

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE A. I. R.

**REGOLAZIONE DELLA QUALITA' DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE
PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2008-2011**

(deliberazione 29 dicembre 2007, n. 341/07)

INDICE

Premessa	3
1) Contesto normativo.....	5
1.1) Normativa generale e procedurale	5
1.2) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione	6
2) Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi dell'Autorità	9
2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio.....	9
2.2) Motivazioni tecniche ed economiche.....	10
2.3) Obiettivi dell'Autorità.....	11
3) I destinatari dell'intervento e il processo di consultazione	12
3.1) I destinatari dell'intervento	12
3.2) Il processo di consultazione	12
3.2.1 Ricognizione preliminare.....	13
3.2.2 Prima fase di consultazione con opzioni alternative per gli aspetti più rilevanti.....	13
3.2.3 Seconda fase di consultazione con proposte di dettaglio e quantitative	14
3.2.4 Terza fase di consultazione con schema di articolato	15
4) Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione.....	16
4.1) Obiettivo A): Ridurre le disalimentazioni della RTN che non costituiscono incidente rilevante	16
4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare...	16
4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione.....	18
4.1.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione..	19
4.2) Obiettivo B): prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti.....	19
4.2.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare...	19
4.2.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione.....	22
4.2.3 Valutazione finale delle opzioni e proposte del secondo documento di consultazione..	24
4.2.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione	27
4.2.5 Deliberazione n. 281/07 e proposte finali dell'ultimo documento di consultazione	28
5) Provvedimento finale	29
5.1) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia	30
5.1.1 Articolo 1 – Definizioni	30
5.1.2 Articolo 2 – Finalità e ambito di applicazione.....	30
5.1.3 Articolo 3 – Energia non fornita di riferimento	30
5.1.4 Articolo 4 – Numero di disalimentazioni per utente RTN.....	31
5.1.5 Articolo 5 – Quota di utenti RTN senza disalimentazioni	32
5.1.6 Articolo 6 – Dati di qualità del servizio di trasmissione.....	32
5.1.7 Articolo 7 – Livelli di partenza e livelli obiettivo.....	32
5.1.8 Articolo 8 – Incentivi e penalità per la qualità dei servizi di trasmissione	33
5.1.9 Articolo 9 – Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio.....	34

5.1.10 Articolo 10 – Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità.....	35
5.1.11 Articolo 11 – Compartecipazione di Terna ai rimborsi ai clienti connessi a reti di distribuzione MT e BT	36
5.2) Abrogazioni e ulteriori disposizioni.....	36
Appendici	38
Appendice 1. Soggetti intervenuti nelle tre fasi di consultazione	38
Appendice 2. Criteri utilizzati per la valutazione preliminare delle opzioni alternative di regolazione	39

PREMESSA

La presente Relazione di Analisi di impatto della regolazione illustra i contenuti della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 dicembre 2007, n. 341/07 "Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011".

La deliberazione n. 341/07 è uno dei provvedimenti emanati dall'Autorità nel quadro del procedimento avviato con delibera dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 -2011" (di seguito richiamato anche procedimento n. 209/06).

Il procedimento n. 209/06 in materia di regolazione della qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione 27 settembre 2006, n. 208/06. Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR) avviata con la deliberazione 28 settembre 2005 n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05).

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

- 1) il documento diffuso il 4 aprile 2007, concernente "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", atto n. 16/07 (di seguito: primo documento per la consultazione) conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni e elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- 2) il documento diffuso il 2 agosto 2007, concernente "Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", atto n. 36/07 (di seguito: secondo documento per la consultazione) conteneva le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute;
- 3) il documento per la consultazione 6 dicembre 2007 concernente "Schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011", Atto n. 53/07 (di seguito: ultimo documento per la consultazione¹).

¹ Nel corso del procedimento n. 209/06 è stato emanato un altro documento di consultazione (atto n. 46/07) recante lo schema di provvedimento del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica per il periodo 2008-2011. Dal momento che il documento di consultazione n. 46/07 non rileva ai fini del provvedimento oggetto della presente Relazione AIR, esso non viene preso in considerazione.

Ai fini della valutazione complessiva della regolazione della qualità del servizio di trasmissione, sono da prendere in considerazione anche altre deliberazioni dell'Autorità. In particolare, sono rilevanti ai fini del servizio di trasmissione:

- a) le disposizioni del Titolo VIII dell'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04), come successivamente modificato e integrato;
- b) la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito: deliberazione n. 172/07) e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione, recante la disciplina applicabile a tutela dei clienti interessati da interruzioni prolungate e estese; tale disciplina, emanata a seguito di uno specifico e complesso processo di consultazione², è confluita nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito deliberazione n. 333/07);
- c) la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07 (di seguito: deliberazione n. 281/07) recante regole di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e modifiche alla deliberazione n. 250/04.

La presente Relazione AIR non si riferisce all'altro provvedimento emanato in esito al procedimento n. 209/06, la sopra richiamata deliberazione n. 333/07, per la quale si rinvia a una separata Relazione AIR³.

² La deliberazione n. 172/07 è stata assunta a seguito di una serie di tre consultazioni, condotte anche prima dell'avvio del procedimento n. 209/06. Per maggiori dettagli si rinvia alla relazione tecnica di tale provvedimento disponibile sul sito internet dell'Autorità al seguente indirizzo (<http://www.autorita.energia.it/docs/07/172-07rt.pdf>).

³ La Relazione AIR della deliberazione n. 333/07 è disponibile sul sito internet dell'Autorità.

1) CONTESTO NORMATIVO

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

1.1) Normativa generale e procedurale

La legge 14 novembre 1995, n. 481/95, all'art. 2, comma 12, lettere *d*), *e*), *g*) e *h*), attribuisce all'Autorità, tra le varie funzioni, quella di emanare le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente. La legge attribuisce altresì all'Autorità il compito di determinare i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti dalla stessa. Questi sono i fondamenti normativi della regolazione della qualità del servizio, che trova nella legge anche i necessari collegamenti con la regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità ha autonomamente deciso di rivedere la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza quadriennale della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato di legge per "standard almeno triennali" di cui all'art.2, comma 19, lettera *a*), della medesima legge n. 481/95. Il provvedimento si inserisce coerentemente nel quadro normativo comunitario delineato per il settore elettrico dalla direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 (norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE).

Per quanto riguarda la regolamentazione dell'attività di trasmissione, in base al decreto legislativo n. 79/99 è stato definito il perimetro della rete di trasmissione nazionale ed è stata costituita la nuova società GRTN (Gestore della rete di trasmissione nazionale) che ha assunto la titolarità delle funzioni assegnatele secondo il modello "*ISO - Independent system operator*". A seguito della legge n. 290/03, l'assetto dell'attività di trasmissione è stato profondamente modificato; in particolare, a seguito del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, sono state unificate la proprietà e la gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione; attualmente, la società Terna opera come gestore e principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale, secondo il modello "*TSO - Transmission System Operator*". Oltre ad essere responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione sull'intero territorio e della gestione in sicurezza, dell'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia elettrica Terna è responsabile dell'attività di programmazione e sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e provvede alla manutenzione e allo sviluppo della stessa.

Prima di passare all'esame di maggior dettaglio della normativa specifica, si richiamano le principali norme di carattere procedurali applicabili. I procedimenti generali dell'Autorità sono disciplinati dalle norme di cui alla deliberazione dell'Autorità 20 maggio 1997, n. 61/07. In attuazione dell'articolo 12 della legge del 29 luglio 2003, n. 229, l'Autorità ha avviato con la propria deliberazione n. 203/05 una sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione. Come anticipato in premessa, il procedimento n. 209/06 è stato indicato dall'Autorità tra quelli inseriti nella sperimentazione AIR.

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

Riquadro 1 – quadro normativo generale e procedurale

Norme comunitarie

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

Norme statali

- legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), recante “*Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*”, ed in particolare l’articolo 2, comma 12, lettere d), e), g) e h);
- decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) recante “*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica*”;
- il decreto ministeriale 22 dicembre 2000 recante “*Approvazione della convenzione tipo di cui all’art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99*”;
- il decreto legge 23 agosto 2003, n. 239, recante “*Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*” convertito in legge con modificazioni con la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante “*Criteri, modalità e condizioni per l’unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione*”;
- decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante “*Misure urgenti per l’attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell’energia*”, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Norme procedurali

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

1.2) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione precedente al provvedimento oggetto della presente Relazione AIR è contenuta nella deliberazione n. 250/04 e nella deliberazione n. 172/07.

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 rete⁴, alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione. Tra queste regole rilevano in particolare, per la qualità del servizio di trasmissione:

- 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 minuti⁵) 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 rilevanti⁶;
- 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.

Con le deliberazioni 29 aprile 2005, n. 79/05 e 3 marzo 2006, n. 49/06 è stato positivamente verificato dall’Autorità il Codice di rete predisposto da Terna; tra gli allegati al Codice (di cui formano parte integrante) rileva in particolare il documento A.54, che definisce nel dettaglio le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale.

La deliberazione n. 172/07 prevede che anche l’impresa di trasmissione sia responsabile, in quota per la propria parte, delle disalimentazioni che occorrono sulla rete nazionale di trasmissione, 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 rispetto alla durata totale dell’interruzione subita dal cliente finale;
- b) attraverso il versamento di un contributo al *Fondo per eventi eccezionali*, in una misura che è stata definita in esito al procedimento n. 209/06.

La deliberazione n. 172/07 è confluita nel *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*” (di seguito: Testo integrato qualità per il periodo 2008-2011) approvato con deliberazione n. 333/07. Il Riquadro 2 compendia il quadro normativo relativo alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione vigente prima dell’emanazione del provvedimento oggetto della presente relazione AIR.

⁴ 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.

⁵ La soglia di identificazione degli incidenti rilevanti è stata modificata con la delibera n. 281/07 a seguito della consultazione effettuata con i primi due documenti di consultazione del procedimento n. 209/06; si veda il paragrafo 4.2.5 di questa Relazione AIR.

⁶ 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.

