

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

RELAZIONE TECNICA

TESTI INTEGRATI

**DELLA REGOLAZIONE *OUTPUT BASED* DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE,
DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Periodo di regolazione 2016-2023

deliberazioni:

22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel

23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel

INDICE

Premessa	4
1) Contesto normativo.....	6
1.1) Distribuzione e misura	6
1.2) Trasmissione	8
2) Motivazioni alla base dell'intervento, ambiti di approfondimento e principali disposizioni.....	10
2.1) Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	10
2.2) Regolazione individuale per gli utenti MT	12
2.3) Qualità della tensione nelle reti BT	13
2.4) Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	14
2.5) Qualità del servizio di misura dell'energia elettrica	14
2.6) Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	15
2.7) Resilienza del sistema elettrico	16
2.8) <i>Smart distribution systems</i>	16
2.9) Altri output del servizio di trasmissione	19
3) Provvedimenti finali.....	21
Deliberazione 646/2015/R/eel e relativo Allegato A	21
3.1) Allegato A - Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione.....	21
3.1.1 Titolo 1 – Disposizioni generali.....	21
3.1.2 Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni	22
3.1.3 Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio.....	26
3.1.4 Titolo 4 – Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso	28
3.1.5 Titolo 5 – Regolazione individuale per utenti MT.....	31
3.1.6 Titolo 6 – Interruzioni con preavviso.....	32
3.1.7 Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese.....	33
3.1.8 Titolo 8 – Qualità della tensione	36
3.1.9 Titolo 9 – Contratti per la qualità.....	38
3.1.10 Titolo 10 – Resilienza del sistema elettrico	38
3.2) Allegato A - Parte II: Regolazione della qualità commerciale	39
3.2.1 Titolo 1 – Disposizioni generali.....	39
3.2.2 Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale.....	40
3.2.3 Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale	41
3.2.4 Titolo 4 – Indennizzi automatici	41
3.2.5 Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione.....	42
3.2.6 Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità	42
3.2.7 Titolo 7 – Connessioni e attivazioni massive.....	42
3.2.8 Titolo 8 – Performance del servizio di misura.....	43

3.3)	Allegato A - Parte III: Promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione.....	43
3.3.1	Titolo 1 – Disposizioni generali.....	43
3.3.2	Titolo 2 – Funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile.....	44
3.3.3	Titolo 3 – Evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane	48
3.3.4	Titolo 4 – Obblighi informativi e controlli	50
	Allegato A alla deliberazione 653/2015/R/eel	51
3.4)	Regolazione incentivante del servizio di trasmissione.....	51
3.4.1	Titolo 1 - Disposizioni generali	51
3.4.2	Titolo 2 - Regolazione premi penalità della qualità del servizio di trasmissione	52
3.4.3	Titolo 3 – Servizi resi dalle imprese distributrici.....	53
3.5)	Regolazione individuale degli utenti AT	54
3.5.1	Titolo 5 - Regolazione individuale per utenti AT	54

PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra i contenuti delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità):

- 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, e dell'Allegato A alla medesima “*Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*” (di seguito: TIQE 2016-2023);
- 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, e dell'Allegato A alla medesima “*Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*” (di seguito: TIQTRA 2016-2023).

Tale provvedimenti sono stati emanati dall'Autorità nel quadro del procedimento avviato con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel “*Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione per il periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016*” (di seguito: procedimento).

Nell'ambito del procedimento è stata inoltre pubblicata la deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel in materia di “*Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023*” e gli allegati A (TIT – *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica*), B (TIME - *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica*) e C (TIC – *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*).

La presente relazione tecnica illustra le novità introdotte in materia di qualità e regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Nell'ambito del procedimento sono stati pubblicati i seguenti documenti per la consultazione:

- 1) il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, con finalità di inquadramento generale, che ha esposto i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento;
- 2) il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 3) il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica;
- 4) il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- 5) il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;

- 6) il documento per la consultazione 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, relativo ai criteri per la definizione delle tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, dei vincoli ai ricavi ed ai meccanismi di perequazione;
- 7) il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel, che ha illustrato gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica;
- 8) il documento per la consultazione 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel, relativo ai criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo regolatorio – orientamenti finali.

Nel corso del procedimento sono stati organizzati numerosi incontri tematici con i soggetti interessati e una giornata di studio aperta al pubblico sulla promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi della distribuzione di energia elettrica.

Infine, con la determinazione 6/2016, il Direttore della Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità ha istituito il Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, ai sensi del punto 3, lettera c) della deliberazione 646/2015/R/eel.

1) CONTESTO NORMATIVO

Il provvedimento si inserisce coerentemente nel quadro normativo comunitario delineato per il settore elettrico dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. In particolare, a livello comunitario, la direttiva 2009/72/CE elenca fra gli obblighi delle autorità di regolazione quello di monitorare il rispetto delle norme relative alla sicurezza e all'affidabilità delle reti, rivederne le prestazioni passate e definire o approvare, eventualmente in cooperazione con altre autorità competenti, standard e obblighi in materia di qualità del servizio. La medesima direttiva 2009/72/CE prevede inoltre che le autorità di regolazione provvedano affinché ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione siano offerti incentivi appropriati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate.

A livello nazionale, 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.

I fondamenti normativi della regolazione della qualità del servizio trovano nella legge italiana anche i necessari collegamenti con la regolazione tariffaria. In particolare, l'Autorità rivede la regolazione della qualità del servizio in fase con la cadenza della regolazione tariffaria, rispettando in tal modo il dettato della medesima legge n. 481/95 per "*standard almeno triennali*" (all'art. 2, comma 19, lettera a).

1.1) Distribuzione e misura

La normativa vigente fino al 31 dicembre 2015 riguardante la regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica si sostanzialmente nella regolazione della qualità dei servizi, disciplinata dal "*Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*", approvato con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIQE 2012-2015).

- a) In materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, la regolazione vigente fino al 31 dicembre 2015 ha disciplinato:
 - i. regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni, caratterizzata da una incentivazione speciale per gli ambiti con durata delle interruzioni più elevata, con obiettivi di lungo termine fissati al 2015;
 - ii. regolazione premi-penalità del numero di interruzioni, con obiettivi di lungo termine fissati al 2019;
 - iii. regolazione di alcuni aspetti riguardanti le interruzioni con preavviso;

- iv. standard e indennizzi automatici sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per gli utenti alimentati in media tensione, erogabili in funzione dello stato di adeguatezza o non adeguatezza degli impianti di utenza;
 - v. pubblicazione comparativa delle interruzioni transitorie;
 - vi. standard e indennizzi automatici sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica per gli utenti alimentati in media e bassa tensione.
- b) In materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica sono stati in vigore:
- i. obblighi di monitoraggio della qualità della tensione, ed in particolare dei buchi di tensione, sulle reti in media tensione;
 - ii. modalità di utilizzo dei contatori elettronici ai fini della registrazione della qualità della tensione di alimentazione (oltre che della continuità del servizio) sulle reti di bassa tensione.
- c) Sempre in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica sono in vigore:
- i. la norma CEI EN 50160 “Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica”;
 - ii. la norma CEI EN 61000-4-30 e, con particolare riferimento alle curve di immunità ai buchi di tensione, le norme EN 61000-4-11 e EN 61000-4-34;
 - iii. le specifiche tecnico-funzionali delle apparecchiature di monitoraggio della qualità della tensione per le reti MT predisposte da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico – RSE S.p.A.) emanate in esito ai lavori del Tavolo di cui al punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elt 198/11.
- d) In materia di tensione di alimentazione sono in vigore:
- i. la norma CEI 8-6 “Tensioni nominali dei sistemi elettrici di distribuzione pubblica a bassa tensione”;
 - ii. il decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che ha abrogato le disposizioni della legge 105/49 in materia di tensioni normali delle reti BT e inteso quale normativa tecnica di riferimento per i livelli nominali di tensione dei sistemi elettrici di distribuzione in bassa tensione la norma CEI 8-6.
- e) In materia di adeguatezza degli impianti di utenza MT sono in vigore:
- i. l'Allegato B alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 33/08;
 - ii. la norma CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica” (allegato A alla deliberazione ARG/elt 33/08);
 - iii. la norma CEI 0-15 “Manutenzione di cabine elettriche MT/BT del cliente finale”.
- f) In materia di effettuazione dei lavori sotto tensione è in vigore l'articolo 4 del decreto del Ministro del lavoro e delle politiche sociali 4 febbraio 2011.

- g) In materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica è stato in vigore un sistema di standard generali e specifici di qualità e di indennizzi automatici per le prestazioni di natura commerciale richieste dagli utenti.

Sulla tematica dell'evoluzione delle reti di distribuzione, in relazione soprattutto al diffondersi della generazione distribuita, la normativa introdotta dall'Autorità fino al 31 dicembre 2015 da un lato ha mirato a sostenere progetti dimostrativi di modalità innovative di gestione delle reti in media tensione, e dall'altro è intervenuta per garantire la sicurezza e per regolare alcuni aspetti specifici connessi allo sviluppo della generazione distribuita.

