 Per quanto riguarda la bassa tensione l'Autorità intende lanciare una campagna di misura delle variazioni lente della tensione, su un campione di punti pari all'1-2% del totale dei punti di prelievo di bassa tensione, attraverso l'ausilio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per i quali, con la deliberazione n. 292/06, è

²⁷ Da indagini di mercato effettuate informalmente dagli uffici dell'Autorità, è emerso che il costo di un apparecchio di misura semplificato, in grado di rilevare variazioni lente e rapide di tensione, buchi di tensioni e microinterruzioni, teleggibile e dotato di sincronizzazione tramite GPS, potrebbe essere sensibilmente inferiore (al netto dei costi di installazione, per un volume adeguato di pezzi) rispetto al costo dell'attuale strumento utilizzato nella campagna di monitoraggio su reti MT (che permetta la misura integrale di tutte le caratteristiche della tensione).

stato introdotto l'obbligo di misura del valore efficace della tensione di alimentazione (variazioni lente) secondo la norma CEI EN 50160; tale campagna potrà avere luogo orientativamente nella seconda parte del terzo periodo di regolazione una volta disponibile, anche presso le maggiori imprese locali, un sufficiente numero di punti di prelievo equipaggiati con misuratori elettronici conformi ai requisiti fissati dalla stessa deliberazione n. 292/06.

Spunti per la consultazione

- Q.31** *Si concorda sulle proposte in merito alla prosecuzione e evoluzione della campagna di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione di media tensione? In particolare si ritiene utile la misurazione dei buchi di tensione su tutte le semisbarre delle cabine primarie?*
- Q.32** *Quali altre iniziative possono essere adottate per favorire la misurazione individuale della qualità della tensione?*

Contratti per la qualità e soluzioni di connessione ad alta qualità

- 17.15 Come detto, allo stato attuale i contratti per la qualità non si sono sviluppati, non avendo riscosso né il favore dei clienti né quello delle imprese distributrici. Nel corso dei primi incontri tematici effettuati con associazioni dei clienti industriali nell'ambito della fase di ricognizione è stata, da un lato, confermata la validità del contratto per la qualità quale strumento in grado di cogliere le necessità dei clienti; dall'altro, è altresì emersa la necessità di una maggiore disseminazione presso le imprese associate circa le possibilità offerte da tale innovativo strumento. Nel corso del 2007 gli Uffici dell'Autorità e le stesse associazioni dei clienti industriali approfondiranno possibili iniziative orientate alla promozione dei contratti per la qualità²⁸.
- 17.16 Sul fronte delle connessioni esistenti, la formazione di consorzi locali di imprese alimentate da medesime linee di distribuzione dell'energia elettrica aumenterebbe significativamente la forza contrattuale dei clienti, che potrebbero tra l'altro ripartirsi in modo equo i benefici e i rischi derivanti dalla stipula di un contratto per la qualità. L'Autorità conferma l'obbligo di disporre di una base dati annuale prima di procedere alla stipula di un contratto per la qualità per i parametri per i quali non è vigente uno standard. Tale vincolo potrà essere rimosso solamente quando l'Autorità sarà in grado di pubblicare valori di riferimento per i parametri di qualità della tensione.
- 17.17 Sul fronte delle nuove connessioni, l'Autorità ritiene che, nell'ambito della disciplina delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV, possa essere introdotta la facoltà per il cliente di richiedere all'impresa distributtrice, all'atto della richiesta della connessione, la quotazione di soluzioni personalizzate di connessione

²⁸ Il tema dello sviluppo di opportunità per i contratti per la qualità è anche all'attenzione del gruppo di lavoro "Distribuzione" della Associazione elettrotecnica italiana (Federazione AEIT).

ad alta qualità (ulteriori rispetto alla soluzione tecnica minima), vale a dire soluzioni tecniche che permettano di realizzare livelli di qualità migliori rispetto a quelli previsti dalla normativa vigente o di eventuali valori di riferimento che l'Autorità potrà fissare.

Spunti per la consultazione

Q.33 *Quali altre iniziative possono essere adottate per favorire la stipula dei contratti per la qualità o lo sviluppo di soluzioni di connessione ad alta qualità per clienti con esigenze specifiche?*

18 Rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale

- 18.1 L'obiettivo di rafforzamento della tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale viene trattato in relazione anche al servizio di misura dell'energia elettrica dal momento che la deliberazione 18 gennaio 2007 n. 11/07 ha recentemente stabilito che le attività di misura sono assicurate dall'impresa di distribuzione in regime di separazione contabile (e dal 2010, in parte anche in regime di separazione funzionale).
- 18.2 Gli standard di qualità commerciale attualmente in vigore sono suddivisi tra standard specifici e standard generali. Per gli standard specifici è previsto un indennizzo automatico a favore del cliente nel caso in cui i tempi massimi fissati dall'Autorità non vengano rispettati dall'impresa distributrice. Per gli standard generali sono previste delle percentuali di rispetto degli standard fissati dall'Autorità sulla totalità delle prestazioni.
- 18.3 Gli standard specifici relativi al servizio di distribuzione sono:
- a) tempo di preventivazione per lavori sulla rete di bassa tensione;
 - b) tempo di esecuzione di lavori semplici;
 - c) tempo di attivazione della fornitura;
 - d) tempo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente;
 - e) tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità;
 - f) fascia di puntualità per gli appuntamenti con i richiedenti.
- 18.4 Gli standard generali relativi al servizio di distribuzione sono:
- a) tempo di preventivazione per lavori sulla rete di media tensione;
 - b) tempo di esecuzione di lavori complessi;
 - c) tempo per l'effettuazione della verifica della tensione di fornitura su richiesta del cliente;
 - d) tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste di informazione scritte.
- 18.5 Per il servizio di misura è in vigore un solo standard specifico, relativo al tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura per clienti di bassa tensione, e due standard generali: il tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste di informazione scritte e il numero annuo di letture e autoletture.