Riquadro 2 – quadro normativo relativo alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione

Qualità dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica

- deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04), e in particolare l'Allegato A alla medesima deliberazione recante “*Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004*”;
- deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06 recante “*Disposizioni in materia di verifica di conformità del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, nonché di concessione di deroghe all'applicazione del medesimo codice ai sensi dell'articolo 64 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2004, n. 250/04*”;
- deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 49/06, recante “*Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al DPCM 11 maggio 2004*” (di seguito: Codice di rete);
- deliberazione dell'Autorità 17 gennaio 2006, n. 6/06 recante “*Approvazione dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2006*”;
- deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2007, n. 37/07 recante “*Approvazione dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007*”;
- deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07, recante “*Direttiva per la tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese*” e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione;
- deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07 recante “*Obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e modifiche all'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04*”;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito: deliberazione n. 333/07) e, in particolare, l'Allegato A recante “*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*” (di seguito: Testo integrato per il periodo 2008-2011).

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

Questa sezione della Relazione AIR illustra gli obiettivi che l'Autorità, anche a seguito dell'attività di ricognizione inizialmente svolta, ha inteso perseguire e le motivazioni alla base dell'intervento, tenendo conto anche degli effetti della disciplina in vigore prima dell'emanazione della deliberazione n. 341/07.

2.1) Effetti della regolazione della qualità del servizio

In base all'articolo 33, comma 1 della deliberazione n. 250/04, Terna è tenuta a definire i livelli attesi di qualità del servizio per l'intero sistema, per singole aree e per singolo utente direttamente connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale, anche differenziandoli per livelli di tensione. Tali livelli attesi si riferiscono alle sole disalimentazioni attribuite ad altre cause con esclusione degli incidenti rilevanti. Si riferiscono pertanto solo alle "disalimentazioni ordinarie" attribuibili alla responsabilità dell'impresa di trasmissione. Finora, l'unico effetto della regolazione vigente della qualità del servizio di trasmissione può essere valutato in termini di rispetto dei livelli attesi.

I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione riguardano le disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (i cui siti sono direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità del gestore della rete di trasmissione. I parametri utilizzati per il 2006, definiti con la delibera 6/06 sono:

- il numero medio di disalimentazioni per utente: in media nazionale, è stabilita meno di una interruzione all'anno (lunga o breve) ogni quattro utenti connessi alla rete;
- l'energia non servita per disalimentazioni, al netto di incidenti rilevanti: 560 MWh/anno, equivalenti a 1 minuto in media di disalimentazione all'anno di tutto il sistema;
- il numero massimo e la durata massima di disalimentazione per ogni singolo cliente: fissato per il 2006 in 1 interruzione lunga e 3 interruzioni brevi per i clienti inseriti su rete magliata.

Sono escluse dai livelli attesi tutte le disalimentazioni con cause non riconducibili alla responsabilità degli esercenti e gli incidenti rilevanti. Nonostante questo regime di esclusioni, la pubblicazione, da parte di Terna, dei livelli attesi approvati dall'Autorità ha costituito un primo passo verso la massima trasparenza sulla qualità del servizio di trasmissione. Terna ha altresì pubblicato sul proprio sito internet il primo rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione, in cui dà conto della verifica dei livelli attesi e delle iniziative assunte e previste per il miglioramento⁷. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione definiti per l'anno 2007 sono stati definiti con la delibera n. 37/07.

Sono stati inoltre pubblicati, per la prima volta, i livelli di potenza di corto circuito di tutti i nodi della rete di alta tensione: si tratta di un parametro importante per valutare anche altri aspetti della qualità della tensione, congiuntamente ai sistemi di rilevazione dei disturbi di tensione che

⁷ Il rapporto relativo all'anno 2006 è disponibile sul sito internet di Terna www.terna.it all'indirizzo: www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/qualita_servizio_trasmissione/tabid/377/Default.aspx

Terna (insieme alle le imprese distributrici in alta tensione) ha realizzato per effetto delle delibere dell'Autorità n. 250/04 e n. 210/05.

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 in media e bassa tensione. 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 trasmissione. Tuttavia, un numero anche ridottissimo di incidenti rilevanti può aumentare sensibilmente il livello dell'energia non fornita (anche in considerazione del fatto che negli ultimi anni si sono verificati diversi incidenti rilevanti). Sotto questo punto di vista, la distinzione tra "incidenti rilevanti" e altre disalimentazioni, introdotta inizialmente con la deliberazione n. 250/04, è stata oggetto di revisione nel corso del procedimento n. 209/06.

2.2) Motivazioni tecniche ed economiche

In generale, l'esigenza tecnico-economica di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione 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.

L'introduzione di qualunque meccanismo deve scontare due questioni preliminari. In primo luogo, l'identificazione degli eventi a cui si riferisce. L'esclusione degli "incidenti rilevanti" dal meccanismo dei livelli attesi ha condotto a non portare l'attenzione sugli eventi più importanti. E' quindi necessario rivedere le modalità di identificazione degli incidenti rilevanti. La motivazione di questa revisione è da ricondurre alla difficoltà di classificare le disalimentazioni della RTN. La distinzione tra "grandi" disalimentazioni (denominate "incidenti rilevanti") e disalimentazioni "ordinarie" (che di norma possono essere controllate tramite il solo servizio di trasmissione) 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) non rende possibile una completa separazione della regolazione dei due aspetti, che sono piuttosto interconnessi soprattutto per gli incidenti rilevanti.

Un'altra questione preliminare è la definizione del perimetro di riferimento. Il confine tra RTN e reti di distribuzione in alta tensione (di seguito: 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). In tali condizioni, l'Autorità si proponeva 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 era ritenuto 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 (e di qualità del servizio).

Infine, l'Autorità ha tenuto 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, l'Autorità ha ritenuto 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.

2.3) Obiettivi dell'Autorità

Gli obiettivi generali del procedimento sono stati indicati nella deliberazione n. 209/06 di avvio del medesimo e sono stati ulteriormente specificati nella fase iniziale di ricognizione e nel primo documento per la consultazione, diffuso il 4 aprile 2007; in particolare, alla luce delle considerazioni sulle motivazioni tecniche ed economiche precedentemente descritte, l'obiettivo generale è stato declinato nei seguenti obiettivi specifici della regolazione della qualità per la trasmissione e la distribuzione in alta tensione:

- A) ridurre le disalimentazioni della Rete di trasmissione nazionale (con riferimento alle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti);
- B) prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti;
- C) allineare la regolazione della qualità del servizio tra trasmissione e distribuzione in alta tensione;
- D) valorizzare i servizi di mitigazione delle disalimentazioni di alta tensione offerti dai distributori in media e bassa tensione;

Alcuni di questi obiettivi hanno richiesto, come pre-condizione tecnica, una integrazione, e ove possibile, la semplificazione delle regole di registrazione delle disalimentazioni; per cui alla lista degli obiettivi specifici è stato aggiunto un ulteriore obiettivo:

- E) semplificare la registrazione delle disalimentazioni su RTN e reti D-AT⁸.

I primi due tra gli obiettivi specifici sopra indicati A) e B) sono stati esaminati presentando, nel primo documento di consultazione, opzioni alternative che perseguono il medesimo obiettivo specifico e sottoponendo tali opzioni a una prima valutazione qualitativa utilizzando i criteri indicati in appendice 2 (si veda in dettaglio la sezione 4 di questa Relazione AIR). Per gli altri obiettivi non sono state esaminate opzioni ma sono state formulate direttamente le proposte di regolazione.

⁸ Per questo quinto obiettivo, strettamente collegato alla registrazione delle interruzioni sulle reti di distribuzione, è stata approvata "a stralcio" la delibera n. 281/07 in tema di registrazione delle interruzioni per il servizio di distribuzione (poi confluita integralmente nel Testo integrato della qualità 2008-2011).

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

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

3.1) I destinatari dell'intervento

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

- a) l'impresa di trasmissione;
- b) le imprese di distribuzione di energia elettrica;

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

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

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

3.2) Il processo di consultazione

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

In particolare, il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in tre fasi di consultazione, corrispondenti all'emanazione di tre distinti documenti per la consultazione e

alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità; ogni fase ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni pervenute da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità.

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

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

3.2.1 Ricognizione preliminare

Nei primi mesi dell'anno 2007 è stata attivata una fase ricognitiva preliminare, che si è svolta attraverso incontri tematici con gli operatori e gli utenti dei servizi; sono stati tenuti incontri, anche congiunti con il procedimento tariffario n. 208/06, con:

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

La fase ricognitiva ha incluso anche l'acquisizione di dati sulla qualità del servizio di trasmissione, che Terna ha fornito alla Direzione consumatori e qualità del servizio.

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

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

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

Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, l'applicazione a questo procedimento ha una caratteristica peculiare, che lo rende notevolmente più complesso rispetto ad altre esperienze di applicazione: nel procedimento sulla qualità del servizio confluiscono diversi servizi elettrici (trasmissione, distribuzione, misura e vendita) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi. Applicare l'AIR a tutti gli aspetti considerati avrebbe reso probabilmente impossibile lo sviluppo di un documento maneggevole e sarebbe persino risultato

di ostacolo alla comprensione delle proposte, dal momento che le opzioni sui diversi aspetti considerati sono tra loro parzialmente interdipendenti. Per questi motivi l'Autorità aveva disposto, nella deliberazione di avvio del procedimento n. 209/06, che l'AIR venisse applicata "agli aspetti più rilevanti". L'Appendice 2 alla presente Relazione AIR contiene una sintesi dei criteri utilizzati per la valutazione delle opzioni alternative nell'ambito della metodologia AIR.

Alla fine del mese di luglio 2007 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni scritte pervenute in esito alla prima fase di consultazione⁹.

3.2.3 Seconda fase di consultazione con proposte di dettaglio e quantitative

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

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

- a) per minimizzare i cambiamenti dei sistemi di registrazione, con l'obiettivo di stabilizzare tali sistemi che hanno importanti ripercussioni sui sistemi informativi, e per tenere conto delle differenti informazioni disponibili agli operatori di distribuzione (che conoscono il numero di clienti disalimentati) rispetto all'operatore di trasmissione (che non conosce tale numero), la partizione del secondo documento è stata leggermente diversa da quella del primo: la prima parte del documento è stata dedicata alla trasmissione, e la seconda alla distribuzione inclusa la distribuzione in alta tensione (mentre nel primo documento la D-AT era stata trattata congiuntamente alla trasmissione nella prima parte);
- b) non è stato dato seguito nel secondo documento al tema della promozione degli investimenti, tema a cui era stato dedicato un certo spazio nel primo documento, esaminando alcune possibili aree in cui eventualmente attivare meccanismi specifici di promozione degli investimenti diversi dagli incentivi per il miglioramento della qualità del servizio. Dal momento che eventuali meccanismi specifici di promozione degli investimenti devono assicurare coerenza con gli aspetti tariffari, selettività e sistemi di controllo, lo sviluppo delle proposte relative a tali meccanismi è stato svolto nel documento di consultazione "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011", pubblicato contestualmente al secondo documento di consultazione sulla qualità del servizio.