In particolare, la principale leva regolatoria per lo sviluppo infrastrutturale delle *smart grid* è stata l'introduzione di una maggiorazione della remunerazione del capitale investito (+2% per 12 anni rispetto al livello base di remunerazione del capitale) per gli investimenti relativi a specifici progetti pilota selezionati dall'Autorità e utili a testare le funzionalità innovative degli *smart distribution system* (di seguito: progetti pilota *smart grid*; per maggiori dettagli, si vedano in particolare le deliberazioni ARG/elt 39/10, ARG/elt 12/11 e 183/2015/R/eel, nonché le relazioni finali dei progetti, pubblicate sul sito internet dell'Autorità).

Altri interventi regolatori si sono resi necessari per rendere sicuro il sistema elettrico a fronte della elevata penetrazione delle unità di generazione alimentate a fonti rinnovabili non programmabili e connesse alle reti di distribuzione; in particolare, con la deliberazione 84/2012/R/eel e le integrazioni al Testo integrato delle connessioni attive (TICA) sono state migliorate le regole tecniche di connessione per gli utenti attivi (CEI 0-21 e CEI 0-16, in particolare l'Allegato M) e l'Allegato A.70 del Codice di rete di Terna (funzioni di sblocco voltmetrico).

È da richiamare infine il contributo tecnico dell'Autorità all'indagine conoscitiva dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni sui servizi di comunicazione *machine-to-machine* (M2M) con la Memoria 25 settembre 2014, 457/2014/I/com. In questo contributo si evidenziano le caratteristiche e necessità peculiari delle *smart grid*, che si configurano sostanzialmente come una delle applicazioni verticali dei servizi M2M.

1.2) Trasmissione

La normativa vigente fino al 31 dicembre 2015 riguardante la regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica si sostanziava principalmente nella regolazione della qualità, disciplinata dal provvedimento “Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015”, approvato con la deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 197/11 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIQTRA 2012-2015). Sono stati inoltre in vigore:

- a) obblighi di registrazione e classificazione delle interruzioni del servizio, anche secondo quanto disposto dalla deliberazione n. 250/04 e dall'Allegato A.54 al Codice di rete;
- b) regolazione incentivante la riduzione della energia non fornita di riferimento con obiettivi separati tra rete di trasmissione nazionale (RTN) Storica e RTN Telat;

- c) disciplina dei servizi di mitigazione¹ resi dalle imprese distributrici, anche secondo quanto disposto dall'Allegato A.66 al Codice di rete “procedura per la determinazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici”;
- d) primi elementi di regolazione individuale per gli utenti AT;
- e) monitoraggio della indisponibilità degli elementi costituenti la RTN, in vigore dal 1° gennaio 2014.

Infine, oltre alle disposizioni della regolazione della qualità, la focalizzazione sugli *output* del servizio di trasmissione viene assicurata dalle disposizioni del Codice di rete, incluso in particolare il processo di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Capitolo 2 del Codice).

¹ Mitigazione è il servizio reso da una impresa distributtrice per far fronte alla mancanza di alimentazione da parte della rete in alta o altissima tensione, svolto attraverso controalimentazioni da reti MT o con l'inserzione di gruppi di generazione mobili.

2) MOTIVAZIONI ALLA BASE DELL'INTERVENTO, AMBITI DI APPROFONDIMENTO E

PRINCIPALI DISPOSIZIONI

Nel presente capitolo vengono illustrate le motivazioni dell'intervento dell'Autorità, volto a perseguire gli obiettivi del quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018, ed in particolare l'obiettivo *OS6 - Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali*. In particolare, l'Autorità ha previsto che la regolazione debba evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (ad esempio, benefici in termini di *social economic welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica *output-based*.

In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l'evoluzione della regolazione deve portare al rafforzamento e all'estensione della regolazione della qualità del servizio e accompagnare il processo di innovazione in modo da favorire concretamente l'integrazione delle unità di generazione alimentate da fonti rinnovabili connesse alle reti di distribuzione.

In relazione alle infrastrutture di trasmissione, l'evoluzione della regolazione deve rendere più efficaci le procedure di definizione e successivo monitoraggio dei piani di investimento e della loro efficiente realizzazione, e definire metodologie di analisi costi/benefici in linea con quelle a livello europeo.

Nel presente capitolo vengono inoltre illustrati gli ambiti di approfondimento tecnico, sviluppati:

- a. in coerenza con gli orientamenti formulati dall'Autorità, nell'ambito del procedimento, in materia di criteri per la determinazione del costo riconosciuto e per la definizione delle tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- b. tenendo conto della regolazione vigente della qualità e dei suoi effetti, nonché dei risultati della sperimentazione sulle *smart grid* condotta a partire dal 2011;
- c. a seguito dell'esame delle informazioni fornite dai soggetti interessati, nell'ambito del procedimento, in materia di qualità dei servizi elettrici e di promozione selettiva degli investimenti;
- d. sulla base degli esiti dei lavori del tavolo di lavoro sul monitoraggio della qualità della tensione istituito ai sensi del punto 4, lettera b) della deliberazione ARG/elt 198/11.

Vengono infine presentate le principali novità introdotte con i due Testi integrati della regolazione *output-based*.

2.1) Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nonostante la regolazione premi-penalità sembri aver dispiegato la propria efficacia sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni, sono emersi alcuni rilevanti elementi e problematiche su cui è stato necessario concentrare l'attenzione:

- a) con riferimento alla durata delle interruzioni, la conclusione del periodo di lungo termine di 12 anni (2004-2015), istituito all'inizio del periodo di regolazione 2004-07 (deliberazione n. 4/04), destinato al raggiungimento dei livelli obiettivo da parte di tutti gli ambiti territoriali;

- b) l'entità della quota di interruzioni esclusa dalla regolazione premi-penalità (in particolare quelle attribuite a forza maggiore), che non evidenzia *trend* di miglioramento, sia in relazione alla durata che al numero di interruzioni;
- c) il significativo aumento delle interruzioni con preavviso nel quadriennio 2010-13, in particolare nel Sud Italia, in relazione sia alla durata che al numero di interruzioni;
- d) la riduzione del divario tra Nord e Sud del Paese solamente in relazione alla durata e al numero di interruzioni soggette a regolazione incentivante; il divario tra Nord e Sud del Paese rimane problematico per quanto riguarda la durata e il numero complessivi delle interruzioni senza preavviso e delle interruzioni con preavviso.

Per quanto riguarda la regolazione della durata delle interruzioni, anche alla luce dei dati disponibili, si sono confermate le esigenze di prosecuzione della regolazione. L'Autorità ha focalizzato la regolazione sul mantenimento della durata delle interruzioni al di sotto dei livelli obiettivo², con penalità nel caso in cui il livello effettivo sia peggiore del livello obiettivo e premi nel caso in cui il livello effettivo sia migliore del livello obiettivo.

La conferma del meccanismo incentivante del numero di interruzioni è apparsa necessaria per assicurare continuità ai segnali a medio-lungo termine che sono stati forniti alle imprese distributrici con i TIQE 2008-11 e 2012-15 per il raggiungimento dei livelli obiettivo entro il termine del quinto periodo di regolazione. L'Autorità ha inoltre valutato positivamente la sovrapposizione, a tale regolazione, di una incentivazione speciale analoga a quella introdotta nel 2011 per la durata delle interruzioni, finalizzata ad incentivare il raggiungimento del livello obiettivo entro il 2023 da parte degli ambiti territoriali con numero eccessivo di interruzioni per utente. Considerata la durata di otto anni del nuovo periodo, l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviare la definizione di tale regolazione al termine del primo quadriennio del nuovo periodo.

Sempre in materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni, l'Autorità ha valutato la partecipazione obbligatoria per le imprese distributrici di minore dimensione, fissando la soglia dimensionale ad almeno 15.000 utenti BT al 31 dicembre 2014, e a condizione che l'impresa distributtrice sia proprietaria di almeno una cabina AT/MT³. Per le imprese con meno di 15.000 utenti BT al 31 dicembre 2014 o che non siano proprietarie di una cabina AT/MT, la partecipazione alla regolazione premi penalità della durata e del numero interruzioni è stata resa facoltativa, anche in forma aggregata.

Con riferimento alla durata e al numero di interruzioni attualmente escluse dalla regolazione premi-penalità, l'Autorità ha approfondito gli aspetti tecnici e i riflessi in termini di rischiosità sistematica cui sarebbero sottoposte le imprese distributrici. In particolare è apparso evidente che:

- a) per quanto riguarda le interruzioni attribuite a forza maggiore, gli stimoli forniti alle imprese distributrici con il TIQE 2012-15 per le regolazioni premi-penalità non hanno contribuito ad un irrobustimento delle reti o ad una più efficace organizzazione delle imprese in occasione di eventi meteorologici severi e/o di vasta dimensione;

² In tale sistema il livello obiettivo rappresenterebbe il livello tendenziale che deve essere rispettato per ogni anno del periodo di regolazione.