- 18.6 Per quanto riguarda i lavori con preventivo ad ammontare predeterminabile²⁹ 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. Il punto più critico sembrerebbe identificarsi nei tempi di consegna della documentazione e della verifica che si tratti effettivamente di lavoro semplice; tale verifica deve essere effettuata dall'impresa distributrice entro 5 giorni lavorativi dalla richiesta del cliente. Ai fini del calcolo del tempo di esecuzione della prestazione (esecuzione di lavori semplici con standard definito dall'Autorità in 15 giorni lavorativi), si propone che il ritardo nella consegna della documentazione e nella verifica che si tratti effettivamente di un lavoro semplice, deve essere conteggiato nel tempo di esecuzione della prestazione. Si propone che per documentazione da consegnare al cliente si intenda, ad integrazione di quanto già previsto:
- a) l'indicazione dei corrispettivi per l'esecuzione del lavoro come già comunicati ed accettati dal cliente al momento della richiesta;
 - b) l'indicazione che la prestazione è soggetta a livello specifico di qualità;
 - c) l'indicazione dell'entità dell'indennizzo automatico dovuto al cliente in caso di mancato rispetto del tempo massimo di 15 giorni lavorativi.
- 18.7 L'Autorità intende pervenire a forme di controllo della documentazione delle prestazioni per evitare rischi di elusione della normativa: si vuole evitare per esempio che l'impresa distributrice dichiari come complessi lavori che in realtà sono semplici, eludendo in tal modo lo standard specifico applicabile ai lavori semplici, o che dichiari che alcune prestazioni sono effettuate in regime di appuntamento personalizzato quando invece il cliente non ha espressamente richiesto un rinvio della prestazione oltre i termini fissati dagli standard.
- 18.8 Attualmente, nel caso in cui per l'esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici e generali di qualità siano necessari atti autorizzativi, il tempo per l'esecuzione di dette prestazioni non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti. Per evitare inopportuni allungamenti dei tempi complessivi si propone che l'impresa distributrice sia tenuta ad avviare l'iter autorizzativo entro 15 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del cliente. Eventuali ritardi nell'avvio dell'iter autorizzativo sono conteggiati nel tempo di esecuzione della prestazione.
- 18.9 Con riferimento ai tempi di attivazione e disattivazione della fornitura l'Autorità intende confermare gli attuali standard. Se da un lato la separazione societaria tra distribuzione e vendita potrebbe comportare un allungamento dei tempi di attivazione e disattivazione della fornitura, dall'altro l'avvento del misuratore elettronico dovrebbe comportare una riduzione dei tempi di esecuzione da parte dell'impresa distributrice, responsabile delle attività di misura.

²⁹ "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 può essere comunicato al cliente all'atto della richiesta della prestazione.

- 18.10 Per le seguenti prestazioni, attualmente regolate da standard generali, si propone la trasformazione dello standard da generale a specifico.
- a) *Verifica della tensione di alimentazione.* Sulla bassa tensione si è già accennato come nel 2005 lo standard generale sia stato ampiamente disatteso, avendo registrato una percentuale di successo pari al 76% in luogo del 90%. Si propone che la prestazione si basi sempre su misure effettuate a norma CEI EN 50160 e che la prestazione nel suo complesso venga semplificata anche per via del possibile utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione di bassa tensione. Per ragioni di omogeneità lo standard verrebbe reso specifico anche per le verifiche della tensione sulla rete di media tensione.
 - b) *Verifica del gruppo di misura.* Nel 2005 per la bassa tensione si è registrata una percentuale di successo inferiore allo standard: 89% in luogo del 90%. Anche in questo caso lo standard verrebbe reso specifico anche per le verifiche dei gruppi di misura di media tensione.
 - c) *Preventivazione dei lavori sulla rete di media tensione.* Nel 2005 il tempo medio effettivo di preventivazione è risultato circa pari a 34 giorni lavorativi con una percentuale di casi fuori standard pari a circa il 14% (lo standard generale è fissato al 90%). Vista la percentuale significativa di preventivazioni fuori standard, la attuale disomogeneità con il settore gas e le maggiori esigenze delle imprese allacciate alla rete di media tensione, si propone che i preventivi per lavori da eseguire sulla rete di media tensione vengano regolati da uno standard specifico.
- 18.11 Con riferimento agli scambi informativi tra gli operatori della distribuzione e della vendita si rammenta che:
- a) con la deliberazione 18 dicembre 2006, n. 294/06 sono stati determinati i primi standard di comunicazione tra gli operatori della vendita e della distribuzione nel settore del gas per le prestazioni di carattere commerciale;
 - b) con il documento per la consultazione “Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato” (atto n. 14/07, marzo 2007) sono stati proposti tempi massimi per la messa a disposizione dei dati di consumo dei clienti ai venditori da parte delle imprese distributrici (soggetti responsabili delle attività di misura); tali tempi massimi si riferiscono alle trasmissioni periodiche dei dati inerenti la fatturazione e alla trasmissione dei dati in occasione del cambio venditore (*switching*).
- 18.12 Per quanto riguarda il punto a) si propone che, per evidenti ragioni di economia e di omogeneità, anche nel settore elettrico si adottino standard di comunicazione compatibili con quelli adottati per il settore gas e che la definizione dei successivi passi venga sviluppata congiuntamente per i due settori.
- 18.13 Per quanto riguarda il punto b) si propone che vengano introdotti indennizzi automatici a favore dei venditori in caso di mancato rispetto dei tempi massimi per la messa a disposizione dei dati di misura in occasione dello *switching* e delle letture valide ai fini della fatturazione.
- 18.14 Per evitare tempi di esecuzione delle prestazioni eccessivamente lunghi in caso di mancato rispetto dei tempi massimi previsti dagli standard specifici, si propone che

l'importo dell'indennizzo automatico venga aumentato in misura proporzionale al tempo in eccesso rispetto agli standard fino ad un massimo del triplo del valore base dello stesso (secondo un meccanismo simile a quello proposto nel documento per la consultazione 26 febbraio 2007 "Condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV"). Ciò comporta che l'ammontare dell'indennizzo da pagare sia determinato solo a seguito dell'esecuzione della prestazione, fatte salve le modalità di corresponsione attualmente previste dalla normativa. Si propone che l'impresa distributrice comunichi tempestivamente al cliente il verificarsi di cause di forza maggiore o di cause esterne che possano comportare il mancato rispetto dello standard applicabile e quindi la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico. Analogamente a quanto previsto per il settore gas, si propone l'introduzione di un termine massimo pari a 7 mesi per la corresponsione dell'indennizzo automatico da parte del distributore.

- 18.15 Infine l'Autorità sollecita suggerimenti in merito alle seguenti ipotesi sviluppate in relazione ad alcune problematiche applicative riscontrate nel corso delle verifiche ispettive sperimentali effettuate ai sensi della delibera n. 213/06:
- a) introdurre modalità di sospensione nel computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni nel caso di lavori da realizzarsi a cura del cliente non correttamente eseguiti dal cliente medesimo;
 - b) riesaminare la disciplina degli appuntamenti personalizzati al fine di assicurare la verificabilità dell'effettiva richiesta del cliente di posticipare la prestazione a fronte di una maggiore garanzia di puntualità nell'appuntamento.

Spunti per la consultazione

- Q.34** *Si concorda con le proposte di modifica dello standard di esecuzione dei lavori ad ammontare predeterminabile? Se no, per quali motivi?*
- Q.35** *Si condivide la proposta di introdurre l'obbligo di avvio dell'iter autorizzativo entro 15 giorni lavorativi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo da parte del cliente? Quali altre soluzioni si propongono in merito al problema di evitare ritardi ingiustificati negli iter autorizzativi?*
- Q.36** *Come può essere semplificata la prestazione relativa alla verifica della tensione di alimentazione, sia nel caso di utilizzo del misuratore elettromeccanico sia nel caso di utilizzo del misuratore elettronico?*
- Q.37** *Si condivide la proposta di passaggio da standard generale a specifico per le prestazioni verifica della tensione, verifica del gruppo di misura e preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT?*
- Q.38** *Quale struttura si propone per gli indennizzi applicabili al mancato rispetto dei tempi massimi per la messa a disposizione dei dati di misura da parte delle imprese distributrici?*
- Q.39** *Si condividono le proposte relative alla modalità di calcolo dell'indennizzo automatico e delle modalità di corresponsione dell'indennizzo stesso? Si concorda con la proposta di comunicare al cliente la mancata corresponsione dell'eventuale indennizzo automatico per cause non dipendenti dall'esercente?*