⁹ Nessuno dei soggetti partecipanti alla prima fase di consultazione si è avvalso della clausola di riservatezza per richiedere di non dare luogo alla pubblicazione, in tutto o in parte, delle proprie osservazioni. La sintesi delle osservazioni pervenute è disponibile all'indirizzo internet: www.autorita.energia.it/docs/dc/07/070404_16oss.pdf.

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

3.2.4 Terza fase di consultazione con schema di articolato

Nel corso dei mesi di settembre, ottobre e novembre sono stati organizzati incontri di approfondimento su tematiche specifiche con l'impresa di trasmissione e i principali operatori. In data 30 novembre 2007 è stato diffuso il documento per la consultazione n. 46/07, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 17 dicembre 2007, ma non conteneva previsioni per quanto riguarda l'attività di trasmissione.

L'ultimo documento per la consultazione (Atto n. 53/07) è stato diffuso il 6 dicembre 2007 e presentava uno schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011. Rispetto a tale documento è stato possibile inviare osservazioni fino al 23 dicembre 2007. In questo periodo è stato anche tenuto un incontro tecnico tra la Direzione consumatori e qualità del servizio e Terna per chiarire alcuni aspetti dell'ultimo documento di consultazione.

4) OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

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

Tra gli obiettivi inizialmente fissati per il procedimento, l’esame di opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) è stato condotto per i primi due obiettivi (A. “ridurre le disalimentazioni della Rete di trasmissione nazionale”, con riferimento alle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti, e B. “prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti”), che sono i più importanti e che hanno impatto su un gran numero di clienti. Per gli altri obiettivi, pur non essendo stato effettuato formalmente il processo di analisi di opzioni alternative, le diverse fasi di consultazione hanno comunque permesso di affinare progressivamente le proposte iniziali, o addirittura di farle emergere dalla consultazione stessa (in caso di proposte avanzate dai soggetti regolati).

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

4.1) Obiettivo A): Ridurre le disalimentazioni della RTN che non costituiscono incidente rilevante

4.1.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

Nel primo documento per la consultazione sono state considerate 3 opzioni per introdurre stimoli alla riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti.:

- 0) *opzione A.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”;
- 1) *opzione A.1*: 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;

- 2) *opzione A.2*: introdurre un collegamento simmetrico tra i ricavi tariffari a copertura dei costi di trasmissione (o di distribuzione in alta tensione) e l'energia non servita¹⁰ 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 trasmissione. Il valore medio atteso poteva essere modulato negli anni, qualora emergesse la necessità di miglioramento nel tempo.

In via preliminare, le opzioni sopra presentate per l'obiettivo A sono state valutate alla luce dei criteri indicati in appendice 2. Per le considerazioni sulla valutazione preliminare si rimanda al primo documento di consultazione per maggiori dettagli. Si riporta di seguito la tabella sintesi della valutazione preliminare.

Tabella 1 – *Valutazione qualitativa delle opzioni relative all'obiettivo "A. ridurre le disalimentazioni che non costituiscono incidente rilevante" (estratto dal primo documento di consultazione)*

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione A.0	Opzione A.1	Opzione A.2
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

Dalla valutazione qualitativa preliminare, l'opzione preferibile appare essere la A.2. Nel primo documento di consultazione è stato specificato che alla luce delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e di approfondimenti e analisi condotte in momenti successivi dagli uffici dell'Autorità, anche qualora l'opzione preferita non fosse quella suggerita dalla valutazione preliminare, si sarebbero "dimensionati" gli schemi di regolazione corrispondenti alle opzioni, valutando almeno:

- a. il livello di riferimento (sulla base di dati storici ove disponibili);

¹⁰ Fin dall'inizio del procedimento, l'energia non servita (ENS) è apparsa, tra gli indicatori di qualità del servizio di trasmissione come l'indicatore più adatto alla responsabilizzazione dell'impresa di trasmissione a ridurre le disalimentazioni. Altri indicatori proposti sono stati il SAIDI, il SAIFI e il MAIFI; si veda il primo documento di consultazione per la descrizione di tali indicatori.

- b. l'eventuale trend di miglioramento richiesto;
- c. i tetti massimi e minimi di esposizione economica al rischio per l'impresa;
- d. il valore unitario di penalità o di incentivo/penalità per kWh non fornito, che dovrà essere allineato con gli incentivi relativi alla distribuzione.

4.1.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione

Praticamente tutti i soggetti partecipanti alla prima fase di consultazione hanno condiviso gli obiettivi indicati dall'Autorità. Terna, Federutility, Enel, Anie e altri soggetti sono stati concordi nel rilevare che non sussistono obiettivi specifici rilevanti per il servizio di trasmissione (e di distribuzione in AT) oltre quelli indicati dall'Autorità nel primo documento di consultazione.

Confindustria ha segnalato l'esigenza di non guardare solo all'energia non servita ma anche alla frequenza delle interruzioni senza preavviso e alla loro reiterazione.

Con riferimento alle opzioni considerate per l'obiettivo A, i soggetti partecipanti alla prima fase di consultazione hanno invece espresso posizioni piuttosto diverse.

Terna ha prospettato all'Autorità un'ipotesi di regolamentazione della qualità del servizio di trasmissione per il terzo periodo regolatorio, ulteriore rispetto a quelle prefigurate nel documento di consultazione; questa ipotesi, in quanto include anche alcuni eventi di incidente rilevante, viene descritta al successivo paragrafo 4.2.2 con riferimento all'obiettivo B.

Confartigianato, Confindustria, Anie, Acea, Edipower e Enel hanno espresso preferenza per l'opzione A.2 che prevede l'introduzione di un sistema di incentivi/penalità simmetrico in relazione all'energia non servita a fronte di un target determinato su dati storici. Edison invece ha indicato che l'opzione A.1 (che prevede una penalizzazione a carico dell'impresa di trasmissione e delle imprese di distribuzione in AT in caso di superamento, a livello complessivo annuo, di un valore predefinito di energia non servita) dovrebbe essere preferita alla A.2, ritenendo l'opzione A.1 più vicina alla logica in base alla quale il gestore del servizio abbia un obbligo ad operare entro standard di qualità predefiniti e debba essere penalizzato quando ciò non avviene. Peraltro in presenza di un meccanismo di premi e penalità (con un limite a queste ultime) non potrebbero essere esclusi aggravii tariffari per il cliente finale. Federutility e Acea hanno sottolineato la necessità di un congruo periodo di monitoraggio utile a definire un valore medio atteso di energia non servita quale obiettivo prefissato nonché un eventuale trend di miglioramento nel tempo. Infine, Aem Milano, con riferimento all'introduzione di stimoli alla riduzione delle disalimentazioni diverse dagli incidenti rilevanti, ritiene condivisibile la proposta secondo cui tutte le interruzioni, ad eccezione di quelle attribuibili a causa di forza maggiore, provenienti da una rete interconnessa a monte (inclusa la RTN) dovrebbero rientrare nel conteggio delle interruzioni utili ai fini del confronto con gli standard sul numero massimo annuo di interruzioni subite da utenti MT o BT. Tale soluzione comporta un indubbio vantaggio per il cliente. L'impresa a valle dovrebbe ribaltare 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.

Confindustria ha sottolineato l'esigenza che le valutazioni sulle metodologie di riduzione delle disalimentazioni che non costituiscono incidente rilevanti non si limitassero a considerare l'energia non servita e ha invitato a riaprire l'analisi valutando l'ipotesi di adottare in alternativa anche un indicatore relativo al numero medio di disalimentazioni, anche brevi, per utente di rete,

tenendo conto dell'anzidetto obiettivo complessivo della consultazione di voler "rafforzare i livelli di tutela dei clienti finali anche alle interruzioni di breve durata". Ha anche suggerito che obiettivi prefissati in corrispondenza di un valore medio atteso di numero medio di interruzioni brevi per utente delle rete dovrebbero essere determinati a livello di territorio (Regione-Macroregione).

Edipower, pur condivide le valutazioni espresse dall'Autorità concordando con la preferenza per i meccanismi di incentivazione simmetrici (opzione A.2), tuttavia ha indicato di ritenere opportuno associare ai meccanismi di premio/penalità anche un sistema di indennizzo automatico per gli utenti adeguati ai requisiti fissati dall'Autorità. Gli standard soggetti a indennizzi dovrebbero essere differenziati tra utenti passivi e attivi, utilizzando rispettivamente l'energia non fornita e quella non ritirata. Il meccanismo di indennizzo sarebbe viepiù necessario in considerazione dei maggiori costi conseguenti al riconoscimento in tariffa per effetto del meccanismo di incentivo/penalità.

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

Alla luce delle osservazioni raccolte nella prima fase di consultazione, ed in particolare delle osservazioni avanzate da Terna che ha avanzato una proposta in grado di combinare gli obiettivi A (ridurre le disalimentazioni della RTN) e B (di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti), nel secondo documento di consultazione l'Autorità ha sviluppato, partendo dall'ipotesi suggerita da Terna, una proposta di regolazione incentivante che integra i due obiettivi A e B. Questa proposta è presentata al successivo paragrafo 4.2.3.

4.2) Obiettivo B): prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti

4.2.1 Opzioni presentate nel primo documento di consultazione e valutazione preliminare

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 o in 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).

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. 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.

Per introdurre elementi di prevenzione degli incidenti rilevanti sono state identificate nel primo documento di consultazione 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 sviluppo della rete di trasmissione nazionale:

- 0) *opzione B.0*: mantenere i criteri attualmente utilizzati per la verifica delle condizioni di sicurezza con il criterio 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;
- 1) *opzione B.1*: estendere il meccanismo incentivante discusso nel capitolo precedente (si veda l'opzione A.2) 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;
- 2) *opzione B.2*: 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) . Per evitare che tali criteri aggiuntivi di dispacciamento possano comportare un onere eccessivo, essi dovrebbero essere applicati sotto due condizioni limitative:
 - i. solo nel caso in cui si configurano condizioni di assetto di rete di maggiore rischio (per esempio per indisponibilità di tratte di altissima tensione);
 - ii. limitatamente alle ore (e al perimetro) per cui si manifesta la condizione di maggiore rischio.