³ La regolazione 2012-2015 prevedeva la partecipazione facoltativa alla regolazione premi-penalità per le imprese con numero di utenti BT fino a 25.000, anche in forma aggregata.

- b) per quanto riguarda le interruzioni con preavviso, l'emanazione del decreto 4 febbraio 2011 da parte del Ministero del lavoro e delle politiche sociali, che all'articolo 4 disciplina i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per l'esecuzione dei lavori sotto tensione per tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata, non ha comportato effetti di riduzione delle interruzioni con preavviso, che risultano anzi in aumento sia per durata che per numero.

L'Autorità ha ritenuto pertanto che per le suddette interruzioni fosse opportuno approfondire lo sviluppo di nuovi meccanismi regolatori mirati a ridurre la durata e/o il numero, eventualmente introdotti a valle di un periodo di sperimentazione, considerati (i) la difficile controllabilità da parte delle imprese distributrici dei fenomeni meteorologici che causano le interruzioni attualmente attribuite a forza maggiore e (ii) il fatto che le interruzioni con preavviso sono funzionali alla manutenzione, allo sviluppo ed esercizio ottimali delle reti di media e bassa tensione.

In particolare l'Autorità ritiene che, per le interruzioni attribuibili a forza maggiore, che spesso, a causa di eventi meteorologici severi ed estesi, hanno gravi conseguenze sia sulla rete di trasmissione che sulla rete di distribuzione, possano essere approfondite forme di regolazione nell'ambito del Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio istituito ai sensi del punto 3, lettera c) della deliberazione 646/2015/R/eel. Allo scopo, ai punti da 6.11 a 6.19 del documento per la consultazione 415/2015/R/eel, sono state presentate prime simulazioni sulla base dei dati disponibili in Autorità.

Per le interruzioni con preavviso, considerata l'impossibilità di utilizzare un indicatore che possa neutralizzare gli effetti dei mancati investimenti in manutenzione della rete in media e bassa tensione, è stata posta l'attenzione sull'indicatore di durata delle interruzioni con preavviso di responsabilità dell'impresa distributtrice, con origine sulle reti MT e BT. Per tale regolazione sono state effettuate delle simulazioni al capitolo 7 del documento per la consultazione 415/2015/R/eel. La regolazione, di natura sperimentale, solo premiante, per il triennio 2017-19, verrà introdotta con uno specifico provvedimento entro il 30 giugno 2016.

Per quanto riguarda le interruzioni attribuite a cause esterne (principalmente dovute a danni di terzi) l'Autorità ha confermato il previgente regime che consente alle imprese distributrici di optare per l'inclusione nella regolazione premi-penalità di tali interruzioni all'inizio di ogni periodo di regolazione, beneficiando così di alcuni vantaggi economici.

2.2) Regolazione individuale per gli utenti MT

In materia di regolazione individuale degli utenti MT l'Autorità ha:

- a) focalizzato l'attenzione sulle microinterruzioni⁴ che, a differenza delle interruzioni lunghe e brevi, non sono ancora oggetto di regolazioni *output-based* con effetti economici;

⁴ Le interruzioni transitorie e i buchi di tensione sono due fenomeni elettrici molto diversi tra loro, ma caratterizzati da conseguenze paragonabili sui processi produttivi dei clienti; per tale motivo vengono spesso accomunati ed identificati come "microinterruzioni".

- b) valutato la possibilità di riferire gli standard individuali ad un nuovo grado di concentrazione che tenga conto del livello di industrializzazione nel territorio;
- c) ipotizzato l'introduzione di una forma contrattuale "speciale", dedicata agli utenti MT con processi produttivi più sensibili ai buchi di tensione, che preveda una garanzia sul livello individuale di qualità della tensione a fronte di una maggiorazione del costo del servizio di trasporto dell'energia elettrica;
- d) valutato la possibilità di promuovere nuove iniziative volte a favorire l'adeguamento degli impianti di utenza MT ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità e dalle Norme CEI.

Per quanto riguarda il primo punto l'Autorità, in ultimo, ha preferito approfondire uno standard individuale relativo alle microinterruzioni piuttosto che introdurre una regolazione premi-penalità mirata a incentivare la riduzione del numero e della gravità dei buchi di tensione con origine MT. Allo scopo, con successivo provvedimento l'Autorità determinerà per gli utenti MT (una volta disponibili ed elaborati i dati sui buchi di tensione relativi al periodo 2016-2017):

- i livelli specifici;
- i criteri di inclusione ed esclusione delle microinterruzioni;
- eventuali criteri di differenziazione dei livelli specifici in funzione di variabili da identificare (es.: grado di concentrazione, caratteristiche elettriche della rete MT, etc.);
- la valorizzazione economica degli indennizzi automatici;
- le condizioni per gli utenti MT per ricevere gli indennizzi automatici;
- obblighi informativi per le imprese distributrici nei confronti degli utenti MT per l'entrata in vigore della regolazione.

Il tema sarà approfondito nell'ambito del Tavolo di lavoro sul monitoraggio della qualità della tensione istituito ai sensi del punto 4., lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11.

Il secondo e terzo punto sono stati demandati ad approfondimenti del Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio istituito ai sensi del punto 3, lettera c), della deliberazione 646/2015/R/eel.

In merito al quarto punto, con riferimento agli impianti di utenza, è stata preferita una ulteriore campagna informativa, rivolta agli utenti con impianti non adeguati, avente l'obiettivo di evidenziare la convenienza all'adeguamento. Tra le informazioni da trasferire all'utente viene incluso l'ammontare complessivo del Corrispettivo Tariffario Specifico che l'utente ha versato nel corso degli anni.

È stata rinnovata la regolazione che incentiva la riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW.

Infine, è stata soppressa la regolazione che incentiva la riduzione del numero di utenti MT che subiscono un numero di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità.

2.3) Qualità della tensione nelle reti BT

Nel corso degli anni le iniziative dell'Autorità in materia di qualità della tensione nelle reti BT si sono progressivamente focalizzate sulle variazioni lente di tensione, misurabili attraverso i

contatori elettronici installati presso i punti di consegna. In tale ambito l'Autorità ha valutato l'introduzione di iniziative volte alla progressiva riduzione della percentuale di punti di consegna con tensione di alimentazione non conforme alla norma CEI EN 50160, prevedendo che entro il 31 dicembre 2016 ogni impresa distributrice debba predisporre un piano pluriennale di monitoraggio e ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione BT per i casi di non conformità alla norma CEI EN 50160.

2.4) Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Come emerso dall'analisi dei dati disponibili nel corso degli anni la regolazione della qualità commerciale e la sua attuazione da parte delle imprese di distribuzione ha raggiunto un elevato livello di maturazione. Per tale ragione l'Autorità ha ritenuto che gli ambiti che richiedessero valutazioni tecniche in vista di una possibile evoluzione della regolazione fossero limitati. Tra questi si segnalano:

- a) la riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti prestazioni per utenti sia BT che MT;
- b) la disaggregabilità del numero e dei tempi effettivi delle prestazioni relative alla preventivazione ed esecuzione di lavori corrispondenti a connessioni alla rete, per le quali dovranno essere disponibili statistiche separate;
- c) la possibilità di includere nuove prestazioni nella preventivazione rapida;
- d) la comunicazione all'Autorità dei dati di qualità commerciale da parte delle imprese distributrici, con disaggregazione per regione e non più per provincia, come peraltro già attuato per la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale.

In materia di regolazione della qualità commerciale l'Autorità ha anche acquisito elementi utili per valutare l'introduzione di standard in relazione al rispetto di tempi di connessione in relazione a programmi di connessione massivi e programmati (ad esempio: punti di ricarica dei veicoli elettrici; punti di alimentazione per reti di telecomunicazioni in fibra ottica; etc.).

2.5) Qualità del servizio di misura dell'energia elettrica

L'Autorità ha investigato la possibilità di effettuare pubblicazioni comparative con particolare riferimento agli aspetti connessi agli indicatori di prestazione dei sistemi di telegestione dei contatori elettronici. L'adozione di tale disciplina è stata rinviata a successivo provvedimento, dal momento che appare necessaria, preliminarmente, la pubblicazione del provvedimento in esito al documento per la consultazione 405/2015/R/com "Fatturazione nel mercato *retail* - modalità di fatturazione per le fatture di periodo e per le fatture di chiusura"⁵.

⁵ In esito al documento 405/2015/R/com è stata pubblicata la delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com "Disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale".