19 Aumento del livello di tutela dei clienti serviti da piccole imprese distributrici

19.1 Attualmente la regolazione vigente prevede alcune esclusioni per le imprese distributrici e gli ambiti territoriali di minore dimensione:

- a) per quanto riguarda la continuità del servizio, alcune norme escludono le piccole imprese in relazione al rischio di volatilità degli indicatori di continuità del servizio:
 - a1. le imprese distributrici che servono meno di 5.000 clienti sono attualmente esentate dalle regolazioni della durata cumulata e del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe, nonché dagli obblighi di servizio per le interruzioni con preavviso; per tali imprese, con decorrenza 1 gennaio 2007, sono entrati in vigore gli obblighi di registrazione automatica delle interruzioni (telecontrollo delle linee MT);
 - a2. le imprese distributrici che servono ambiti territoriali con più di 5.000 clienti ma meno di 25.000 clienti, si sono potute avvalere, per il periodo di regolazione 2004-2007, della facoltà di partecipare alla regolazione della durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe;
- b) per quanto riguarda la qualità commerciale gli obblighi sono differenziati in funzione della dimensione dell'esercente:
 - b1. le imprese distributrici che servono meno di 5.000 clienti sono attualmente tenute ad applicare solo un numero ridotto di standard specifici;
 - b.2 gli esercenti con meno di 1.000 clienti sono esentati da qualsiasi obbligo inerente la regolazione della qualità commerciale.

19.2 L'estensione della regolazione alle piccole imprese distributrici è stata annunciata con la deliberazione n. 209/06. In questa direzione, nel corso degli ultimi anni, l'Autorità ha già emesso alcuni segnali. Si ricordano:

- a) gli obblighi di registrazione automatica delle interruzioni che decorrono dal 2007;
- b) gli obblighi di installazione dei misuratori elettronici per tutti i clienti di bassa tensione, che decorrono dal 2008;
- c) gli obblighi di registrazione del numero di clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, che decorrono dal 2012;
- d) gli obblighi di corresponsione di indennizzi automatici e strumenti di ristoro per i clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe o estese, che dovrebbero decorrere dal 2012.

19.3 Come detto al punto 12.22, l'estensione della regolazione alle piccole imprese va vista soprattutto nell'ottica di tutelare i clienti da esse serviti. Per tali clienti, in vista della completa apertura del mercato elettrico, l'Autorità ritiene opportuno allineare i livelli di tutela a quelli attualmente previsti per i clienti serviti dalle imprese di maggiori dimensioni. Per quanto riguarda le evoluzioni della regolazione della qualità dei servizi elettrici nel terzo periodo di regolazione, oggetto del presente procedimento, le decisioni finali che verranno prese a seguito della consultazione circa le imprese di minore dimensione saranno in ogni caso coerenti con le decisioni che verranno adottate per le imprese di maggiori dimensioni.

- 19.4 Per quanto riguarda la continuità del servizio si ritiene che la regolazione incentivante della durata cumulata o del numero medio di interruzioni debba essere applicata dal 2008 in linea di principio a tutte le imprese distributrici; per assicurare verificabilità agli indicatori di continuità del servizio, in una prima fase potrebbero non essere soggette alla regolazione incentivante della durata cumulata o del numero medio di interruzioni le imprese distributrici interconnesse a monte in bassa tensione, in modo da sottoporre a tale regolazione incentivante solo le imprese tenute a rispettare gli obblighi di registrazione automatica delle interruzioni con origine MT. Come già detto al punto 15.9, le interruzioni con origine sulle reti interconnesse a monte sarebbero escluse dalla regolazione incentivante. Come per le imprese di maggiori dimensioni i livelli tendenziali per gli anni 2008-2011 saranno basati sui livelli effettivi conseguiti negli anni 2006 e 2007, previo adeguati controlli sulle registrazioni.
- 19.5 Per quanto riguarda gli standard individuali di continuità e di qualità commerciale, si propone l'equiparazione alle imprese di maggiori dimensioni, attraverso l'applicazione almeno di tutti gli standard specifici soggetti a indennizzi automatici. Tale misura potrebbe essere presa gradualmente, allineando in un primo tempo tutte le imprese con meno di 5000 clienti alla regolazione attualmente prevista per le imprese con numero di clienti compreso tra 3.000 e 5.000, a decorrere dal 2008, e successivamente arrivando alla totale equiparazione a decorrere dal 2010.

Spunti per la consultazione

- Q.40** *Si condivide quanto proposto per le imprese di minori dimensioni? Se no per quali motivazioni?*
- Q.41** *Quali criteri possono essere adottati per compensare la volatilità degli indicatori di continuità del servizio utilizzati ai fini della regolazione incentivante?*

Parte III: Qualità del servizio di vendita

20 Contesto normativo di riferimento

- 20.1 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 (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami, etc.) che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. Attualmente la qualità del servizio di vendita dell'energia elettrica è regolata tramite alcune disposizioni del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, Parte II (qualità commerciale). 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 la rettifica 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 monitoraggio, su base semestrale e con dettaglio mensile, di alcuni indicatori (tempi medi di attesa e di rinuncia) della qualità dei servizi telefonici resi tramite centri di risposta telefonica (di seguito: *call center*);
 - d) 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.
- 20.2 Attualmente, i venditori di elettricità non sono 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. Il motivo fondamentale di questo allineamento è da ricercarsi nel diverso assetto di mercato: 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.
- 20.3 Infine, tra il 2005 e il 2007 l'Autorità ha avviato una iniziativa 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 (30 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*. Tale seconda consultazione, per il settore elettrico, rientra nel procedimento n. 209/06.

21 Effetti della regolazione vigente della qualità

- 21.1 Gli effetti della regolazione della qualità commerciale saranno analizzati quantitativamente, e nel loro complesso, in occasione della pubblicazione del secondo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità, quando saranno disponibili anche i dati di continuità del servizio e di qualità commerciale relativi all'anno 2006.
- 21.2 L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio³⁰, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, sia per cause imputabili alla stessa impresa esercente che per cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).
- 21.3 Per quanto riguarda l'anno 2005 dai dati forniti dagli esercenti si è rilevato un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e del numero di indennizzi pagati ai clienti. In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si registra un aumento del numero dei casi di mancato rispetto dovuto alle riattivazioni per morosità³¹; per tutte le altre prestazioni (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura e fascia di puntualità per appuntamenti) si assiste, invece, a una diminuzione dei casi di mancato rispetto.
- 21.4 L'incidenza dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale risulta generalmente inferiore al 4,5%, e, con riferimento ad alcune prestazioni (attivazioni e disattivazioni, fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati), si rivela inferiore anche dell'1%. Si evidenzia che lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; il passaggio da standard generale a specifico sembra aver prodotto effetti positivi, dal momento che già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di

³⁰ Per maggiori approfondimenti si veda la Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta Cap. "Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" - 31 marzo 2006.