La piena attuazione dei criteri aggiuntivi dell'ipotesi B.2, 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 critico. 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.

- 3) opzione B.3: 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.

Alla luce delle premesse già enunciate sulla complessità e delicatezza di questo tema, è evidente che al momento della pubblicazione del primo documento per la consultazione le opzioni sopra presentate per l'obiettivo B potevano essere valutate solo in via preliminare. Per questo motivo, nel primo documento l'Autorità invitava i soggetti interessati a fornire elementi per i necessari approfondimenti, anche di natura quantitativa, allo scopo di meglio soppesare i costi e i benefici connessi alle diverse opzioni. La tabella 2 riporta la sintesi della valutazione preliminare effettuata nel primo documento di consultazione utilizzando criteri indicati in appendice 2; per maggiori dettagli sulle valutazioni espresse si rinvia al primo documento di consultazione.

Per quanto attiene il criterio di efficacia, ai fini della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti, l'opzione che appariva più efficace in via preventiva sembrava essere, al momento della pubblicazione del primo documento di consultazione, l'opzione B.2.

La complessità del tema della prevenzione e mitigazione degli incidenti rilevanti è tale che non ha permesso nella prima fase di consultazione di avanzare una valutazione qualitativa complessiva relativa a tutti i criteri esaminati, per esprimere quale opzione risultasse preferibile, considerando anche che le opzioni considerate non erano tra loro mutuamente esclusive.

Tabella 2 – Valutazione qualitativa delle opzioni relative all’obiettivo B “prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti” (estratto dal secondo documento di consultazione)

Criteri di valutazione qualitativa	Opzione B.0	Opzione B.1	Opzione B.2	Opzione B.3
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

L’Autorità ha anticipato inoltre che nel corso del procedimento intendeva inoltre approfondire le diverse dimensioni della performance della rete di trasmissione nazionale, allo scopo di verificare se non vi fossero dimensioni rilevanti, ulteriori rispetto all’energia non fornita, che fosse opportuno sottoporre a regolazione della qualità del servizio, eventualmente anche corresponsabilizzando gli utenti della rete. Ai fini della prevenzione degli incidenti rilevanti l’Autorità ha annesso 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.

4.2.2 Principali osservazioni ricevute a seguito del primo documento di consultazione

Tra le diverse proposte avanzate dall’Autorità, è da segnalare che ha raccolto una generale contrarietà l’opzione B.2 di introdurre elementi probabilistici nei criteri di dispacciamento, in modo da apprezzare condizioni di particolare rischio che si possono generare in occasione di indisponibilità di elementi importanti di rete, o di particolari condizioni meteo avverse, o di rischi di contingenze multiple attualmente non considerate dal Codice di rete. L’Autorità aveva indicato nel primo documento l’esigenza di raccogliere elementi quantitativi per la valutazione del rapporto costi benefici. Dagli elementi raccolti tramite la consultazione, risulta che in prima analisi tali soluzioni si potrebbero rivelare troppo onerose.

Secondo Edison, alla luce di una prima disamina delle opzioni proposta dall’Autorità con riferimento all’introduzione di elementi di prevenzione degli incidenti rilevanti, dovrebbe essere valutata con attenzione l’ipotesi di privilegiare l’opzione B.0, vale a dire il mantenimento delle condizioni attualmente utilizzate per la verifica delle condizioni N-1. Infatti, l’applicazione dell’opzione B.1 caratterizzata da un meccanismo incentivante di premi/penalità anche all’energia non servita negli incidenti rilevanti - incidenti che, tipicamente, si caratterizzano come eventi di portata rilevante con effetti su numerosi soggetti - correrebbe il rischio di rivelarsi o eccessivamente rischiosa per Terna (in assenza di tetti massimi alle penalità) o scarsamente significativa per il consumatore (in presenza di tetti alle penalità), qualora attraverso le penali si intendesse risarcire l’utente danneggiato. Viceversa, l’applicazione dell’opzione B.2 che prevede la valutazione di eventuali criteri aggiuntivi di verifica della sicurezza N -1 che tengano conto di alcune condizioni di perdita di un singolo elemento del sistema (ad esempio il “guasto sbarra”) rischia di rivelarsi eccessivamente macchinosa e di generare complessità nella gestione delle reti (anche in considerazione della rarità degli eventi considerati). L’opzione B.3, infine, che prevede

una modulazione della maggior remunerazione attualmente riconosciuta agli interventi di sviluppo in relazione al grado di efficacia degli stessi, rischia di comportare pericolose alterazioni ai piani di sviluppo di trasmettitori/distributori, che tenderanno a non inserire a Piano investimenti necessari, ma la cui realizzazione possa essere resa incerta da problematiche, ad esempio, di tipo autorizzativo.

Anche Confindustria ha espresso preferenza per l'opzione B.0, con l'argomento che, seppur mantiene i criteri attualmente utilizzati per le verifiche N-1, essa consente le azioni della delibera 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 per attivazione di sezioni critiche: l'opzione, infatti, graverà su quei clienti che – per aver scelto l'interrompibilità – avranno già valutato i minori danni e i maggiori benefici dell'interruzione, ancorché improvvisa, salvando spesso la generalità dell'utenza (che non ha né i benefici né le remunerazioni dei clienti interrompibili).

Nella prima fase di consultazione, Terna ha avanzato una proposta articolata e innovativa, basata sull'idea che – con alcune limitazioni e cautele – possa essere assunto lo stesso strumento di regolazione per entrambi gli obiettivi considerati; la proposta avanzata da Terna, ulteriore rispetto a quelle prefigurate nel documento di consultazione, combina l'opzione B.1 con l'opzione A.2,

La proposta di Terna è basata sull'adozione dei seguenti principi-base.

1. Fissare un target unico di energia non servita (ENS) che, al fine di valutare il livello di qualità del servizio di trasmissione, non faccia distinzione tra disalimentazioni ordinarie e incidenti rilevanti. La distinzione di cui alla delibera dell'Autorità n. 250/04 potrebbe permanere con riferimento all'obbligo per Tema di predisporre il rapporto di cui all'art. 35.2 della medesima delibera.
2. Considerare ai fini del calcolo dell'ENS le disalimentazioni dovute a tutte le cause previste dall'art. 30.1, lettera c) della delibera n. 250/04 con le precisazioni di seguito riportate:
 - Cause di insufficienza di risorse (1CD), proponendo di escludere dal calcolo della ENS le disalimentazioni relative a non adeguatezza a programma del sistema elettrico (intervento PESSE); attivazione BMI; intervento delle EAC per sottofrequenza generata dall'Estero;
 - Cause di forza maggiore (2FM), proponendo di considerare nel calcolo dell'ENS anche quelle cause, indipendenti dal controllo di Tema, dovute a condizioni meteorologiche eccezionali (quali ad esempio nevicate di particolare intensità o condizioni particolari di inquinamento salino, ecc.) fermo restando che deve essere comunque riconosciuta l'esclusione di responsabilità di Tema per cause aventi effettivamente carattere straordinario quali: calamità naturali (alluvioni, terremoti), atti terroristici, interventi della protezione civile, ecc
 - Cause esterne (3CE);
 - Altre cause (4AC);
3. Considerare per il computo dell'ENS l'effettivo valore di energia non servita con l'esclusione di alcuni eventi di particolare rilevanza caratterizzati da una ampia e diffusa portata (vedi ad es. Black out 2003). Tali estese disalimentazioni potrebbero rientrare nel calcolo dell'ENS con una soglia massima predeterminata un cd. "cap" oppure una formula

con pesi fortemente decrescente all'aumentare dell'ENS effettivamente verificatasi in modo da mitigare l'imprevedibilità dell'entità del fenomeno, tipica di tali incidenti estesi;

4. Utilizzare un criterio omogeneo tra calcolo del valore target di ENS e valore di consuntivo;
5. Adottare una curva asimmetrica, con una fascia di indifferenza rispetto al valore target, per l'implementazione del meccanismo di premi/penalità, in modo da tenere debitamente in conto il fatto che l'attuale livello di qualità del servizio di trasmissione offerto da Tema è già ritenuto dalla stessa Autorità piuttosto soddisfacente (al netto degli incidenti rilevanti).

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

L'Autorità ha ritenuto che la proposta avanzata da Terna presentasse motivi di interesse per diversi motivi: da una parte, il superamento della divisione rigida tra disalimentazioni "ordinarie" e incidenti rilevanti permette di focalizzare meglio l'obiettivo del meccanismo, che è quello di fornire stimoli a rafforzare la rete soprattutto nei punti in cui è essa presenta delle carenze strutturali (obiettivo che non sarebbe pienamente colto se gli incidenti rilevanti fossero esclusi); dall'altra parte, è da apprezzare la semplicità del meccanismo proposto, soprattutto per il fatto che i motivi di esclusione previsti sono limitati in numero, verificabili e piuttosto ragionevoli. Nel complesso, l'Autorità ha ritenuto che la proposta avanzata da Terna dovesse essere valutata con attenzione, e che poteva essere ulteriormente sviluppata ponendo cura soprattutto alla mitigazione del rischio connesso all'inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione.

Valutate le osservazioni pervenute, l'Autorità ha ritenuto che la classificazione delle cause delle disalimentazioni sulla RTN doveva essere rivista, prevedendo a titolo esaustivo che le seguenti disalimentazioni dovessero essere escluse dalla regolazioni incentivante della qualità del servizio di trasmissione:

- a) disalimentazioni per intervento di sistemi automatici di protezione in occasioni di perturbazioni in frequenza originate sulla rete interconnessa europea;
- b) disalimentazioni per applicazione del piano di emergenza PESSE per inadeguatezza del parco di generazione disponibile, solo se è stato fornito preavviso di allerta all'utenza il giorno prima ;
- c) disalimentazioni per catastrofi naturali (terremoti, alluvioni);
- d) disalimentazioni per attentati terroristici, attacchi intenzionali, furti;
- e) disalimentazioni per effetto di atti di autorità pubblica (es. apertura di linee per spegnimento incendi).