2.6) Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La regolazione premi-penalità finalizzata alla riduzione della energia non fornita di riferimento (ENSR) di Terna costituisce un meccanismo *output-based* di buona efficacia, dal momento che:

- a) fornisce un generale stimolo alla magliatura della rete, quantomeno per le aree di minore affidabilità del servizio, ed in particolare per la RTN Telat, laddove si registra una maggiore percentuale di clienti finali AT con connessione radiale che, naturalmente, non possono beneficiare delle controalimentazioni dalla rete MT;
- b) gli obiettivi di riduzione della ENSR stimolano Terna alla ripresa del servizio anche a seguito di episodi di disalimentazione non di sua diretta responsabilità;
- c) la combinazione degli obiettivi di riduzione della ENSR tramite l'attuazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici, tramite controalimentazioni della rete MT, appare uno strumento di rilevante beneficio per il sistema elettrico:
 - i. Terna beneficia di energia mitigata anche non remunerabile alle imprese distributrici, ma utile a ridurre la ENSR;
 - ii. le imprese distributrici, che devono garantire, per quanto possibile, la continuità del servizio, beneficiano della remunerazione di parte dell'energia che mitigano, attraverso le controalimentazioni della rete MT;
 - iii. per gli utenti delle reti di distribuzione si riducono i minuti persi dovuti alle disalimentazioni con origine sulla RTN.

Per quanto sopra illustrato, non si sono evidenziati ambiti di modifica di rilievo dei meccanismi di regolazione della qualità che riguardano la trasmissione dell'energia elettrica, salvo la possibile esclusione della ENSR relativa ai clienti finali AAT-AT dal meccanismo premi-penalità, in concomitanza con l'introduzione per tali clienti della regolazione individuale. Al riguardo, è stata approfondita l'introduzione di uno standard individuale sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi per tutti i clienti finali allacciati alla RTN, e di uno standard sul numero massimo annuo di buchi di tensione e interruzioni transitorie per i soli clienti che installeranno una apparecchiatura di monitoraggio dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie presso il proprio punto di consegna. Diversamente dalle interruzioni lunghe e brevi, non tutti i clienti finali AAT-AT sono sensibili o hanno mostrato sensibilità ai buchi di tensione o alle interruzioni transitorie; è necessario pertanto che tali clienti mostrino interesse a questa regolazione innovativa.

Per effetto dello scorporo dalla ENSR della energia non servita relativa ai clienti finali AAT-AT (che è più volatile nel corso degli anni), la funzione di miglioramento della ENSR per il nuovo periodo è stata resa più sfidante, dal momento che risulterà applicata ad un indicatore più stabile e maggiormente controllabile da Terna, anche in virtù dell'attività di mitigazione svolta dalle imprese distributrici.

Infine, un ultimo punto di approfondimento ha riguardato l'introduzione di un obbligo per Terna di pubblicazione del valore atteso ed effettivo della tensione efficace per ogni utente AT della RTN.

2.7) Resilienza del sistema elettrico

L'Autorità ha posto le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di reti di trasmissione e di distribuzione, in particolare a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che causano interruzioni attribuibili in gran parte a forza maggiore. Tra questi meccanismi l'Autorità ha deliberato:

- a) un progressivo allineamento degli standard sulle interruzioni prolungate agli standard relativi all'alta concentrazione, sia per gli utenti BT che per quelli MT;
- b) la predisposizione, per Terna e per le imprese con più di 50.000 utenti, entro il 30 settembre 2016, di un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico; al fine di indirizzare efficacemente l'azione dell'Autorità, tale piano deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni. Vengono di seguito elencati alcuni esempi di tematiche che possono essere esaminate:
 - i. bonifica delle reti di distribuzione e trasmissione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
 - ii. potenziamento della controalimentabilità della rete di distribuzione e della magliatura della rete di trasmissione;
 - iii. aumento della cavizzazione della rete di distribuzione;
 - iv. componentistica di rete;
 - v. potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione;
 - vi. per la distribuzione, funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella disponibilità dell'impresa distributrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgono la generazione distribuita.

Al fine di operare con la massima efficacia ed efficienza:

- c) le imprese distributrici devono sviluppare il piano di lavoro tenendo conto dei propri piani di sviluppo, in modo coordinato con Terna e le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- d) Terna deve sviluppare il piano di lavoro tenendo conto del Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e del decreto legislativo 93/11, in modo coordinato con le imprese distributrici.

Particolare attenzione verrà prestata ad elementi quali:

- fattibilità tecnica;
- sostenibilità economico-finanziaria;
- tempi di attuazione ragionevoli;
- coordinamento con analoghi interventi sviluppabili per le reti di distribuzione.

2.8) *Smart distribution systems*

Coerentemente con gli obiettivi sopra evidenziati, l'Autorità ha investigato con il documento per la consultazione 255/2015/R/eel la possibilità di introdurre logiche selettive di tipo *output-based* allo scopo di promuovere particolari tipologie di investimenti e creare maggior valore per gli utenti del servizio.

Lo sviluppo innovativo delle reti di distribuzione può contribuire al contenimento degli investimenti necessari e quindi del costo del servizio, con evidente beneficio per i clienti finali. Le soluzioni innovative sperimentate nei progetti pilota *smart grid* possono produrre benefici che ricadono su attività esterne al perimetro dell'attività di distribuzione di energia elettrica (per esempio riduzione dei costi di dispacciamento, conseguita migliorando la previsione e l'utilizzo di riserva o riducendo la necessità di azioni di bilanciamento in tempo reale).

L'idea sottostante la regolazione incentivante degli *smart distribution system* è che i benefici netti correlati all'introduzione delle funzionalità innovative nei sistemi di distribuzione ricadono sul sistema elettrico e non necessariamente sul soggetto responsabile degli investimenti; tali benefici netti possono quindi essere riconosciuti in parte al gestore di rete tramite un incentivo specifico, in modo da stimolare il gestore di rete verso soluzioni che massimizzano il beneficio di sistema. Infatti, in mancanza di specifici incentivi, le imprese di distribuzione potrebbero preferire soluzioni consolidate negli anni, ma che nel contesto tariffario attuale tendono ad aumentare i costi del servizio e nel lungo periodo potrebbero anche risultare in una sovrastrutturazione delle infrastrutture.

Tale regolazione deve ovviamente tenere conto delle evoluzioni regolatorie legate alle logiche di riconoscimento dei costi e delle verifiche dei benefici reali; la regolazione sarà quindi oggetto di ulteriore revisione in corso di periodo, secondo percorsi di gradualità, al fine di integrarla con le nuove funzionalità e migliorarne l'efficacia e l'efficienza.

Partendo dalle risultanze dei progetti pilota *smart grid* avviati nel 2011 e prendendo spunto dalle indicazioni delle imprese distributrici che hanno partecipato alle sperimentazioni concentrate sulle reti di media tensione, l'Autorità ha analizzato l'interazione con le altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione e ha identificato in particolare due funzionalità innovative degli *Smart Distribution Systems* replicabili su larga scala su cui focalizzare possibili incentivazioni in modo da accelerarne l'implementazione:

- a) osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT;
- b) regolazione della tensione delle reti MT.

Alcuni tra i soggetti partecipanti alla consultazione hanno manifestato la necessità di chiarimenti in merito ad alcune ipotesi di regolazione prospettate dall'Autorità, specie quando si prospettasse un coinvolgimento dell'utente o una realizzazione del canale di comunicazione da parte del soggetto monopolista. Le funzionalità presentano, infatti, livelli di complessità crescenti che necessitano, negli stadi più avanzati, il coinvolgimento degli utenti della rete, attraverso opportuni segnali di mercato, attualmente non disponibili per le risorse connesse alle reti di distribuzione. A tal proposito, dalle analisi relative ai costi e ai benefici delle funzionalità selezionate (vedasi in particolare l'Appendice D del documento per la consultazione 255/2015/R/eel) è emerso un potenziale beneficio netto derivante dallo sviluppo di queste funzionalità anche a minor livello di complessità.

Tenuto conto di tali rilievi, l'Autorità ha espresso l'intenzione di favorire l'implementazione graduale delle funzionalità "Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse

sulle reti MT” e “Regolazione di tensione su reti MT” con l’introduzione di incentivi (senza penali) per il periodo 2016-2019, in aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile. I livelli di complessità selezionati inizialmente (denominati OSS-1, OSS-2, REGV-1 e REGV-2) possono essere subito realizzati dalle imprese distributrici in modo aperto e senza precludere future iniziative del mercato e lo sviluppo dei servizi di flessibilità, finalizzati a valorizzare al meglio i comportamenti e gli investimenti degli utenti di rete (specie con riferimento alle reti di telecomunicazione), intermediati da venditori e aggregatori abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento, secondo le linee guida che stanno emergendo in sede europea. A tal riguardo, in attesa degli sviluppi del procedimento per la riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, l’Autorità ritiene che la funzionalità REGV-2, che prevede la fornitura di dati all’utente attivo finalizzati all’attivazione della funzione di regolazione di tensione locale, si configuri come un requisito richiesto dalle vigenti regole di connessione nei limiti in cui tale regolazione sia possibile senza ridurre la potenza attiva immessa dai generatori.