³¹ Il 31 ottobre 2005 è terminato il regime di deroga temporanea in relazione allo standard di riattivazione per morosità per clienti con contatore elettronico in telegestione. Tale regime era stato richiesto da Enel distribuzione e concesso dall'Autorità (delibere n. 241/04 e n. 124/05) in relazione all'avvio del progetto di telegestione dei contatori elettronici, dato che nel periodo iniziale del progetto si erano manifestate alcune difficoltà del sistema nel portare a buon fine entro il tempo massimo dello standard il 100% delle operazioni di riattivazioni.

casi di mancato rispetto dello standard, e per gli anni futuri si attendono ulteriori miglioramenti.

- 21.5 Per alcune prestazioni sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di espletamento. Per molte prestazioni, il tempo medio effettivo risulta pari a circa i 2/3 del tempo massimo definito dall'Autorità. Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano conseguiti nella maggior parte dei casi; nel 2005 gli standard non sono stati raggiunti per quanto riguarda la risposta ai reclami e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e la verifica di tensione.
- 21.6 Dai dati forniti dagli esercenti si rileva inoltre che anche per l'anno 2005, si è assistito ad un assestamento del numero di indennizzi pagati ai clienti per mancato rispetto degli standard specifici di qualità (intorno a 60.000-70.000 casi all'anno, pari al 2% delle richieste su base annua).
- 21.7 Al momento non sono segnalate particolari criticità nel trasferimento di indennizzi ai clienti finali del mercato libero che hanno dato mandato a un venditore; tuttavia, vi è da tenere conto che fino a oggi la quota numerica di tali clienti è molto ristretta.
- 21.8 Infine, per quanto riguarda il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici, nel documento di consultazione di marzo 2007 sono state presentate alcune statistiche in merito a due parametri di qualità dei *call center* (tempo medio di attesa e livello di servizio) dei principali operatori di vendita nei due settori. Per il settore della vendita di energia elettrica, risulta un andamento incostante dei livelli di servizio (percentuale di telefonate andate a buon fine rispetto al numero di chiamate in cui è stato chiesto di parlare con un operatore) e dei tempi medi di attesa (medie riferite solo alle chiamate che hanno richiesto di parlare con operatore e iniziato la conversazione, calcolando i tempi dall'inizio della chiamata ovvero includendo il tempo di navigazione nell'albero fonico del risponditore automatico interattivo - *IVR*).

22 Motivazioni tecnico-economiche e obiettivi specifici dell'intervento

- 22.1 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.
- 22.2 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. Elementi quantitativi in proposito vengono forniti nei successivi capitoli.

- 22.3 Al momento non sono note le decisioni che verranno 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. E' ragionevole comunque aspettarsi situazioni e problemi analoghi a quelli già affrontati nel settore gas in relazione a questo assetto del mercato.
- 22.4 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.
- 22.5 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.
- 22.6 Alla luce delle esigenze sopra individuate, nonché degli obiettivi generali indicati nel capitolo 1, gli obiettivi specifici per l'intervento dell'Autorità in merito alla regolazione della qualità del servizio di vendita possono essere così identificati:
- a) migliorare la risposta ai reclami dei clienti da parte dei venditori;
 - b) migliorare la qualità dei servizi telefonici (*call center*);
 - c) garantire efficacia alla regolazione della qualità del servizio in regime di separazione tra distributori e venditori;
 - d) introdurre metodi di verifica dei dati di qualità commerciale.

- 22.7 Il primo degli obiettivi specifici sopra indicati viene esaminato nel seguito di questa Parte del documento, presentando opzioni alternative che perseguono il medesimo obiettivo specifico e sottoponendo tali opzioni a una prima valutazione qualitativa utilizzando i criteri indicati al punto 2.6.
- 22.8 Per quanto riguarda l'obiettivo di miglioramento della qualità dei servizi telefonici, si rinvia al documento per la consultazione di marzo 2007. Le proposte contenute in tale documento si applicheranno dal III periodo di regolazione, secondo un regime di gradualità e con riferimento ai *call center* dedicati, in tutto o in parte, ai clienti di bassa tensione.
- 22.9 Per gli altri obiettivi non vengono esaminate opzioni ma vengono formulate direttamente le proposte di regolazione, secondo quanto indicato al punto 2.8.

23 Miglioramento della tempestività di risposta ai reclami dei clienti

- 23.1 Attualmente la risposta ai reclami è regolata attraverso livelli (standard) generali sul tempo che intercorre tra il ricevimento di un reclamo scritto (o di una richiesta scritta di informazioni) e l'invio di una risposta scritta motivata. I livelli generali previsti sono:
- a) per quanto riguarda i clienti BT , 90% dei casi entro 20 lavorativi;
 - b) per quanto riguarda i clienti MT, 95% dei casi entro 20 lavorativi.
- Il monitoraggio della risposta ai reclami è effettuato separatamente tra imprese di distribuzione, operatori di misura e venditori, in relazione alla materia del reclamo stesso.
- 23.2 L'esame dei dati disponibili sui tempi di risposta ai reclami mostra che su questo aspetto sono presenti delle criticità notevoli, diffuse in larga parte del Paese. In particolare, per quanto riguarda i clienti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici):
- a) nel corso del 2005 (ultimi dati disponibili) sono stati registrati 110.000 reclami e richieste di informazioni scritte, di cui più della metà per il servizio di vendita (55.403) e il resto diviso tra servizio di distribuzione (46.065) e il servizio di misura (6.520);
 - b) il tempo medio di risposta ai reclami è di circa 30 giorni lavorativi per i reclami attinenti ai servizi di distribuzione e di misura e di circa 13 giorni lavorativi per il servizio di vendita;
 - c) il numero di reclami che non vengono risolti entro il tempo di 20 giorni è stato pari a 11.470 per la distribuzione (24,9% di casi oltre il tempo fissato dallo standard generale per il 90% dei casi) e a 7.907 per la vendita (14,2%);
 - d) si riscontrano forti differenziazioni territoriali nei tempi di risposta: nella vendita, a fronte di un tempo medio di risposta di 9,5 giorni nelle regioni del Nord, in quelle del Sud è quasi il doppio (17,5 giorni); per distribuzione e misura, i divari sono ancora più elevati: da 15,6 giorni nel Nord a 46,8 giorni nel Sud (medie nazionali: 13,6 giorni per i reclami di vendita e 28,0 giorni per i reclami di distribuzione e misura).