La proposta avanzata dall'Autorità nel secondo documento di consultazione escludeva inoltre eventi di carattere nazionale che avessero implicato una ENS superiore a 25.000 ÷ 35.000 MWh di energia non fornita. Sarebbero state pertanto incluse tutte le altre cause di disalimentazione, e tra queste in particolare (a titolo non esaustivo):

- a) disalimentazioni per cause esterne, sia attribuite a utenti della rete (per esempio per interventi intempestivi delle protezioni degli impianti di utenza) sia attribuite a terzi per danni;

- b) disalimentazioni per cause di forza maggiore (eventi meteorologici che superano i limiti di progetto degli impianti, per esempio per grandi neviccate, bufere di vento, etc.);
- c) disalimentazioni per intervento di sistemi automatici di protezione di alleggerimento, qualora la perturbazione abbia avuto origine nel territorio nazionale, e inclusi i casi di perdita dell'interconnessione con l'estero;
- d) disalimentazioni conseguenti a squilibri di potenza o a crisi di tensione a seguito di contingenza multipla non prevista dal criterio di sicurezza N-1 (come la perdita di una centrale a doppia sezione);
- e) disalimentazioni sulle reti MT per anomalie di esercizio sulla RTN (es. perdita di una fase).

In caso di incidenti rilevanti, è stato proposto che ai fini della regolazione della qualità del servizio di trasmissione l'energia non servita ENS calcolata in ciascun evento sia ridotta secondo una funzione convenzionale di "smussamento", per ENS compresa tra la soglia e 2.500÷3.500 MWh/evento, e di saturazione oltre tale valore. Per maggiori dettagli e per esemplificazioni sui possibili andamenti della funzione si rimanda al capitolo 4 e al grafico presentato nel paragrafo 4.11 del secondo documento di consultazione.

La proposta avanzata dall'Autorità nel secondo documento di consultazione prevedeva che il livello di partenza per fissare i target di ENS sarebbe fissato sulla base dei dati disponibili nel periodo 2001-2006, utilizzando una media mobile biennale; l'Autorità riteneva inoltre che tale valore di partenza avrebbe dovuto essere ridotto progressivamente nel periodo, in modo da costituire una spinta al miglioramento continuo, fissata nell'ordine del 3-5% all'anno e che tale miglioramento non avrebbe dovuto essere perseguito attraverso modifiche delle regole di sicurezza che possano avere effetto sui costi del dispacciamento.

Pur condividendo come detto l'obiettivo di mitigare il rischio connesso all'inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, l'Autorità non ha condiviso la proposta di Terna di uno schema di incentivi/penalità di tipo fortemente asimmetrico (a favore degli incentivi). In linea di principio, i tassi unitari di incentivo/penalità dovrebbero riflettere la *willingness to pay* dei clienti per miglioramenti della qualità del servizio. Sulla base di analisi effettuate dall'Autorità (*customer survey* condotta nel 2003), gli incentivi per le imprese di distribuzione sono stati modulati in modo opposto a quanto proposto da Terna. Considerato che si tratta di trasmissione, l'Autorità ha ritenuto che, la modulazione applicata per la distribuzione non dovesse trovare applicazione per i miglioramenti relativi all'energia non servita sulla RTN, e che possa essere applicabile un tasso di incentivo/penalità costante, che può essere assunto pari a 15 €/kWh non servito, valore medio tra quelli usati in distribuzione per miglioramenti sopra il livello obiettivo per l'utenza domestica e per quella non domestica.

Sempre con l'obiettivo di mitigare il rischio connesso all'inclusione degli incidenti rilevanti nel meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, l'Autorità ha ritenuto che invece di distorcere il tasso di incentivo/penalità in senso non conforme alle aspettative dei clienti, fosse più opportuno prevedere altri meccanismi:

- a) in primo luogo, l'utilizzo della media mobile biennale per la consuntivazione dell'energia non servita;
- b) in secondo luogo, stabilire una "franchigia" intorno al valore target; sulla base dell'esperienza maturata con la distribuzione, che potrebbe essere determinata ad un valore intorno al +/-5% del valore target;

c) in terzo luogo, un meccanismo che permetta all'impresa di trasmissione di ridurre eventuali penalità nei primi anni di applicazione del meccanismo a fronte di miglioramenti entro la fine del quadriennio di regolazione. Un meccanismo simile è quello utilizzato per la distribuzione dal II periodo di regolazione, che pospone nel tempo del periodo quote decrescenti di penalità computabili, e annulla tali quote a fronte di miglioramenti evidenti.

L'Autorità nel secondo documento per la consultazione ha inteso inoltre dare seguito alle osservazioni pervenute dalle associazioni dei consumatori industriali di perseguire anche per la trasmissione l'obiettivo di riduzione del numero di disalimentazioni occorse ai nodi di connessione della RTN. Con l'obiettivo di fornire stimoli a rafforzare la rete soprattutto nei punti in cui è essa presenta delle carenze strutturali, la regolazione del numero medio di disalimentazione avrebbe potuto essere basata su indicatori e obiettivi valutati non a livello nazionale ma a livello macroregionale, utilizzando le 8 aree territoriali dell'esercizio della RTN. Per ciascuna area sarà fissato un livello obiettivo dell'indicatore numero medio di disalimentazioni per nodo; tale livello sarebbe uguale per tutte le aree e dovrebbe essere raggiunto nell'arco di 12 anni secondo una funzione lineare tra il livello di partenza e il livello obiettivo. Sarebbero conteggiate tutte le disalimentazioni, indipendentemente dalla loro durata, al netto solo delle disalimentazioni escluse dalla regolazione secondo quanto precedentemente illustrato. Non sarebbe applicata alcuna funzione di "smussamento" convenzionale né di saturazione, come proposto per la ENS.

Sulla base dei dati primi disponibili, i livelli di partenza del numero medio di disalimentazioni per nodo RTN dell'area varierebbero tra 0,09 e 0,75 disalimentazioni per nodo all'anno (valori biennali per interruzioni lunghe e brevi). E' stato ritenuto che il livello obiettivo potrebbe essere compreso tra 0,10 e 0,15 per tutte le aree; per quanto riguarda i tassi di incentivo/penalità relativi al numero medio di disalimentazioni, in prima battuta è stato possibile ipotizzare tassi di incentivo/penalità tra 6 e 10 euro/disalimentazione/kW, da ridurre fortemente per le aree che hanno già raggiunto il livello obiettivo.

La proposta prevede inoltre l'introduzione di un tetto massimo agli incentivi e alle penalità che possono derivare dal meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, che è stato definito in prima battuta per gli incentivi dell'ordine del $+1\div 5,2\%$ dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e per le penalità del $-1\div 1,5\%$. Il tetto massimo sarebbe stato applicato alla somma algebrica di incentivi e penalità di entrambi gli schemi (ENS e numero medio di disalimentazioni).

L'Autorità infatti ha ritenuto opportuno che nella prima fase di applicazione del meccanismo di regolazione della qualità del servizio di trasmissione non siano in gioco importi eccessivamente elevati, né per gli incentivi né per le penalità, in modo da poter sperimentare e affinare il meccanismo nel successivo periodo regolatorio, nel quale potranno essere valutati livelli di rischio maggiori.

L'Autorità attraverso la seconda consultazione intendeva valutare, non solo l'ipotesi di struttura e di "dimensionamento" del meccanismo incentivante della qualità del servizio di trasmissione illustrato, ma anche i tempi per la sua decorrenza, ipotizzandone l'introduzione solo una volta concluse le analisi previste dall'istruttoria conoscitiva in merito alle anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e non correttamente attribuita agli utenti del dispacciamento (deliberazione 16 luglio 2007, n. 177/07), nonché una volta che siano stati messi a punto meccanismi procedurali incontrovertibili sulla misurazione dell'energia non servita.

4.2.4 Principali osservazioni ricevute a seguito del secondo documento di consultazione

Terna ha dichiarato nella seconda fase di consultazione di esprimere “una condivisione di fondo circa le proposte formulate dall’Autorità”. Il contributo di Terna mette in luce alcuni aspetti e propone alcuni accorgimenti “per evitare una eccessiva penalizzazione”.

Per quanto riguarda la soglia di incidente rilevante Terna ritiene che possa essere distinta dal “punto angoloso” della funzione di smussamento/saturazione necessaria per la regolazione della ENS. La soglia di incidente rilevante potrebbe essere innalzata, secondo Terna, a 500 MWh, e avrebbe la funzione di identificare le disalimentazioni per le quali viene inviato un rapporto all’Autorità (delibera n. 250/04), mentre il valore di 250 MWh sarebbe il punto oltre il quale la funzione di smussamento/saturazione avrebbe effetto. L’innalzamento progressivo della soglia di incidente rilevante va nella direzione di una sempre maggiore assunzione di responsabilità da parte di Terna.

Per quanto riguarda il perimetro di riferimento e le responsabilità delle disalimentazioni Terna sottolinea che l’operatore di trasmissione si fa carico anche della ENS relativa a disalimentazioni con origine sulle reti di distribuzione AT. Dal momento che ai fini della regolazione della ENS si include la ENS attribuita a disalimentazioni di nodi della RTN per cause esterne sia nel livello obiettivo che nel livello effettivo, si ritiene superfluo introdurre il regime particolare di attribuzione ripartita convenzionalmente della ENS (su base 50%-50%) per incidenti complessi (guasti in sequenza o su parti di rete temporaneamente smagliate), anche se tale regime è stato richiesto insistentemente dai distributori. Tuttavia, potrebbe rendersi necessario verificare alcune situazioni particolari (es. sovraccarico o smagliatura di rete D-AT per ordine di Terna) nelle quali Terna dovrebbe assumere una maggiore responsabilità.

Per quanto riguarda la simmetria del meccanismo di incentivi e penalità e franchigia, Terna ribadisce di non ritenere condivisibile l’applicazione di uno schema di incentivi/penalità simmetrico e propone uno schema asimmetrico in cui il valore unitario della ENS utilizzato sia pari a 10 €/kWh-non-fornito per le penalità e variabile tra 10 e 30-50 €/kWh-non-fornito per gli incentivi (crescente per livelli decrescenti di ENS) per il regime ridotto di esclusioni (elevato grado di rischio) e l’impossibilità pratica di conseguire una “ENS regolata” inferiore al 40-50% del valore obiettivo.