Condividendo la necessità di ulteriori affinamenti dei meccanismi proposti sollevata in consultazione, nel corso del 2016 sono previste delle attività di analisi e sperimentazioni funzionali alla caratterizzazione dei livelli OSS-2 e REGV-2.

I meccanismi incentivanti proposti dall’Autorità sono basati su metriche oggettive e semplici, quali la potenza efficiente della generazione a fonte rinnovabile sottesa alla sbarra di cabina primaria e la potenza nominale dei trasformatori.

La selettività è stata ottenuta concentrando gli incentivi su aree elettriche in cui ci fosse già una forte penetrazione di generazione sulle reti di distribuzione (tipicamente a fonte rinnovabile). L’inversione di flusso alla cabina primaria è un sicuro indicatore di un *surplus* di generazione distribuita sulla rete MT, dato che rappresenta un’effettiva immissione di energia in rete superiore ai prelievi sulla medesima rete (la produzione supera il carico); l’indicatore di selettività adoperato è la percentuale del tempo annuo in cui si è verificata inversione di flusso; aver fissato la soglia di tale indicatore all’1% del tempo annuo seleziona attualmente più del 30% delle cabine primarie italiane.

Per tenere conto della caratteristica innovativa degli investimenti necessari per la realizzazione di *smart distribution system*, almeno per il primo semi-periodo regolatorio (2016-2019), non saranno previste penalità. Eventuali livelli di incentivazione più elevati dovrebbero comportare anche l’attivazione di meccanismi di penalità che potrebbero essere introdotti nel secondo semi-periodo di regolazione, in maniera integrata nel modello *totex*.

Tenendo conto delle osservazioni pervenute anche nell’ambito della revisione delle tariffe domestiche, che potrebbero portare ad una modifica evolutiva delle abitudini di consumo o all’aumento dell’utilizzo della potenza (ad es. per utilizzo di pompe di calore o di piastre a induzione o per la ricarica presso l’abitazione di veicoli elettrici) l’Autorità ha posto l’attenzione sulle specificità delle reti di distribuzione in aree urbane. A fronte delle proposte, molti distributori hanno evidenziato l’utilità di una sorta di “*budget*” utilizzabile dall’impresa per coprire parte delle spese per il ripristino delle pertinenze condominiali, in modo da superare le resistenze da parte degli utenti all’adeguamento degli impianti montanti del distributore che insistono su aree condominiali. L’Autorità ha quindi proposto l’introduzione di prescrizioni e regolazioni incentivanti (premi/penali), da sviluppare su proposta dei distributori entro il 30 settembre 2016 e a valere fino al 31 dicembre 2019, legate a piani di bonifica per favorire l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste nei condomini.

La tematica delle colonne montanti vetuste si interseca anche con la verifica di possibili benefici legati al superamento del vincolo alla collocazione dei contatori in vani centralizzati, accessibili al distributore, nelle abitazioni di nuova costruzione, nonché eventualmente la rilocalizzazione presso le abitazioni di contatori già collocati in vani centralizzati; tale verifica verrà sviluppata con apposita consultazione.

In consultazione è stata confermata infine l'utilità delle sperimentazioni per testare soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili ma non diffuse su larga scala; per tali sperimentazioni, da definire nel corso del periodo regolatorio, l'Autorità prevede di individuare opportune forme di incentivazione, non essendo ancora possibile identificare una metrica sufficientemente resiliente.

In particolare, riguardo alle sperimentazioni relative a soluzioni innovative nei sistemi elettrici integrati delle isole non interconnesse (escluse quelle di prossima interconnessione), l'Autorità ha confermato l'interesse a prevedere la selezione di un numero limitato di progetti pilota nell'ambito dell'attuazione degli obiettivi di progressiva copertura del fabbisogno di tali isole con produzione da fonte rinnovabile di cui al decreto legge "Destinazione Italia"⁶. Le modalità di remunerazione di tali sperimentazioni verranno definite dall'Autorità tenendo conto anche delle modifiche nella remunerazione dei gestori del sistema isolano funzionali alla riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse a seguito delle indicazioni del decreto legge n. 91/2014⁷.

Ulteriori sperimentazioni potranno essere valutate nell'ambito dello sviluppo di progetti innovativi in ottica "smart cities", con un focus particolare sull'ammodernamento delle reti di bassa tensione e sullo sviluppo di contatori di seconda generazione in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e soluzioni multiservizio.

Nel corso del procedimento, tra l'altro, è stata affrontata la tematica dell'utilizzo da parte del distributore delle funzionalità dei sistemi di accumulo di tipo elettrochimico connessi alle proprie reti. A tal proposito, fermo restando quanto già previsto in materia di accumuli nella disponibilità degli utenti della rete⁸ e in parallelo alla revisione delle regole per la partecipazione ai mercati, con successivo provvedimento saranno definite le condizioni transitorie a cui le imprese distributrici di energia elettrica dovranno sottostare per poter gestire e disporre di tali sistemi. Le condizioni saranno tali da garantire che le soluzioni non ostacolino la nascita di nuovi mercati e la fornitura di servizi in modo più efficiente da parte di operatori di mercato; in tal senso l'Autorità ha specificato che non intende riconoscere investimenti in sistemi di accumulo elettrochimico effettuati da imprese di distribuzione di energia elettrica fino a che le condizioni sopra indicate non siano definite con apposito provvedimento.

2.9) Altri output del servizio di trasmissione

Coerentemente con gli obiettivi definiti nel quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, l'Autorità ha investigato con il documento per la consultazione 464/2015/R/eel la possibilità di introdurre logiche di tipo *output-based* per lo sviluppo selettivo degli investimenti di trasmissione, al fine di massimizzare l'utilità di tali investimenti per il sistema elettrico.

⁶ Articolo 1, comma 6-*octies*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n.145, convertito con modificazioni dalla legge di conversione 21 febbraio 2014, n. 9.

⁷ Articolo 28 del decreto legge 24 giugno 2014, n.91, convertito con legge 11 agosto 2014, n. 116.

⁸ Deliberazione 574/2014/R/eel relativa all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica dell'utente.

Nel documento, oltre a analizzare gli effetti delle precedenti regolazioni sugli investimenti di trasmissione (con capacità di trasporto interzonali e di interconnessione che non soddisfano ancora pienamente le esigenze del mercato), l'Autorità ha individuato difficoltà di natura autorizzativa e, in misura crescente, "post-autorizzativa" per l'implementazione degli investimenti.

Inoltre l'Autorità ha indicato come principale strumento per la coerenza tra gli approcci di sviluppo utilizzati in Europa e in Italia una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis 2.0* o "CBA 2.0"). Tale metodologia consentirebbe di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti ad elevata utilità per il sistema ed identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell'utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

L'Autorità ha inoltre considerato l'introduzione di meccanismi incentivanti in relazione allo sviluppo della capacità di trasporto interzonale in via sperimentale, che dovrebbero essere preceduti da una fase di definizione delle capacità obiettivo (cosiddette *target capacities*) fra zone delle rete rilevante. Tali meccanismi riconoscerebbero un premio correlato all'incremento di capacità (fino alla *target capacity*) e all'impatto economico della congestione preesistente.

In fase di consultazione i soggetti interessati hanno espresso risposte generalmente positive rispetto all'evoluzione dei meccanismi in logica *output-based*, pur sottolineando in alcuni casi la difficoltà di individuazione di metriche semplici e dei relativi parametri di valorizzazione, così come - nel caso degli aspetti autorizzativi - la necessità di tenere conto del relativamente limitato ambito di responsabilità del gestore del sistema di trasmissione.

Per questo motivo, l'Autorità ha confermato con la deliberazione 653/2015/R/eel la proposta già espressa nel documento 464/2015/R/eel di svolgere successive consultazioni nel corso del 2016 e ha previsto (con l'articolo 39 del TIQTRA 2016-2013) di introdurre successivamente i meccanismi di incentivazione *output-based*.

3) PROVVEDIMENTI FINALI

Questa sezione della relazione tecnica illustra i provvedimenti finali, dando evidenza delle modifiche apportate rispetto al TIQE 2012-2015 e al TIQTRA 2012-2015.