23.3 **Ipotesi di regolazione #5:** migliorare la risposta ai reclami dei clienti da parte dei venditori per i reclami di loro competenza (un meccanismo analogo potrebbe essere introdotto per i distributori in relazione ai reclami di loro competenza). Sono state identificate 4 opzioni che possono rispondere a questo obiettivo:

- a) **opzione #5.0:** mantenere la regolazione attuale per standard generali (strumento intrinsecamente debole se non associato a effetti economici) rafforzando però la pubblicazione comparativa tra i venditori in relazione alla tempestività di risposta ai reclami (questa ipotesi tende quindi a lavorare solo sugli effetti di reputazione derivanti dalla pubblicazione di graduatorie);
- b) **opzione #5.A:** mantenere la regolazione attuale per standard generali e rafforzare la pubblicazione comparativa (come nell'opzione #6.0) ma introdurre anche una penalizzazione a carico dell'impresa di vendita per ogni reclamo ulteriore rispetto alla soglia fissata dallo standard generale; tale penalità potrebbe inoltre essere modulata in relazione alla soddisfazione dei clienti reclamanti per la risposta ricevuta dall'esercente³². La penalità sarebbe versata non ai singoli clienti interessati (in quanto si tratta di uno standard generale) ma a un fondo gestito presso la Cassa conguaglio del settore elettrico, destinato a interventi di miglioramento della qualità dei servizi elettrici;
- c) **opzione #5.B:** mantenere la regolazione attuale per standard generali e rafforzare la pubblicazione comparativa (come nell'opzione #5.0) ma affiancare alla regolazione attuale per standard generali anche un nuovo standard specifico che fissi il tempo massimo per la risposta ai reclami scritti e richieste scritte di informazioni, oltre il quale deve essere versato un indennizzo automatico ai clienti; il tempo massimo di risposta per lo standard specifico sarebbe naturalmente più lungo di quello a cui si fa riferimento nello standard generale³³; per evitare abusi, ogni cliente potrebbe aver diritto a non più di un indennizzo all'anno per ritardo nella risposta a un reclamo, e potrebbero essere studiate eccezioni nel caso di "reclami di massa" (conseguenti ad esempio a eventi di larga estensione, come fatture sbagliate per disservizi sui sistemi informativi di vendita);
- d) **opzione #5.C:** come opzione #5.B ma prevedendo l'applicazione degli standard specifici solo per gli operatori di vendita che per due anni consecutivi non abbiano rispettato lo standard generale (applicando tale regola fin dall'inizio del terzo periodo regolatorio, con riferimento al comportamento dei venditori negli anni 2006-07, ove ci siano dati disponibili). Simmetricamente ad un operatore che per due anni rispetta lo standard generale sarebbe concesso di non applicare più lo standard specifico.

³² Si potrebbe misurare tale soddisfazione attraverso apposite indagini mirate, oppure in via semplificata assumere come indicatore di soddisfazione dei clienti reclamanti il rapporto tra numero di reclami trattati dall'esercente e numero di reclami pervenuti all'Autorità da clienti serviti dallo stesso esercente che non sono stati soddisfatti dalla risposta dell'esercente stesso.

³³ Per i clienti BT lo standard generale è attualmente di 20 giorni lavorativi al 90%; nell'ipotesi (fatta solo a titolo di esempio) di mantenere tale standard generale, lo standard specifico dovrebbe essere di 25 o 30 giorni lavorativi, dovendo rappresentare idealmente il 100% dei casi (e non il 90%).

23.4 In via preliminare, le opzioni sopra presentate possono essere valutate alla luce dei criteri indicati al punto 22.7 sulla base delle seguenti considerazioni, riassunte nella tabella 5:

- a) Per quanto attiene il criterio di efficacia, tra le opzioni considerate l'opzione #5.A appare essere quella più efficace in quanto tende non solo a ridurre il numero di reclami a cui viene data risposta in tempi superiori a 20 giorni ma anche a controllare che per rispettare tale tempi gli esercenti non forniscano risposte non adeguatamente motivate; l'efficacia delle opzioni #5.B e #5.C è più limitata in quanto queste tendono a proteggere i clienti in caso di risposte tardive, attraverso indennizzi automatici, ma su tempi ancora più lunghi; l'opzione nulla è sicuramente la meno efficace tra quelle considerate;
- b) per quanto attiene il criterio di economicità complessiva, l'opzione che minimizza i costi è l'opzione nulla; le opzioni #5.A e #5.B possono essere valutate su un livello intermedio quanto a economicità, mentre l'opzione #5.C comporta costi inferiori per l'impresa che non è tenuta al versamento degli indennizzi automatici per i primi due anni di superamento dello standard generale;
- c) anche per quanto attiene il criterio di semplificazione amministrativa, l'opzione #5.C è la più complessa, dal momento che richiede un'applicazione variabile nel tempo del meccanismo degli indennizzi automatici, mentre le due opzioni #5.A e #5.B possono essere valutate su un livello intermedio; l'opzione nulla è quella che comporta il minore sforzo amministrativo;
- d) infine, per quanto attiene il criterio di promozione della concorrenza, le opzioni analizzate non appaiono presentare significative differenze.

Tabella 5 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all'ipotesi di regolazione #5

| Criteri di valutazione qualitativa | Opzione #5.0 | Opzione #5.A | Opzione #5.B | Opzione #5.C |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Efficacia dell'intervento: migliorare la risposta ai reclami | Basso | Medio-alto | Medio | Medio |
| Economicità complessiva: minimizzare i costi di applicazione del meccanismo per i venditori | Alto | Medio | Medio | Medio-alto |
| Semplicità amministrativa (incluse le attività di controllo necessarie) | Alto | Medio | Medio | Basso |
| Promozione della concorrenza (favorire l'aumento del numero di operatori qualificati nella vendita) | Medio | Medio | Medio | Medio |
| Valutazione qualitativa complessiva | Medio | Medio-alto | Medio | Medio |

23.5 L'opzione preferibile appare quindi essere la #5.A. Come negli altri casi presentati in questo documento, l'opzione finale verrà selezionata al termine della presente consultazione, tenendo conto delle osservazioni che perverranno dai soggetti interessati e di approfondimenti e analisi da parte dell'Autorità.

- 23.6 Qualunque sarà l'opzione preferita, l'Autorità ritiene opportuno differenziare gli standard generali tra reclami (e richieste di informazione) scritti per la vendita e per la distribuzione/misura. I nuovi livelli verranno proposti alla luce di un esame approfondito da parte degli uffici dell'Autorità sui motivi di differenziazione di tali tempo tra distribuzione e vendita (es.: necessità di sopralluoghi, ecc.)
- 23.7 L'Autorità si riserva di effettuare indagini a campione sul contenuto delle risposte ai clienti che presentano reclami, in esito alle quali possono essere adottati i provvedimenti previsti dall'articolo 2, comma 20, della legge n. 481/95; oppure di introdurre l'obbligo per gli esercenti di rilevare la soddisfazione dei clienti che hanno presentato reclamo a seguito della risposta ricevuta attraverso apposite indagini campionarie.
- 23.8 Infine, considerato che attualmente in capo ai venditori oltre agli standard di qualità relativi alla risposta ai reclami esiste solo lo standard specifico relativo al tempo massimo di rettifica della fatturazione per importi già versati, l'Autorità intende valutare se introdurre anche uno standard relativo alle verifiche di fatturazione prima che i clienti versino l'importo richiesto, qualora lo stesso importo sia contestato dal cliente³⁴.