Terna propone inoltre un regime di franchigia significativamente diverso da quello utilizzato in distribuzione adottando una banda di franchigia pari a 1 sigma (deviazione standard) della serie storica dei valori utilizzati per calcolare il livello di partenza. Tale proposta è motivata con l’inclusione degli incidenti rilevanti che, seppure in misura attenuata dalla funzione di smussamento/saturazione, rendono la performance annua fortemente influenzata da eventi di grande dimensione e ridottissima numerosità.

Per quanto riguarda il tasso tendenziale di miglioramento e obiettivi di medio/lungo periodo, Terna ritiene eccessivo il valore proposto dall’Autorità (range: 3-5%) di miglioramento “tendenziale” annuo per la ENS e giudica troppo corto il periodo 12 anni (3 periodi regolatori) per raggiungere il valore obiettivo di 0,15 disalimentazioni/nodo su tutta la RTN. Propone, in alternativa:

- a) un valore costante dell’obiettivo annuo della ENS nel periodo;
- b) un arco di 4 periodi regolatori per raggiungere il valore obiettivo per il numero di disalimentazioni, con due regimi differenti nei primi 10 anni e nei successivi 6.

Per quanto riguarda il numero delle disalimentazioni Terna suggerisce in sostanza di utilizzare come valore obiettivo, unico per tutte le AOT (aree operative territoriali), di 0,18 disalimentazioni/nodo, ma di lasciare per il primo anno ancora un valore costante pari al livello di partenza in modo da permettere la realizzazione di investimenti con tempi lunghi.

Per quanto riguarda i tetti massimi a incentivi/penalità e decorrenza della regolazione, secondo Terna la regolazione può decorrere, come proposto, dal 2009, ma la serie storica di riferimento deve comprendere tutti i dati disponibili, dal 2000 al 2007. Il tetto massimo dovrebbe essere fissato al 1,5% per gli incentivi e al 1% per le penalità.

4.2.5 Deliberazione n. 281/07 e proposte finali dell'ultimo documento di consultazione

Con il provvedimento adottato a stralcio dall'Autorità in materia di registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (deliberazione 7 novembre 2007, n. 281/07; di seguito: deliberazione n. 281/07) è stata disposta la modifica della norma della deliberazione n. 250/04 sulla soglia di identificazione degli incidenti rilevanti, che è stata elevata a 250 MWh di energia non fornita, indipendentemente dalla durata dell'evento. Con lo stesso provvedimento, è stata introdotta l'attribuzione della responsabilità a Terna, in quanto gestore della RTN, per le disalimentazioni AT conseguenti a superamento della soglia di portata nominale delle linee o dei componenti. Con lo stesso provvedimento, è stata introdotta una nuova origine nella classificazione delle interruzioni, in modo da poter classificare separatamente le interruzioni conseguenti a disalimentazioni di reti interconnesse a monte e permettere il ribaltamento sull'impresa a monte della quota parte di indennizzo automatico dovuto ai clienti in misura proporzionale.

L'ultimo documento per la consultazione ha presentato uno schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011, con la finalità della promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione, attraverso adeguati interventi operativi e investimenti sulla RTN. Lo schema di provvedimento è ispirato a una logica di prima sperimentazione della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione e per quanto riguarda gli obiettivi di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti è basato sull'introduzione di un meccanismo di regolazione, basato sulla definizione di tre indicatori di qualità del servizio di trasmissione (Energia non servita di riferimento, Numero di disalimentazione per utente, Quota di utenti senza disalimentazioni, rilevati sia a livello dell'intera RTN sia a livello di singola Area operativa di Terna) e di un sistema di incentivi e penalità in relazione a livelli obiettivo fissati, per ciascun indicatore, tenendo conto dei livelli di qualità registrati negli ultimi anni e disponibili. Poiché non esistono differenze sostanziali tra lo schema presentato nell'ultimo documento di consultazione e il provvedimento finale, per maggiori dettagli si rinvia al successivo capitolo 5, nel quale vengono anche riportate le principali osservazioni ricevute a seguito del terzo documento di consultazione

5) PROVVEDIMENTO FINALE

Questa sezione della Relazione AIR descrive dettagliatamente, anche dal punto di vista tecnico, il provvedimento finale, incluse le soluzioni adottate anche non sottoposte ad Air. L'Autorità ha ricevuto osservazioni da diversi soggetti in relazione allo schema di provvedimento contenuto nell'ultimo documento per la consultazione; tali osservazioni esprimono una generale condivisione delle proposte dell'Autorità, salvo alcune richieste di modifica e precisazioni di cui si dà conto sui singoli aspetti del provvedimento nei paragrafi successivi.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerare di natura sperimentale. Per i successivi periodi regolatori l'Autorità cercherà di mantenere il più possibili stabili i meccanismi di incentivazione della qualità, adattandoli alla luce dei risultati di attuazione della regolazione del primo periodo sperimentale. L'Autorità intende vigilare sul fatto che i miglioramenti della qualità del servizio di trasmissione non siano ottenuti a discapito delle risorse necessarie per i servizi di dispacciamento. In merito alla regolazione del servizio di dispacciamento è stato diffuso un apposito documento di consultazione¹¹ separato pubblicato contestualmente quarto documento di consultazione.

Con riferimento agli obiettivi indicati nel paragrafo 2.3 di questa Relazione AIR, il provvedimento in esame è basato sui seguenti elementi principali:

- a) per quanto riguarda gli obiettivi A e B di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti: introdurre un meccanismo di regolazione incentivante, basato sulla definizione di tre indicatori di qualità del servizio di trasmissione (Energia non servita di riferimento, Numero di disalimentazione per utente, Quota di utenti senza disalimentazioni, rilevati sia a livello dell'intera RTN sia a livello di singola Area operativa di Terna) e di un sistema di incentivi e penalità in relazione a livelli obiettivo fissati, per ciascun indicatore, tenendo conto dei livelli di qualità registrati negli ultimi anni e disponibili;
- b) per quanto riguarda l'obiettivo C di allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione: estendere a Terna l'obbligo di contribuire, in quota parte proporzionale alle proprie responsabilità, alle penalità e indennizzi relativi agli standard individuali di continuità del servizio applicabili ai clienti alimentati in media e bassa tensione, in misura del tutto analoga all'estensione delle responsabilità delle imprese distributrici per le interruzioni, attribuibili a loro responsabilità, con origine sulle reti di distribuzione in alta tensione; inoltre, definire le modalità per il contributo di Terna al Fondo eventi eccezionali, come previsto dall'articolo 50, comma 50.3, del Testo integrato per il periodo 2008-2011;
- c) per quanto riguarda l'obiettivo D di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici: da una parte, introdurre una remunerazione di tali servizi, basata sulla rilevazione della differenza tra l'energia non fornita "lorda" (valutata come prodotto tra il valore della potenza interrotta e la durata della disalimentazione) e l'energia non fornita "netta" valutata come previsto dal Codice di rete, a parità di carico di riferimento durante la durata di disalimentazione; dall'altra parte, prevedere che tale remunerazione a favore delle imprese distributrici sia attenuata o annullata in caso di non adeguata risposta alle richieste di Terna di

¹¹ Documento di consultazione del 21 dicembre 2007 "Regolazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sulla base di criteri incentivanti", Atto n. 52/07.

esecuzione di manovre sugli impianti funzionali alla gestione della RTN, secondo modalità da definire;

- d) per quanto riguarda l'obiettivo E di semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni sono state confermate le disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/07, con cui sono state apportate alcune modifiche alle regole di registrazione attualmente in vigore ed aggiornamenti per tenere conto dell'evoluzione normativa (vd paragrafo 4.2.4):

Nei paragrafi successivi si illustrano con maggior dettaglio in riferimento ai singoli articoli del provvedimento finale i contenuti dello stesso.

5.1) Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia

5.1.1 Articolo 1 – Definizioni

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di continuità del servizio registrati da Terna in attuazione del Titolo VIII della deliberazione n. 250/04 e dei documenti emanati da Terna per effetto di tale deliberazione. Tra questi, per quanto attiene alle modalità di registrazione disalimentazioni e il calcolo degli indicatori di continuità trasmissione contenute rileva in particolare il Documento A.54 allegato al Codice di rete. Per questi motivi l'articolo 1 del provvedimento rinvia per le definizioni a quelle utilizzate nella deliberazione n. 250/04 e richiama il documento A.54, che dovrà essere come modificato e integrato da Terna per recepire le modifiche alla deliberazione n. 250/04 introdotte dalla deliberazione n. 281/07.

5.1.2 Articolo 2 – Finalità e ambito di applicazione

La finalità principale del provvedimento in esame è la promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti, evitando l'aggravio delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. L'ambito di applicazione è relativo, in termini temporali, al periodo di regolazione 2008-2011; come già detto, essendo la prima volta che viene introdotta una regolazione incentivante per la qualità del servizio di trasmissione, essa è da considerare di natura sperimentale per il periodo a cui si applica.

5.1.3 Articolo 3 – Energia non fornita di riferimento

La regolazione incentivante è basata su tre indicatori di qualità del servizio. Il primo indicatore utilizzato per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione è definito "*Energia non fornita di riferimento*" (di seguito: ENSR).

Questo indicatore ha la caratteristica di includere anche l'energia non fornita in occasione di eventi attribuibili a disalimentazioni originati al di fuori del perimetro RTN o per cause di forza maggiore, se questi eventi interessano, almeno parzialmente, la RTN. Nell'ultimo documento di consultazione era stato proposto di conteggiare nell'indicatore ENSR (sia ai fini della determinazione degli obiettivi sia ai fini della valutazioni dei miglioramenti) l'energia non fornita non solo ai clienti direttamente connessi alla RTN ma anche agli utenti non direttamente connessi. Rispetto alla proposta formulata nell'ultimo documento di consultazione, in

accoglimento di osservazioni formulate da Terna, nel provvedimento finale è stata esclusa dall'indicatore ENSR, in via provvisoria e limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011, l'energia non fornita agli utenti non direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale per le disalimentazioni aventi origine all'esterno del perimetro della Rete di trasmissione nazionale, in considerazione delle ridotte leve di miglioramento disponibili a Terna in relazione a impianti esterni al perimetro della Rete di trasmissione nazionale, per quanto ad essa funzionali, nonché della situazione venutasi a creare in relazione all'applicazione, dal 2007, dei limiti di portata nominale delle linee AT di proprietà delle imprese distributrici definiti dalla norma CEI 11-60, più stringenti rispetto ai criteri dettati dalla convenzione tipo di cui al DM 22 dicembre 2000, ciò potendo comportare la necessità di esercizio radiale di alcune linee di distribuzione primaria.