Deliberazione 646/2015/R/eel e relativo Allegato A

Tra le disposizioni contenute nella deliberazione 646/2015/R/eel si evidenziano:

- il mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione dell’Autorità per la determinazione del formato delle informazioni relative ai buchi di tensione e delle modalità di comunicazione di tali informazioni all’Autorità da parte delle imprese distributrici (*punto 3., lettera d*)⁹;
- lo sviluppo di attività propedeutiche alla definizione di condizioni transitorie a cui le imprese distributrici di energia elettrica che intendono gestire e disporre di sistemi di accumulo elettrochimico devono sottostare (*punto 3., lettera f*);
- in materia di qualità della tensione, che, in attuazione del comma 70.3 del TIQE 2012-2015, le imprese distributrici devono comunicare all’Autorità, entro il 30 aprile 2016, le informazioni di cui all’articolo 65 del TIQE 2012-2015 (buchi di tensione) relative all’anno 2015 (*punto 4., lettera a*);
- in relazione alla comunicazione di cui al precedente alinea, che l’informazione di cui al comma 65.1, lettera a), sub vi., del TIQE 2012-2015 (origine del buco di tensione) non deve essere comunicata (*punto 4., lettera b*);
- che la disposizione di cui al precedente alinea è fatta salva anche per la comunicazione di cui al comma 72.1 (comunicazioni agli utenti MT da parte delle imprese distributrici), in riferimento alle informazioni relative all’anno 2015 (*punto 4., lettera c*);
- che le imprese distributrici che non partecipano alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni, nella comunicazione del 31 marzo 2016 devono accludere una dichiarazione sostitutiva di notorietà, ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, attestante l’ottemperanza agli obblighi di cui all’articolo 3 e comma 13.2, lettera c), del TIQE 2012-2015 e del TIQE 2016-2023 (*punto 5.*).

3.1) Allegato A - Parte I: Regolazione della continuità del servizio di distribuzione

3.1.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

All’articolo 1, che elenca le definizioni, sono state modificate o aggiunte alcune definizioni in coerenza con altre disposizioni dell’Autorità e con le novità introdotte con il TIQE 2016-2023. In particolare, (in coerenza con le definizioni dell’Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel, “Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi”), sono state modificate le definizioni di:

⁹ Sostanziatosi successivamente nella determinazione 5/2016 del Direttore della Direzione Infrastrutture, *Unbundling* e Certificazione.

- cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;
- reti di distribuzione sono le reti pubbliche diverse dalla rete di trasmissione nazionale, gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione, come disciplinato dall'articolo 9 del decreto ministeriale 79/99;
- utente della rete di distribuzione è il soggetto titolare di impianti di prelievo o di impianti di produzione o di impianti di prelievo e produzione di energia elettrica connessi alla rete di distribuzione (impianti), anche tramite reti private, che non sia concessionario di attività di distribuzione o di trasmissione.

Sono state introdotte le definizioni di:

- cartografia è il sistema di documentazione dell'impianto di distribuzione, mediante una rappresentazione cartografica delle reti MT e BT, che ne comprenda l'ubicazione e le principali caratteristiche degli impianti di distribuzione e, per la rete BT, i punti di sezionamento (cassette di derivazione e prese) e i POD;
- POD è il codice di cui all'articolo 14 dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- punto di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici è il singolo punto come definito nella regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2016-2023;
- rete pubblica è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica.

All'articolo 2, - finalità e principi generali per la continuità del servizio - sono state aggiunte le finalità di promuovere iniziative finalizzate ad incrementare la resilienza del sistema elettrico a seguito di eventi meteorologici severi e persistenti e di pervenire ad una progressiva stabilizzazione della regolazione caratterizzata dal mantenimento di livelli di qualità ottimali, anche nella prospettiva dello sviluppo delle logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*).

È stata confermata la finalità che impedisce le discriminazioni di trattamento tra utenti alimentati dallo stesso livello di tensione e analoga localizzazione ed è stata confermata la facoltà di definire livelli personalizzati di qualità del servizio attraverso contratti per la qualità o specifici accordi in fase di connessione stipulati tra l'impresa distributrice e gli utenti o i venditori interessati.

3.1.2 Titolo 2 – Obblighi di registrazione delle interruzioni

All'articolo 5, sono definiti i gradi di concentrazione, come rilevato dall'ultimo censimento ISTAT, ai fini della registrazione delle interruzioni e della elaborazione degli indicatori di continuità per gli utenti MT e BT.

All'articolo 5, comma 5.2, sono confermate le riclassificazioni del grado di concentrazione di porzioni di territorio di Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti approvate dall'Autorità a seguito di istanze presentate ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 128/99.

All'articolo 5, comma 5.3, è specificato che le imprese distributrici hanno facoltà di includere il territorio di uno o più comuni in aree territoriali a concentrazione più alta di quanto previsto dall'articolo 5, comma 5.1, dandone comunicazione all'Autorità.

Alla luce dell'ultimo censimento ISTAT (anno 2011) ed a seguito dell'accorpamento di Comuni sono indicati di seguito alcuni esempi per la corretta riclassificazione degli ambiti territoriali (articolo 19). In relazione all'accorpamento fra Comuni, la data entro la quale tenere in considerazione la fusione nell'ambito della regolazione è il 31 marzo 2016.

Esempi:

1. Comuni che sulla base del nuovo censimento ISTAT cambiano grado di concentrazione

Casistica	Popolazione ante	Popolazione post	Concentrazione ante	Concentrazione. post
1.1	> 50.000	5.000 - 50.000	A	M
1.2	5.000 - 50.000	> 50.000	M	A
1.3	5.000 - 50.000	< 5.000	M	B
1.4	< 5.000	5.000 - 50.000	B	M

A: Alta concentrazione., M: Media concentrazione.; B: Bassa concentrazione.

2. Comuni che vengono accorpati

Casistica	Popolazione Comune 1 [n1]	Popolazione Comune 2 [n2]	Concentrazione Comune 1 ante	Concentrazione Comune 2 ante	Popolazione Comune 1+2 [n1+n2]	Nuova Concentrazione
2.1	< 5.000	< 5.000	B	B	< 5.000	B
2.2	< 5.000	< 5.000	B	B	5.000 - 50.000	M
2.3	5.000 - 50.000	< 5.000	M	B	5.000 - 50.000	M
2.4	> 50.000	5.000 - 50.000	A	M	> 50.000	A

3. Riclassificazioni del grado di concentrazione di porzioni di territorio di Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti approvate dall'Autorità a seguito di istanze presentate ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione n. 128/99 che scendono sotto la soglia dei 50.000

Casistica	Popolazione ante	Classificazione concentrazione ante			Popolazione post	Classificazione concentrazione post		
		A	M	B		A	M	B
3.1	> 50.000	A	M	B	> 50.000	A	M	B
3.2	> 50.000	A	M	B	5.000 -50.000	M		

Nota

- 1) se il comune soggetto a riclassificazione nel 2011 è ancora con popolazione maggiore di 50.000 mantiene la riclassificazione di cui all'articolo 5, comma 5.2.
- 2) se il comune soggetto a riclassificazione nel 2011 ha una popolazione inferiore a 50.000 e superiore a 5.000 assume la classificazione di Media concentrazione.

L'articolo 6, comma 6.1, lettera a), sub i), relativamente alla classificazione delle interruzioni con origine "sistema elettrico", è stato aggiornato con l'introduzione della casistica relativa alle interruzioni conseguenti alla disinserzione di gruppi elettrogeni precedentemente installati per il ripristino della continuità del servizio aventi durata fino a 15 minuti.

L'articolo 7, comma 7.1, lettera a), relativamente alla classificazione delle interruzioni per causa di forza maggiore, è stato aggiornato con l'introduzione della casistica relativa alle interruzioni dovute ad attacchi intenzionali e sabotaggi. Inoltre, ai fini del calcolo dei periodi di condizioni perturbate (PCP) sulle reti MT e BT è stata aggiornata la *scheda 1* prevedendo che:

- nel calcolo del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT (*Nh6MT*), siano escluse le interruzioni dovute a:
 - i. apertura dei trasformatori AT/MT;
 - ii. apertura dei trasformatori MT/MT;
 - iii. disalimentazione delle linee MT partenti dai centri satellite a seguito dello scatto di linee MT che alimentano i medesimi centri satellite¹⁰.
- nel calcolo del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT (*Nh6BT*), siano escluse le interruzioni dovute a:
 - i. apertura dei trasformatori MT/BT;
 - ii. guasti sulle prese singole;
 - iii. manovre che interessano una linea BT già parzialmente disalimentata, necessarie alla ripresa del servizio (es.: interruzione dovuta a guasto monofase seguita da manovra di apertura trifase della linea BT; manovra di apertura dell'intera linea BT a seguito di interruzione di una porzione della medesima linea BT per guasto).

All'articolo 7 è stato aggiunto il *comma 7.7*, che prevede che le imprese distributrici con meno di 25.000 utenti, diverse da quelle operanti in isole non interconnesse al sistema elettrico, che operano in una provincia servita da un'altra impresa distributtrice con più di 25.000 utenti, qualora non riescano ad identificare i PCP di cui alla *scheda 1*, possano richiedere a quest'ultima i PCP ai fini dell'individuazione delle proprie interruzioni eccezionali. La richiesta deve essere effettuata entro il 15 gennaio dell'anno successivo quello cui si riferiscono le interruzioni. L'impresa interpellata deve rispondere all'impresa richiedente entro 45 giorni solari, informando l'Autorità della richiesta.