Spunti per la consultazione

- Q.42** *Si condividono le opzioni proposte? Quali opzioni ulteriori possono essere tenute in considerazione? Si invitano 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 (opzione #5.A).*
- Q.43** *Si ritiene utile applicare le proposte di regolazione dei reclami sia alle imprese distributrici (per i reclami aventi oggetto i servizi di distribuzione e misura), sia alle imprese di vendita (per i reclami aventi oggetto il servizio di vendita)?*
- Q.44** *Quali livelli differenziati si propone di applicare agli standard generali e specifici per il tempo massimo di risposta motivata ai reclami e alle richieste di informazione rispettivamente per i servizi di distribuzione e misura e di vendita?*
- Q.45** *Quali soluzioni si possono prospettare per le richieste di verifica della fatturazione da parte di clienti che non hanno ancora versato l'importo richiesto?*

24 Efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione

- 24.1 A seguito della totale apertura del mercato, è auspicabile che anche nel settore elettrico, come nel settore del gas, sia richiesta tramite norma primaria la separazione societaria tra imprese di distribuzione e venditori. In relazione alla qualità del servizio, la separazione societaria tra distributori e venditori pone

³⁴ Per esempio, si potrebbe ipotizzare che qualora il cliente richieda la verifica di un importo fatturato ma non ancora pagato, il venditore debba sospendere la riscossione con comunicazione al cliente interessato. Qualora il reclamo risulti fondato, l'esercente dovrà darne comunicazione tempestiva e provvedere alle rettifiche e alla fatturazione del nuovo importo senza alcuna maggiorazione. Se invece il reclamo risulti infondato, l'esercente potrà applicare interessi di mora sulla somma già richiesta, con decorrenza dalla scadenza della bolletta.

problemi nuovi che debbono essere affrontati per garantire che non venga meno l'efficacia della regolazione della qualità del servizio.

- 24.2 In mancanza di indicazioni legislative specifiche, l'attenzione può essere tratta sull'esperienza maturata nel settore gas. In questo settore sono stati introdotti diversi obblighi per i venditori in relazione alla qualità del servizio:
- a) i venditori sono l'interfaccia unica dei clienti per la richieste di prestazioni di qualità commerciale in corso di contratto (con la sola eccezione dei reclami scritti o delle richieste scritte di informazioni relativi al servizio di distribuzione e misura); le richieste di preventivi e lavori possono essere presentate direttamente dai clienti alle imprese distributrici in assenza di contratto con un venditore;
 - b) i venditori hanno l'obbligo di trasferire tempestivamente tali richieste ai distributori entro 3 giorni lavorativi, per le prestazioni che richiedono il coinvolgimento dell'impresa di distribuzione; tali tempi non vengono conteggiati ai fini della verifica del rispetto degli standard di qualità in capo all'impresa distributrice. Soltanto nel caso della riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, il venditore è tenuto all'invio immediato al distributore della richiesta di riattivazione della fornitura di un proprio cliente finale.
- 24.3 Oltre agli obblighi di tempestività già fissati nel settore gas, un ulteriore aspetto potrebbe rivelarsi critico nel settore elettrico in relazione all'eventuale introduzione della separazione societaria tra distribuzione e vendita. L'introduzione di nuovi standard e indennizzi in favore di clienti alimentati in bassa tensione per aspetti relativi alla continuità del servizio, come quelli proposti nel presente documento di consultazione e in quello già emanato sulle interruzioni prolungate, potrebbe infatti condurre a un aumento elevato dei casi di trasferimento al cliente finale di somme erogate dall'impresa distributrice al venditore a titolo di indennizzo. A questo proposito sono già presenti, nella regolazione vigente, obblighi per il venditore di trasferire al cliente finale degli indennizzi ricevuti dal distributore³⁵.
- 24.4 L'Autorità ritiene quindi che, in caso di introduzione della separazione societaria tra venditore e distributore, debbano essere confermati – ed eventualmente rafforzati – gli obblighi esistenti in capo ai venditori nel settore gas. Tali obblighi potrebbero essere rafforzati, per quanto riguarda il trasferimento al cliente degli indennizzi dovuti dal distributore, prevedendo per esempio:
- a) in capo al distributore, l'obbligo di comunicare al venditore il mancato rispetto per cause imputabili al distributore stesso entro un tempo breve (per es. ogni mese) in modo che il venditore possa valutare se anticipare al cliente l'indennizzo e trattenere, in caso di ritardato pagamento da parte del distributore, la differenza;
 - b) in capo al venditore, l'aumento progressivo dell'indennizzo a favore del cliente in caso di mancato trasferimento dell'indennizzo entro un tempo dato per ragioni imputabili al venditore.

³⁵ Si veda il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, articolo 69, comma 4.

Spunti per la consultazione

Q.46 *Si ritiene che possa essere mutuata per il settore elettrico la soluzione adottata nel settore gas per quanto riguarda la tempestività del venditore di trasferimento all'impresa distributrice delle richieste dei clienti finali per prestazioni soggette a standard di qualità commerciale? Sono necessari adattamenti particolari in relazione alle specificità del settore elettrico, in particolare per quanto riguarda l'esistenza di sistemi di telegestione?*

Q.47 *Si ritiene utile rafforzare gli obblighi in capo ai venditori per il trasferimento ai clienti finali degli indennizzi per la qualità del servizio?*

25 Introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale

- 25.1 Il Testo integrato delle disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi gas) approvato con la deliberazione 29 settembre 2004, n. 168/04 ha introdotto una nuova metodologia per la verifica semplificata a campione dei dati di qualità comunicati dagli esercenti all'Autorità.
- 25.2 La finalità con la quale è stata introdotta tale metodologia è quella di consentire 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 per alcuni esercenti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità.
- 25.3 Nella deliberazione n. 209/06, l'Autorità ha indicato l'esigenza di estendere tale metodo anche al settore elettrico, tenendo conto delle eventuali specificità. Con la deliberazione 2 ottobre 2006, n. 213/06, l'Autorità ha inoltre previsto l'effettuazione di 4 verifiche ispettive sperimentali nel settore elettrico, condotte per verificare il rispetto della regolazione della qualità commerciale vigente, adottando il metodo di verifica dei dati di cui alla parte IV del Testo integrato della qualità del servizio gas. Come già avvenuto per il settore gas, in esito alle verifiche ispettive sperimentali non si applicano le penalità per le prestazioni eventualmente riscontrate come non validi o non conformi.
- 25.4 Inoltre, l'Autorità ha avviato inoltre una consultazione con il documento di consultazione del 24 ottobre 2006 (atto n. 29/06) con la quale sono state formulate proposte di integrazione e modifica della regolazione in materia di verifica dei dati di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas definita dalla Parte IV del Testo integrato della qualità dei servizi gas, che potrebbero poi essere estese anche al settore elettrico per quanto riguarda la qualità commerciale.³⁶
- 25.5 L'Autorità ritiene il tema dei controlli e la definizione di regole chiare in merito alle modalità di effettuazione delle verifiche stesse di notevole importanza. La

³⁶ In esito a tale consultazione, un provvedimento di modifica della procedura di verifica con vigenza per il solo settore gas è adottato con deliberazione 28 marzo 2007, n. 74/07; per il settore elettrico verrà adottato il metodo di verifica, così modificato, con il provvedimento che sarà emanato in esito al presente procedimento.

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.

25.6 Molte imprese, in entrambe i settori, hanno orientato o orienteranno i propri processi informativi verso una notevole riduzione dei supporti cartacei; l’Autorità intende assumere le proprie decisioni in tema di verificabilità delle registrazioni di qualità commerciale anche in considerazione dell’evoluzione e del progresso tecnologico ma anche con riferimento ad una maggiore tutela per i consumatori e pertanto le proposte di integrazione e modifica della regolazione in materia saranno sviluppate considerando le esigenze di tutti i soggetti.