A differenza degli indicatori di energia non fornita utilizzati finora per definire livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore *ENSR* include anche una parte dell'energia non fornita relativa agli "incidenti rilevanti". Come proposto in consultazione, l'energia non fornita registrata in occasione di incidenti rilevanti contribuisce all'indicatore *ENSR* attraverso una funzione di limitazione con andamento meno che proporzionale. La funzione di limitazione inizia ad agire per entità di ENS superiore a 250 MWh; arriva a saturazione a 2.250 MWh, per un corrispondente valore di 750 MWh di ENSR (si veda la Tabella 1 del provvedimento); tale saturazione è applicata per gli eventi fino a 40.000 MWh, un valore più alto di quello inizialmente considerato in consultazione, oltre il quale l'evento è escluso.

Il regime di "esclusioni" definito dal comma 3.4 è molto limitato e le esclusioni sono definite in via tassativa. Sono quindi inclusi anche gravi incidenti, per esempio per effetto di contingenze multiple o di eventi meteorologici severi, anche in caso di superamento dei limiti di progetto degli impianti.

Per moderare ulteriormente la volatilità dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento*, per determinare il livello effettivo si utilizza la media triennale dei valori annuali, come proposto nell'ultimo documento per la consultazione per tenere conto di osservazioni contrarie alla prima proposta (nel secondo documento di consultazione) ove si proponeva di utilizzare la media biennale.

In esito all'ultima fase di consultazione, l'Autorità ha esaminato la proposta di basare la regolazione incentivante non sull'indicatore *Energia non fornita di riferimento* bensì sull'indicatore *Tempo medio di disalimentazione*, definito dal Codice di rete come il rapporto tra l'energia non fornita e la potenza media del sistema nel periodo; tuttavia ha ritenuto più opportuno mantenere come indicatore la *ENSR*, come proposto durante l'intero procedimento.

5.1.4 Articolo 4 – Numero di disalimentazioni per utente RTN

Il secondo indicatore utilizzato per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione è il *numero medio di disalimentazioni* (lunghe o brevi) per utente direttamente connesso alla Rete di trasmissione nazionale. Questo indicatore (*NDU*) presenta alcune differenze strutturali rispetto al precedente:

- a) è valutato sugli utenti di qualunque tipo (e non solo sugli utenti "passivi", come l'energia non fornita di riferimento);
- b) si riferisce solo alle disalimentazioni con origine nell'ambito del perimetro Rete di trasmissione nazionale (mentre l'energia non servita di riferimento è valutata anche rispetto a

disalimentazioni con origine esterna, purché abbiano coinvolto la Rete di trasmissione nazionale);

- c) è valutato a livello di singola Area operativa di Terna (AOT), invece che a livello dell'intera RTN come l'energia non servita, dal momento che attualmente si registrano forti differenze sotto il profilo della numerosità di disalimentazioni, in particolare tra le aree del Nord e quelle del Sud.

Il regime di "esclusioni" definito dal comma 3.4 per l'indicatore *ENSR* è valido anche ai fini dell'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN*; per quest'ultimo indicatore sono escluse anche le disalimentazioni con origine su impianti degli utenti della Rete di trasmissione nazionale.

5.1.5 Articolo 5 – Quota di utenti RTN senza disalimentazioni

Nell'ultimo documento di consultazione è stato proposto un terzo indicatore, non previsto nella seconda fase di consultazione: *la percentuale di utenti direttamente connessi alla RTN* che non hanno subito nemmeno una disalimentazione (sono esclusi solo gli stessi eventi che non concorrono alla determinazione dell'indicatore *Numero medio di disalimentazione per utente RTN*). L'indicatore *QSD* è ottenuto come rapporto tra il numero di utenti, di qualunque tipo e direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale che nel corso dell'anno non hanno subito alcuna disalimentazione e il numero complessivo di utenti, di qualunque tipo, direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale, valutato con riferimento a ogni singolo anno, per ogni singola AOT e per l'intera RTN. E' pertanto espresso come numero puro (tra 0 e 1).

5.1.6 Articolo 6 – Dati di qualità del servizio di trasmissione

Dalle osservazioni formulate nella seconda fase di consultazione, era emerso che per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* i dati storici attualmente disponibili non sono pienamente congruenti con il perimetro e le esclusioni definite nel provvedimento. Pertanto, Terna dovrà ricostruire almeno la serie storica dei valori di Energia non fornita di riferimento per il periodo 2001-2007, entro il 30 aprile 2008. Il 2007 concorrerà anche al valore effettivo da usare nel 2009 (triennio 2007-09) per verificare il raggiungimento degli obiettivi.

Entro il 30 aprile di ogni anno dal 2009 in avanti, Terna metterà a disposizione dell'Autorità i dati di qualità del servizio di trasmissione previsti dal Codice di rete e dal presente provvedimento. I dati comunicati all'Autorità potranno essere soggetti a controlli ed essere soggetti a pubblicazione.

5.1.7 Articolo 7 – Livelli di partenza e livelli obiettivo

L'articolo 7 del provvedimento definisce i livelli di partenza e i livelli obiettivo necessari alla regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 per gli indicatori individuati:

- a) per l'indicatore *ENSR* il livello di partenza è pari alla media aritmetica dei livelli medi triennali di tale indicatore disponibili nel periodo 2001-2007 (si tratta pertanto di cinque

valori: triennio 2001-2003; triennio 2002-2004; triennio 2003-2005; triennio 2004-2006 e triennio 2005-2007);

- b) per l'indicatore NDU, il livello di partenza è pari, per ogni Area operativa Terna (AOT) al valore medio biennale dell'indicatore nel biennio 2006-07;
- c) per l'indicatore QSD, il livello di partenza è pari, per ogni Area operativa Terna (AOT) al valore medio biennale dell'indicatore nel biennio 2006-07 (per l'indicatore QSD a livello dell'intera RTN si utilizza la media ponderata dei valori medi biennali usando come criterio di ponderazione il numero di utenti direttamente connessi al 31 dicembre di ogni anno).

Definiti i livelli di partenza, il comma 7.3 definisce i livelli obiettivo.

Per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* il livello obiettivo per gli anni 2008 e 2009 è pari al livello di partenza; per gli anni 2010 e 2011 è pari all'obiettivo dell'anno precedente ridotto del 2%. Nel determinare questi valori, che risultano meno sfidanti di quelli proposti nell'ultima fase di consultazione, l'Autorità ha tenuto conto della corretta osservazione di Terna secondo la quale mantenere costante la ENSR implica un miglioramento di affidabilità pari all'aumento annuo dell'energia, dato che diversamente dagli altri indicatori di continuità del servizio (e diversamente anche dall'altro indicatore esaminato in alternativa, il *Tempo medio di disalimentazione*), la ENSR è una misura estensiva.

Per quanto riguarda l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente* il miglioramento richiesto per ogni AOT è tale da pervenire, nell'arco di tre periodi di regolazione, a un valore omogeneo, pari a 0,18 disalimentazioni/utente; anche in questo caso nel provvedimento finale sono state accolte le osservazioni emerse nell'ultima fase di consultazione per consentire una graduale messa in esercizio degli interventi e investimenti necessari a ridurre il numero di disalimentazioni (il valore proposto nell'ultima fase di consultazione era di 0,15 disalimentazioni/utente).

In esito all'ultima fase di consultazione sono stati pertanto attenuati – rispetto a quanto proposto nell'ultimo documento per la consultazione – i profili di miglioramento attesi sia per l'indicatore *Energia non servita di riferimento* sia per limitando i valori indicati nello schema di provvedimento che risulterebbero eccessivamente sfidanti.

5.1.8 Articolo 8 – Incentivi e penalità per la qualità del servizi di trasmissione

L'articolo 8 del provvedimento stabilisce incentivi e penalità per necessari alla regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011.. Pur avendo valutato attentamente le ragioni addotte da Terna (tra queste, in particolare, l'elevato grado di rischio per il regime ridotto di esclusioni e la dichiarata impossibilità pratica di conseguire una ENSR inferiore al 40-50% del valore obiettivo), l'Autorità non ha ritenuto possibile accettare la proposta di Terna di rendere crescente il valore del parametro di incentivazione/penalizzazione al diminuire della ENSR; si tratterebbe di un allontanamento drastico dal principio per cui i parametri di incentivazione devono riflettere la *willingness to pay* (WTP) dei clienti per il miglioramento della qualità del servizio; i valori di WTP assumono valori marginali decrescente al miglioramento del valore assoluto dell'indicatore di continuità e pertanto non è possibile distorcere il sistema di parametri di incentivazione in senso contrario.

Per la regolazione della ENSR è stato determinato un valore costante del parametro di incentivo/penalità, pari a 15.000 euro/MWh-ENSR (valore medio tra quelli usati in distribuzione

per miglioramenti sopra il livello obiettivo per l'utenza domestica e per quella non domestica); come indicato anche nel secondo documento per la consultazione, questa struttura è un compromesso ragionevole tra la proposta di Terna e lo schema di principio della WTP, tenendo conto delle peculiarità della regolazione della ENSR.

Per la regolazione del *numero medio di disalimentazioni*, si applica lo schema di principio della WTP, per cui il parametro unitario di incentivo/penalità assume valori crescenti al peggiorare dell'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente* (si veda la Tabella 2 del provvedimento). In tal modo si favorisce un processo di miglioramento in cui le AOT con peggiori performance convergono verso quelle con livelli già attualmente adeguati. Lo schema di incentivi/penalità non è completamente simmetrico, in quanto gli incentivi potranno essere aumentati in ragione proporzionale al miglioramento dell'indicatore *Quota di utenti senza disalimentazioni* rispetto al livello di partenza (biennio 2006-07).