In conseguenza delle modifiche sopra illustrate, la *Tabella 3 "classificazione delle cause di interruzione di secondo livello per la distribuzione"* è stata aggiornata in relazione all'origine e alla causa dell'interruzione.

All'articolo 13, comma 13.2, è stata aggiunta la lettera g) che prevede, al fine della verificabilità delle informazioni registrate, anche l'utilizzo della cartografia quale strumento a corredo della registrazione delle interruzioni.

¹⁰ In tal caso deve essere considerata la sola interruzione della linea MT alimentante il centro satellite; nel caso in cui a tale linea non siano collegati utenti MT o trasformatori MT/BT, è facoltà dell'impresa distributtrice di considerare, ai fini del calcolo dei PCP, la registrazione di un solo guasto attribuibile ad una qualsiasi linea MT in partenza dal centro satellite.

Per centro satellite si intende un impianto in cui da una sbarra MT, alimentata da una o più linee MT, partono più linee MT. Ai fini del calcolo dei PCP, rientra in questa casistica la sbarra MT di cabina primaria controalimentata da una linea MT a seguito del guasto del trasformatore AT/MT che alimenta la sbarra MT.

Non è necessario, nella stampa o videata della cartografia, indicare l'elenco dei POD associati alle prese; in caso di verifica ispettiva, l'impresa distributrice deve comunque rendere disponibile l'elenco dei POD associati alle prese. Inoltre, in analogia alla modalità di rilevazione del numero di utenti BT coinvolti nelle interruzioni di cui all'articolo 11, l'aggiornamento della cartografia deve essere almeno mensile per le imprese distributrici che rilevano il numero di utenti BT secondo la metodologia di cui all'articolo 11, comma 11.1, lettere a) o b), e continuativa per le imprese distributrici che rilevano il numero di utenti BT secondo la metodologia di cui all'articolo 11, comma 11.1, lettera c).

In relazione all'articolo 13, comma 13.2, lettera c), per le chiamate giunte al centralino di pronto intervento per le quali non sussistono le condizioni di pronto intervento (es.: richieste di carattere informativo, reclami, etc.) non si applicano le disposizioni di cui all'articolo 13, commi 13.3 e 13.4; inoltre, per le imprese per le quali non si applica l'obbligo di cui all'articolo 13, comma 13.3, lettera b) (registrazione vocale della chiamata), non devono essere riportate nel registro le segnalazioni di pronto intervento che non comportano l'uscita delle squadre di intervento. Infine, a seguito dell'uscita delle squadre di pronto intervento, l'eventuale assenza di interruzione deve essere documentata da un accesso a vuoto delle squadre di intervento o da altra modalità.

All'articolo 13, comma 13.7, viene confermato l'indice ISR da calcolarsi in occasione di controlli; rispetto al TIQE 2012-2015 sono state introdotte nuove non conformità (mancata adozione della cartografia, insufficienza di documentazione per le interruzioni con preavviso¹¹) e sono stati modificati i punteggi da attribuire ad alcune non conformità. Di seguito è riportato lo schema con l'indicazione dei punteggi p_i attribuiti in relazione alle diverse non conformità di sistema riscontrabili durante il controllo tecnico, come specificato nella scheda 3.

Punti p_i	Non conformità di sistema
10	<ul style="list-style-type: none"> Mancata registrazione sistematica di interruzioni lunghe o brevi Errore nell'applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate di cui alla Scheda n. 1 Mancata adozione della cartografia¹²
7	<ul style="list-style-type: none"> Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT Mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni
5	<ul style="list-style-type: none"> Attribuzione di interruzioni a origine "sistema elettrico" senza che ne ricorrano i presupposti Insufficienza di documentazione per le interruzioni con preavviso Insufficienza di documentazione Impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate
4	<ul style="list-style-type: none"> Errori sistematici di classificazione delle interruzioni (es.: brevi invece di lunghe e viceversa) Errori sistematici di attribuzione dell'origine delle interruzioni Errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni
3	<ul style="list-style-type: none"> Calcolo del numero di utenti disalimentati con criteri difformi da quelli previsti
2	<ul style="list-style-type: none"> Mancata documentazione sistematica dell'istante di inizio per guasto al sistema di telecontrollo, inclusa indisponibilità dei vettori di comunicazione
1	<ul style="list-style-type: none"> Incoerenza nell'applicazione sistematica di criteri tecnici dichiarati dall'impresa distributrice ove non specificati dal provvedimento

In relazione alla nota 2 della scheda n. 3, la mancata applicazione del criterio di unicità dell'origine, se gli impianti coinvolti sono di proprietà della medesima impresa, non comporta penalizzazione dell'indice ISR anche in caso di cambi di origine da MT a BT.

¹¹ Funzionale alla regolazione incentivante di cui all'articolo 49.

¹² Dal 1° gennaio 2019 per le imprese con più di 15.000 utenti al 31 dicembre 2014 e dal 1° gennaio 2021 per le imprese con meno di 15.000 utenti al 31 dicembre 2014.

Infine per quanto riguarda la gradualità dell'entrata in vigore degli obblighi di registrazione delle interruzioni, all'*articolo 14* è stato previsto che:

- la disposizione di cui al *comma 13.3, lettera b)* (registrazione vocale della chiamata), non si applica alle imprese distributrici con numero di utenti inferiore o uguale a 5.000 alla data del 31 dicembre 2010¹³ (*comma 14.1*);
- la disposizione di cui al *comma 13.2, lettera g)* (cartografia), entra in vigore il 1° gennaio 2019 per le imprese distributrici con più di 15.000 utenti al 31 dicembre 2014 e il 1° gennaio 2021 per le imprese distributrici con meno di 15.000 utenti al 31 dicembre 2014 (*comma 14.2*).

3.1.3 Titolo 3 – Indicatori di continuità del servizio

Gli *articoli da 15 a 17* sono dedicati agli indicatori di continuità del servizio.

All'*articolo 16, comma 16.1*, è stata aggiunta la lettera *d)*, che prevede che nella comunicazione da effettuarsi entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello al quale si riferiscono gli indicatori, siano comunicati anche i km di rete MT e BT suddivisi per cavo aereo, cavo interrato e conduttori nudi; inoltre, nel medesimo *comma 16.1*, è definito il formato per la comunicazione degli indicatori numero delle interruzioni con preavviso, durata delle interruzioni con preavviso, numero delle interruzioni senza preavviso lunghe, durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, numero delle interruzioni senza preavviso brevi, numero delle interruzioni senza preavviso transitorie, secondo quanto specificato alla *scheda 6* riportata di seguito.

¹³ Le imprese che servono fino a 5.000 punti di prelievo e che abbiano presentato l'istanza di cui al comma 4.2 della deliberazione 654/2015/R/eel oltre a quanto previsto dal comma 8.4 della medesima deliberazione, hanno l'obbligo di provvedere alla registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento dal 1° gennaio 2017 (comma 8.5 della deliberazione 654/2015/R/eel).

Comunicazione dei dati di continuità del servizio ai sensi dell'articolo 16 – formato dei dati

	BT	MT	AT	IC	RT	SD	SI	
EAC								SE
BME								
EDA								
PES								
DTR								
IR								
GEN								
DGE								
APL								FM
AUP								
FUR								
FMD								
FMS								
SCP								
DPR								
AIS								
TER								CE
GUT								
GPR								
LMT								
LMU								
TPC								AC
TCC								
ACA								
CNA								
LAM								
ESE								

Le celle relative alle interruzioni di qualsiasi origine attribuite a cause esterne devono essere compilate anche dalle imprese distributrici che aderiscono al meccanismo di cui all'*articolo 24*

In occasione della comunicazione 31 marzo 2016 è richiesta la trasmissione delle seguenti informazioni:

- la partecipazione alla regolazione premi-penalità 2016-2023 per le imprese non proprietarie di una cabina primaria AAT/MT o AT/MT, anche in forma aggregata per quelle con meno di 15.000 utenti alla data del 31 dicembre 2014 (*articolo 33*);
- l'adesione al meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne da parte delle imprese che partecipano alla regolazione premi-penalità 2016-2023 (*articolo 24*);
- ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, da parte delle imprese che non partecipano alla regolazione premi-penalità, l'ottemperanza agli obblighi di cui all'*articolo 3 e comma 13.2, lettera c)*, del TIQE 2012-2015 e del TIQE 2016-2023.

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

Gli articoli da 18 a 34 sono dedicati alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso ed al controllo sui dati di continuità forniti dalle imprese distributrici.

L'articolo 18, comma 18.1, è stato aggiornato prevedendo per il periodo di regolazione 2016-2023 la partecipazione obbligatoria alla regolazione premi-penalità della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per le imprese distributrici con più di 15.000 utenti alla data del 31 dicembre 2014 che sono proprietarie di almeno una cabina primaria AAT/MT o AT/MT.