25.7 Le verifiche ispettive sperimentali nel settore elettrico effettuate 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 commerciale eseguite con il metodo di verifica dei dati di cui alla parte IV del Testo integrato della qualità del servizio gas; pertanto verrà utilizzata per il settore elettrico la procedura di verifica dei dati indicata nel documento di consultazione del 24 ottobre 2006 con opportuni aggiornamenti anche a seguito delle osservazioni e contributi da parte delle imprese;
- b) vi è la necessità di uniformare la modalità di registrazione e documentazione per la prestazione con “appuntamento personalizzato” con le stesse modalità individuate per il settore gas e quindi, all’atto di esecuzione della prestazione o dell’effettuazione del sopralluogo, l’impresa deve far sottoscrivere al cliente o alla persona da lui incaricata un modulo, da lasciare in copia al cliente stesso o alla persona da lui incaricata nel quale sono riportate almeno le seguenti informazioni:
 - 1. codice identificativo cliente;
 - 2. data e fascia di puntualità concordata;
 - 3. luogo dell’appuntamento;
 - 4. data e ora di inizio della prestazione o del sopralluogo;
 - 5. quantificazione dell’eventuale indennizzo automatico.

Spunti per la consultazione

Q.48 *Quali altri aspetti sono rilevanti per introdurre nel settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già adottato nel settore gas?*

26 Iniziative di comunicazione per la conoscenza degli standard di qualità

26.1 L’Autorità, con provvedimenti che non rientrano nel presente procedimento, intende fissare a tutela dei consumatori i requisiti minimi a cui devono sottostare i venditori per esercitare l’attività di vendita nel mercato *retail*.

- 26.2 In tale prospettiva, la possibilità per i clienti di conoscere i livelli effettivi di qualità del servizio può costituire uno strumento importante per effettuare scelte informate in un mercato appena liberalizzato.
- 26.3 L’Autorità intende promuovere la pubblicazione comparativa dei livelli di qualità dei venditori, che alla luce delle proposte contenute in questo documento riguardano:
- a) il tempo medio di risposta ai reclami e alle richieste di rettifica di fatturazione;
 - b) il numero e la percentuale di reclami a cui viene data risposta entro un tempo fissato dallo standard generale di qualità per il 90% delle richieste;
 - c) il numero e la percentuale di reclami a cui viene data risposta entro il tempo massimo fissato dallo standard specifico (applicabile, in virtù dell’opzione #6.C, solo ai venditori che per due anni non hanno rispettato lo standard generale);
 - d) il numero e la percentuale di richieste di rettifica di fatturazione per importi già versati per i quali l’accredito della somma non dovuta avviene entro il tempo massimo fissato dallo standard specifico;
 - e) il numero e la percentuale di richieste di rettifica della fatturazione per importi già fatturati ma non ancora versati, a cui viene data risposta entro il tempo massimo fissato dal nuovo standard specifico;
 - f) i livelli degli indicatori di qualità del servizio telefonico (tempo medio di attesa, accessibilità al servizio e livello del servizio dei *call center* commerciali);
 - g) i punteggi di qualità del servizio telefonico.

Spunti per la consultazione

Q.49 *Quali altre iniziative si ritiene siano utili al fine di permettere ai clienti di conoscere i livelli di qualità degli operatori di vendita nel mercato liberalizzato?*

Appendice: piano di consultazione e sintesi delle opzioni

Piano di consultazione

| Attività | Periodo | Stato |
|---|---------------------|--------------|
| Avvio del procedimento (delibera n. 209/06) | settembre 2006 | ✓ |
| Avvio di un programma di verifiche ispettive sperimentali sulla qualità commerciale (delibera n. 213/06) | ottobre 2006 | ✓ |
| Emanazione del documento di consultazione in materia di verifica dei dati di qualità commerciale (atto n. 29/06) | ottobre 2006 | ✓ |
| Emanazione del documento di consultazione sulle interruzioni prolungate e estese (atto n. 2/07) | gennaio 2007 | ✓ |
| Avvio fase di ricognizione (lettere agli esercenti di distribuzione e trasmissione per incontri tematici) | gennaio 2007 | ✓ |
| Fase di ricognizione (incontri tematici) e raccolta dati e informazioni dai principali esercenti | febbraio-marzo 2007 | ✓ |
| Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al documento di consultazione sulle interruzioni prolungate e estese | 3 marzo 2007 | ✓ |
| Emanazione del documento di consultazione in materia di qualità dei servizi telefonici | 7 marzo 2007 | ✓ |
| Presentazione dei risultati dell'indagine sui livelli di potenza di corto circuito sulle reti MT (in collaborazione con CEI e AEIT) | 8 marzo 2007 | ✓ |
| Emanazione del primo documento di consultazione con opzioni alternative | 4 aprile 2007 | ✓ |
| Termine per la presentazione delle osservazioni scritte documento di consultazione in materia di qualità dei servizi telefonici | 20 aprile 2007 | |
| Seminario pubblico di presentazione del primo documento di consultazione con opzioni alternative | maggio 2007 | |
| Svolgimento di incontri tecnici con gli esercenti per la discussione e l'esame delle opzioni e delle proposte presentate | maggio 2007 | |
| Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al primo documento di consultazione con opzioni | 21 maggio 2007 | |
| Emanazione del provvedimento in materia di qualità dei servizi telefonici (in vigore dal 1° gennaio 2008) | Fine giugno 2007 | |
| Emanazione del provvedimento in materia di interruzioni prolungate e estese (in vigore dal 1° gennaio 2008) | Entro luglio 2007 | |
| Realizzazione dell'indagine demoscopica sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti | giugno-luglio 2007 | |
| Emanazione del secondo documento di consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo | luglio 2007 | |
| Termine per la presentazione delle osservazioni scritte al secondo documento di consultazione | ottobre 2007 | |
| Emanazione del provvedimento finale | novembre 2007 | |

Il piano sarà aggiornato in relazione allo sviluppo del procedimento e ne verrà data comunicazione ai soggetti interessati tramite il sito internet dell'Autorità.