La prima applicazione degli incentivi e delle penalità verrà effettuata con riferimento ai valori degli indicatori raggiunti nell'anno 2010, in modo che anche per la ENSR sia disponibile un triennio tutto successivo all'entrata in vigore del provvedimento (comma 8.4; si tratta di una integrazione rispetto allo schema di provvedimento in esito alle osservazioni pervenute nell'ultima fase di consultazione). Nel caso che in esito ai controlli effettuati dall'Autorità risulti che i dati di qualità del servizio di trasmissione non sono stati registrati come previsto dalla normativa applicabile, gli incentivi potranno essere ridotti, fatto salvo l'avvio di procedimenti sanzionatori per i casi più gravi, nei quali gli incentivi saranno annullati.

5.1.9 Articolo 9 – Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio

L'articolo 9 del provvedimento stabilisce i meccanismi di franchigia e prevede strumenti per il contenimento del rischio derivanti dall'adozione dello schema di regolazione incentivante.

Per quanto riguarda la franchigia, la proposta di Terna di adottare una banda di franchigia pari a 1 sigma (deviazione standard) della serie storica dei valori utilizzati per calcolare il livello di partenza non è risultata accettabile. Tale proposta, motivata con l'inclusione degli incidenti rilevanti, seppure in misura attenuata dalla funzione di limitazione, condurrebbe, sulla base dei dati disponibili, a una banda di franchigia di circa +/-18%, cioè tre volte e mezza più ampia della franchigia utilizzata in distribuzione (+/-5%). E' noto che bande di franchigia così ampie possono vanificare l'effetto di meccanismi di incentivi e penalità. Alla luce della maggiore variabilità della ENS rispetto agli indicatori di continuità utilizzati in distribuzione, nel terzo documento di consultazione è stato ritenuto opportuno proporre una franchigia del +/-10% per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento*, e una franchigia del +/-5% per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente*. Qualora la differenza tra il livello effettivo di un indicatore e il livello obiettivo rientri nella suddetta fascia di franchigia, tale differenza si considera pari a zero.

Per quanto riguarda gli strumenti di contenimento del rischio è stato definito il tetto massimo di esposizione al rischio. E' stato ritenuto adeguato determinare un valore del tetto espresso in percentuale (2% per gli incentivi e 1,5% per le penalità) sui ricavi effettivi relativi al servizio di trasmissione. Queste percentuali sono state determinate in accoglimento delle richieste formulate in seguito alla consultazione, riducendo l'ampiezza dei tetti massimi per incentivi e penalità rispetto a quanto prospettato in consultazione, in relazione al carattere innovativo e sperimentale della regolazione.

Un ulteriore strumento per il contenimento delle penalità è previsto per l'anno 2010, qualora non risultino raggiunti i livelli obiettivo assegnati. In tale caso il pagamento di un terzo della penalità è differito in una rata da versare alla Cassa conguaglio del settore elettrico l'anno seguente. Qualora nell'anno seguente venga raggiunto il livello obiettivo assegnato per l'indicatore a cui è relativa la penalità, questa è ridotta in misura pari alla rata differita.

5.1.10 Articolo 10 – Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità

Nel primo documento di consultazione, l'Autorità ha proposto 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. E' stato proposto di valutare l'entità dei servizi di mitigazione sulla base della differenza tra ENS "lorda" (rilevata senza tenere conto delle controalimentazioni dalla MT dell'utenza disalimentata) e ENS "netta" (rilevata tenendo conto delle suddette controalimentazioni).

La proposta dell'Autorità ha suscitato apprezzamento sia da parte delle imprese distributrici sia da parte delle associazioni dei clienti. Terna invece non ha inizialmente condiviso la proposta, ritenendo che potesse dare luogo a possibili comportamenti speculativi e che i servizi di mitigazione trovino già implicita copertura nella regolazione della qualità del servizio di distribuzione.

Nelle successive consultazioni, l'obiettivo di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici è stato confermato dall'Autorità e via via precisato. Le imprese distributrici hanno ribadito l'opportunità di valorizzare i servizi di mitigazione, previo un confronto tecnico coordinato dall'Autorità e la definizione di regole precise. Effettivamente, è necessario rivedere e integrare le modalità di stima dell'energia non fornita, in modo da rendere possibile la stima dell'energia non fornita sia lorda che netta, ai fini dell'introduzione della valorizzazione dei servizi di mitigazione, anche includendo il riferimento a parametri relativi al numero di clienti progressivamente rialimentati. Questo lavoro tecnico sarà compiuto nel corso del 2008.

Valutate le osservazioni pervenute in consultazione da Terna e dalle imprese distributrici, l'Autorità ha confermato la proposta iniziale di valorizzare i servizi di mitigazione forniti dalle imprese distributrici, che permettono di ridurre l'energia non fornita in occasione di disalimentazioni AT tramite opportuni interventi sul lato MT. L'Autorità non ha ritenuto di poter aderire alla proposta di alcune imprese distributrici di elevare in maniera molto sensibile il parametro di valorizzazione dei servizi di mitigazione, che viene fissato a partire dal 2009, per il periodo di regolazione pari a 10.000 euro/MWh-ENSR, tenendo conto anche della distribuzione degli analoghi valori nella regolazione della continuità del servizio di distribuzione.

Sono stati inoltre previsti, al comma 10.3, dei casi in cui le imprese distributrici non possono beneficiare integralmente di questa regolazione; in particolare, nei casi di mancate manovre richieste da Terna per la risoluzione di guasti AT. Si tratta in particolare per la definizione di mancati adempimenti di ordini di apertura e chiusura di linee AT attraverso sistemi di telecontrollo, anche sottoponendo a registrazione (anche vocale, per le comunicazioni verbali telefoniche) le comunicazioni operative tra i Centri di ripartizione e telecontrollo impianti di Terna e i Centri operativi delle imprese distributrici. Anche per la specificazione di tali casi è previsto un lavoro tecnico tra Terna e le imprese distributrici, con la supervisione dell'Autorità, per definire di comune intesa le procedure per la determinazione dei livelli di servizio

nell'esecuzione di ordini di Terna di apertura e chiusura linee AT da parte delle imprese distributrici. Questo lavoro tecnico di comune intesa dovrà esser completata entro l'anno 2008 in modo da permettere l'avvio della valorizzazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici a partire dal 2009. Terna dovrà predisporre un allegato al Documento A.54 conforme a tale intesa e lo presenterà all'Autorità per l'approvazione. La regolazione di queste partite avverrà direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i servizi di mitigazione resi.

5.1.11 Articolo 11 – Compartecipazione di Terna ai rimborsi ai clienti connessi a reti di distribuzione MT e BT

E' stata confermata la proposta, peraltro già indicata anche nello schema di Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita, di porre in capo a Terna l'obbligo di contribuire ai rimborsi previsti per i clienti MT e BT in misura proporzionale alle disalimentazioni AT attribuibili alla responsabilità di Terna.

5.2) Abrogazioni e ulteriori disposizioni

Con la deliberazione n. 341/07, si è provveduto ad abrogare alcune disposizioni della deliberazione 250/04 in tema di livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione a seguito dell'introduzione delle disposizioni relative al presente provvedimento, ed in particolare sono abrogati i commi 33.1, 33.2, 33.3, 33.4, 33.6 e 33.7 dell'articolo 33. Per effetto di tali abrogazioni, non sarà mantenuto il sistema dei livelli attesi adottato provvisoriamente dopo l'emanazione della deliberazione n. 250/04 in assenza di una regolazione incentivante della qualità. Permane l'obbligo in capo a Terna di definire i livelli attesi di qualità della tensione sulla base delle misurazioni dei principali parametri di *voltage quality* e di darne conto attraverso pubblicazione sul proprio sito internet e verifica annuale nel rapporto sulla qualità del servizio di trasmissione.

Con la deliberazione n. 341/07, infine, è stata definita la modalità di contribuzione di Terna al Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 49 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 (Testo integrato della qualità dei servizi elettrici 2008-2011); a tale scopo è stato sostituito il comma 50.3 di detto Testo integrato, prevedendo che entro il 30 aprile di ogni anno, a decorrere dal 2009, Terna versi al Fondo un contributo pari al prodotto dell'energia non fornita relativa alla parte di disalimentazioni dell'anno precedente con durata in eccesso a 2 ore, per un'aliquota pari a 10.000 euro/MWh. Ai fini di tale conteggio:

- a) non sono conteggiate le disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne o a cause di insufficienza di risorse di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04;
- b) la durata della singola interruzione, ai fini della verifica del superamento della soglia di 2 ore, è valutata al netto di eventuali posticipi e sospensioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.

Infine, con la deliberazione n. 341/07, si è provveduto di dare mandato al Direttore della Direzione consumatori e qualità del servizio affinché provveda a dare attuazione alle disposizioni di cui al presente provvedimento, ed in particolare, alle necessarie implementazioni

del Documento A.54 allegato al Codice di rete, fatte salve le disposizioni già impartite con la deliberazione n. 281/07, attraverso un confronto tecnico tra Terna e imprese distributrici. Terna dovrà presentare all'Autorità, entro il 31 marzo 2008, la revisione del documento A.54 per l'approvazione secondo le procedure del Codice di rete.

APPENDICI

Appendice 1.

Soggetti intervenuti nelle tre fasi di consultazione

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

- Terna;
- Distributori e loro associazioni: Enel, Federutility, ACEA Roma, AEM Milano;
- Associazioni di utenti della rete: Confindustria e Assoelettrica;
- Associazioni tecniche: Anie;
- Altri soggetti: Edison, Edipower.

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

- Terna;
- Distributori e loro associazioni: Acea, Aem Milano, Deval, Enel, Federutility;
- Associazioni di utenti della rete: Assoelettrica, Confindustria;
- Istituzioni: Regione Sicilia;
- Associazioni tecniche: Anie.

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

- Terna;
- Distributori e loro associazioni: Enel, Federutility;
- Altri soggetti: Energia.

Appendice 2.

Criteri utilizzati per la valutazione preliminare delle opzioni alternative di regolazione

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

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

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

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

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

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

- 1) efficacia dell'intervento, ovvero la capacità dell'opzione stessa di raggiungere l'obiettivo specifico indicato e quindi di perseguire un beneficio più o meno esteso e più o meno intenso per i clienti finali;
- 2) economicità per gli esercenti, ovvero la minimizzazione dei costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi elettrici interessati per attuare le azioni

necessarie a ottemperare l'opzione di regolazione considerata (sommati, ove rilevanti, ai costi sostenuti dal sistema per lo stesso obiettivo; in tal caso si parla di economicità complessiva);

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

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

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