Sintesi degli obiettivi specifici e delle opzioni presentate

I. Servizi di trasmissione e di distribuzione in alta tensione

| Obiettivo (capitolo) | Opzione o proposta | Valutazione qualitativa complessiva* |
|---|---|---|
| Riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti (cap. 5) | #1.0 (<i>opzione nulla</i>): mantenere il metodo dei livelli attesi di trasmissione definiti da Terna | Medio |
| | #1.A: introdurre una penalizzazione in relazione alla energia non servita totale annua in caso di superamento di una soglia massima | Medio-basso |
| | #1.B: introdurre un sistema di incentivi/penalità simmetrico in relazione alla energia non servita annua a fronte di un target determinato su dati storici | Medio-alto |
| Prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti (cap. 6) | #2.0 (<i>opzione nulla</i>): mantenere i criteri attuali di verifica della condizione di sicurezza N-1 | Medio |
| | #2.A: estendere il meccanismo di incentivi/penalità (vedi opzione #1.B) anche agli incidenti rilevanti con appositi tetti massimi al rischio economico per Terna | Medio-basso |
| | #2.B: valutare nuovi criteri aggiuntivi e condizionali per la verifica della sicurezza N-1 (e di conseguenza per il dispacciamento degli impianti di generazione) | <i>Da valutare</i> |
| | #2.B: modulazione del differenziale di remunerazione degli investimenti di sviluppo in relazione alla completezza delle realizzazioni rispetto al Piano di sviluppo approvato dal Ministero | Medio-alto |
| Allineamento della regolazione tra trasmissione e distribuzione AT (cap. 7) | - rimozione degli standard relativi ai clienti AT per il numero massimo annuo di interruzioni lunghe - applicazione della regolazione incentivante non solo alla trasmissione ma anche alla distribuzione AT | <i>N/A</i> |
| Semplificazione della registrazione delle disalimentazioni AT (cap. 8) | - conferma delle regole introdotte per l'attribuzione di responsabilità tra distribuzione e trasmissione - integrazione con regole relative a "guasti in sequenza" che incentivino entrambe le parti a una maggiore tempestività di intervento | <i>N/A</i> |
| Valorizzazione dei servizi di mitigazione offerti dai distributori (cap. 9) | - determinazione della differenza tra energia non servita lorda e netta degli effetti di rialimentazione degli utenti finali tramite controalimentazione MT - utilizzo di questo parametro per calcolare il valore del servizio di mitigazione reso da distributori MT/BT a Terna o ai distributori AT | <i>N/A</i> |

* si rinvia alle tabelle 3 e 4 nella Parte II per maggiori dettagli sulle opzioni;

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

II. Servizi di distribuzione in media e bassa tensione e di misura

| Obiettivo (capitolo) | Opzione o proposta | Valutazione qualitativa complessiva* | |
|--|---|--|------------|
| Rafforzare gli incentivi per il miglioramento dell'affidabilità delle reti (cap. 13) | Opzione #3.0 (<i>opzione nulla</i>) mantenere l'attuale regolazione per incentivi e penalità della durata di interruzione | Medio | |
| | Opzione #3.A: sostituire la regolazione della durata con una regolazione incentivante del numero di interruzioni lunghe | Medio-basso | |
| | Opzione #3.B: come opzione #3.A ma considerando anche le brevi | Medio | |
| | Opzione #3.C: introdurre la regolazione del numero di interruzioni (lunghe+brevi) ma mantenendo la regolazione della durata | Medio-alto | |
| Aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni (cap. 14) | MT estensione della regolazione del numero massimo di interruzioni anche alle brevi e a tutti i clienti MT; iniziative per il trasferimento in BT di clienti MT <100kW | N/A | |
| | BT | Opzione #4.0 (<i>opzione nulla</i>): non introdurre standard individuali per clienti BT nel III periodo di regolazione | Medio |
| | | Opzione #4.A: introdurre standard individuali dal 2010 progressivamente, iniziando dai clienti appartenenti agli ambiti territoriali con peggiori livelli di continuità del servizio | Medio-alto |
| | | Opzione #4.0: introdurre dal 2010 standard individuali per tutti i clienti BT | Medio |
| Semplificazione della registrazione delle interruzioni MT/BT (cap. 15) | - riclassificazione delle interruzioni attribuibili a terzi - trattamento delle interruzioni dovute a mancata alimentazione da parte dell'esercente interconnesso a monte - utilizzo di un metodo unico per la determinazione di interruzioni attribuibili a eventi eccezionali - utilizzo di un metodo unico per accorpamento di sequenze di interruzioni lunghe e brevi | N/A | |
| Promuovere gli investimenti per la robustezza della rete (cap. 16) | - promozione di investimenti in robustezza meccanica secondo i requisiti delle nuove norme tecniche - promozione di investimenti in aumento della potenza di corto circuito nei punti in cui è inadeguata - promozione di investimenti mirati per sperimentazioni di reti attive | N/A | |
| Iniziative per la qualità della tensione (cap. 17) | - continuazione del monitoraggio sulle reti MT e possibili sviluppi per il monitoraggio integrale delle microinterruzioni; - avvio di una fase sperimentale di verifiche in campo sulla qualità della tensione, che coinvolga i clienti sensibili - soluzioni personalizzate per clienti con esigenze specifiche - lancio di una campagna di monitoraggio a campione del valore efficace della tensione sulla rete BT. | N/A | |
| Rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale (cap. 18) | - interventi diversi per la revisione degli standard esistenti - interventi per assicurare celeri richieste di autorizzazioni - passaggio da standard generale a specifico per le verifiche della tensione e del gruppo di misura e preventivazione sulla rete MT? - interventi sulla struttura degli indennizzi (progressiva) | N/A | |
| Aumentare il livello di tutela dei clienti serviti da imprese di minori dimensioni (cap. 19) | estendendo ai piccoli esercenti anche gli standard per il numero massimo e la durata massima di interruzioni per clienti MT e BT e i principali standard di qualità commerciale | N/A | |

* si rinvia alle tabelle 3 e 4 nella Parte II per maggiori dettagli sulle opzioni;

N/A: proposte non sottoposte ad AIR

III. Servizio di vendita

| Obiettivo (capitolo) | Opzione o proposta | Valutazione qualitativa complessiva* |
|--|---|--|
| Migliorare la risposta ai reclami da parte dei venditori (cap. 23) | Opzione #5.0 (<i>opzione nulla</i>) mantenere la regolazione vigente rafforzando la pubblicazione comparativa | Medio-basso |
| | Opzione #5.A oltre a rafforzare la pubblicazione comparativa, introdurre penalizzazione per la quota di reclami a cui viene data risposta oltre la soglia fissata da uno standard generale, tenendo conto anche della soddisfazione dei clienti reclamanti per la risposta ricevuta | Medio-alto |
| | Opzione #5.B introdurre uno standard specifico per i reclami (da affiancare allo standard generale) | Medio |
| | Opzione #5.C introdurre uno standard specifico per i reclami solo per i venditori che per due anni non rispettano lo standard generale | Medio |
| Migliorare la qualità dei servizi telefonici | <i>Rinvio alle proposte contenute nel documento di consultazione del 7 marzo 2007 (atto n. 13/07)</i> | N/A |
| Efficacia della regolazione della qualità del servizio in regime di separazione tra venditori e distributori (cap. 24) | - introduzione di obblighi di tempestività dei venditori nel trasferire ai distributori le richieste di prestazione dei clienti per attività che richiedono l'intervento dei distributori - rafforzare gli obblighi esistenti in materia di trasferimento ai clienti finali degli indennizzi per mancato rispetto di standard relativi all'attività di distribuzione | N/A |
| Introdurre metodi di verifica dei dati di qualità commerciale (cap. 25) | - adozione del metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già introdotto nel settore gas, con alcune modifiche derivanti dall'esperienza maturata anche tramite le verifiche ispettive sperimentali | N/A |
| Iniziative di comunicazione per la conoscenza degli standard di qualità (cap. 26) | - pubblicazione comparativa della performance delle imprese di vendita in relazione agli standard di qualità commerciale e di qualità dei servizi telefonici | N/A |

* si rinvia alle tabelle 3 e 4 nella Parte II per maggiori dettagli sulle opzioni;

N/A: proposte non sottoposte ad AIR