All'articolo 21 sono definiti i livelli obiettivo per gli anni 2016-2023 per gli indicatori “durata delle interruzioni senza preavviso lunghe” e “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi”¹⁴.

All'articolo 22, comma 22.2 sono definiti i livelli tendenziali per gli anni 2016-2023 per l'indicatore “durata delle interruzioni senza preavviso lunghe”, pari ai livelli obiettivo applicabili.

All'articolo 22, comma 22.3 sono definiti i livelli tendenziali per gli anni 2016-2023 per l'indicatore “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi”. La formula di calcolo prevede che nel 2023 si raccordino al livello obiettivo applicabile.

L'articolo 22, comma 22.4 prevede l'invio all'Autorità, entro il 31 maggio 2016, dei dati di continuità del periodo 2014-2015 ricalcolati in base ad accorpamenti/fusioni tra ambiti/imprese, all'adesione o meno al meccanismo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne, al ricalcolo dei PCP sulla base delle novità introdotte nella scheda 1 per le interruzioni registrate dal 2010 in poi. Tali dati ricalcolati vengono utilizzati per la determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per il periodo 2016-2023 per l'indicatore “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi” e per il calcolo dei livelli effettivi 2016 degli indicatori “durata delle interruzioni senza preavviso lunghe” e “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi”.

L'articolo 23 definisce le modalità di calcolo dei recuperi aggiuntivi di continuità del servizio per gli indicatori “durata delle interruzioni senza preavviso lunghe” e “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi”. In relazione all'indicatore “numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi” le modalità di calcolo dei recuperi aggiuntivi di continuità sono rimaste invariate rispetto al periodo 2012-2015 mentre per l'indicatore “durata delle interruzioni senza preavviso lunghe” sono state introdotte novità, sintetizzabili nelle tabelle 5a, 5b-1 e 5b-2 di seguito riportate.

Tabella 5a – Valori dei parametri $C1_d$ e $C2_d$ e franchigie per grado di concentrazione e per fascia dell'indicatore di riferimento D_1

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_d$ (eurocent/ minuto/kW)	Parametro $C2_d$ (eurocent/ minuto/kW)
oltre 12,5 minuti e fino a 22,5 minuti	oltre 20 minuti e fino a 36 minuti	oltre 30 minuti e fino a 54 minuti	4	8

¹⁴ L'Autorità ha confermato i livelli obiettivo già individuati nel periodo regolatorio 2012-2015 in relazione alla durata e al numero di interruzioni.

oltre 22,5 minuti e fino a 27,5 minuti	oltre 36 minuti e fino a 44 minuti	oltre 54 minuti e fino a 66 minuti	0	0
oltre 27,5 minuti	oltre 44 minuti	oltre 66 minuti	24	48

Tabella 5b-1– Valori dei parametri $C1_d$ e $C2_d$ e franchigie per grado di concentrazione e per fascia dell'indicatore di riferimento D_1 per le imprese che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24 – per il quadriennio 2016-2019

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_d$ (eurocent/ minuto/kW)	Parametro $C2_d$ (eurocent/ minuto/kW)
oltre 12,5 minuti e fino a 25 minuti	oltre 20 minuti e fino a 40 minuti	oltre 30 minuti e fino a 61 minuti	4	8
oltre 25 minuti e fino a 33 minuti	oltre 40 minuti e fino a 52 minuti	oltre 61 minuti e fino a 77 minuti	0	0
oltre 33 minuti	oltre 52 minuti	oltre 77 minuti	18	36

Tabella 5b-2 – Valori dei parametri $C1_d$ e $C2_d$ e franchigie per grado di concentrazione e per fascia dell'indicatore di riferimento D_1 per le imprese che si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 24 – per il quadriennio 2020-2023

Ambiti ad alta concentrazione	Ambiti a media concentrazione	Ambiti a bassa concentrazione	Parametro $C1_d$ (eurocent/ minuto/kW)	Parametro $C2_d$ (eurocent/ minuto/kW)
oltre 12,5 minuti e fino a 25 minuti	oltre 20 minuti e fino a 40 minuti	oltre 30 minuti e fino a 61 minuti	4	8
oltre 25 minuti e fino a 31 minuti	oltre 40 minuti e fino a 50 minuti	oltre 61 minuti e fino a 75 minuti	0	0
oltre 31 minuti	oltre 50 minuti	oltre 75 minuti	18	36

In particolare per la durata è applicato un meccanismo di mantenimento dell'indicatore di durata delle interruzioni senza preavviso lunghe al di sotto del livello obiettivo, con applicazione di penalità nel caso in cui assuma valori peggiori del livello obiettivo (maggiori se l'impresa decide di non includere nell'indicatore le interruzioni dovute a danni da terzi) ed erogazione di premi nel caso in cui l'indicatore assuma valori al di sotto del livello obiettivo. In caso di inclusione in regolazione delle interruzioni dovute a danni da terzi la fascia di franchigia nell'intorno del livello obiettivo è più ampia rispetto al caso di non inclusione in regolazione di tali interruzioni; inoltre, per il quadriennio 2016-2019 la fascia di franchigia è ancor più ampia rispetto a quella prevista a regime. Il tutto per favorire le imprese ad includere nell'indicatore le interruzioni dovute a danni da terzi, con la necessaria gradualità.

L'articolo 24, comma 24.1, ha confermato il meccanismo facoltativo di riduzione delle interruzioni con origine MT o BT attribuibili a cause esterne; l'adesione al meccanismo deve essere comunicata all'Autorità entro il 31 marzo 2016.

L'articolo 25 prevede che con successivo provvedimento l'Autorità disciplini un meccanismo incentivante la riduzione delle interruzioni di lunga durata, anche attribuibili a forza maggiore. L'Autorità approfondirà tale materia nel corso del biennio 2016-2017 nell'ambito del Tavolo di lavoro sulla qualità del servizio istituito ai sensi del punto 3, lettera c), della deliberazione 646/2015/R/eel. In linea di principio tale regolazione potrà essere adottata su base facoltativa e in modo sperimentale nel quadriennio 2018-2021.

All'articolo 26, sono confermati le franchigie per l'indicatore "numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi" e i tetti massimi ai premi e alle penalità per impresa distributrice. Sono infine stati eliminati i meccanismi di differimento delle penalità.

L'articolo 27 prevede che, con successivo provvedimento, da adottarsi entro il 2019, l'Autorità disciplini la regolazione speciale incentivante la riduzione del numero di interruzioni per gli ambiti territoriali con elevato numero di interruzioni rispetto al livello obiettivo applicabile.

Gli articoli da 28 a 32 sono dedicati ai controlli sui dati di continuità forniti dalle imprese distributrici partecipanti alla regolazione incentivante la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso (articolo 28); in particolare sono disciplinati gli indici per la valutazione della validità dei dati di continuità del servizio (articolo 29), la validità dei dati di continuità del servizio (articolo 30), i valori presunti degli indicatori di riferimento (articolo 31), gli effetti dell'indice di sistema di registrazione (articolo 32).

La condizione per la validità del controllo di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera b), è stata aggiornata per tener conto delle interruzioni eccezionali¹⁵; l'indice di correttezza IC infatti stima il grado con cui l'impresa distributrice ha correttamente utilizzato le clausole in base alle quali devono essere attribuite le cause e le origini delle interruzioni e pertanto, dal valore annuale della durata complessiva di interruzioni per utente BT esclusa dalla regolazione incentivante, devono essere escluse le interruzioni eccezionali discendenti dall'applicazione corretta del calcolo per l'identificazione dei PCP (l'errore nell'applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione dei PCP è penalizzato con 10 punti nell'indice di sistema di registrazione ISR). In relazione alla modifica di cui all'articolo 30, è stato di conseguenza aggiornato l'articolo 31.

All'articolo 33 è specificato che le imprese distributrici alle quali non si applica il Titolo 4, possono partecipare alla regolazione premi-penalità della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso dandone comunicazione all'Autorità con la comunicazione del 31 marzo 2016; con la medesima comunicazione, da parte dell'impresa capogruppo, è data facoltà a più imprese distributrici con meno di 15.000 utenti alla data del 31 dicembre 2014 di partecipare alla regolazione premi-penalità della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso in forma aggregata (commi 33.2 e 33.3).

È stato aggiunto l'articolo 34, che prevede che le imprese distributrici che non partecipano alla regolazione premi-penalità della durata e del numero delle interruzioni possono essere soggette a controlli a campione basati sull'indice ISR. Il controllo ha esito conforme se l'ISR assume un valore superiore a 0,93. Il controllo ha esito non conforme se l'ISR assume un valore inferiore o uguale a 0,93; in tali casi l'impresa distributrice versa una penalità nel conto "Qualità dei servizi elettrici" pari al maggior valore tra 2.500 €e:

- a) 3 €per utente BT se l'ISR assume un valore compreso tra 0,8 e 0,93;
- b) 5 €per utente BT se l'ISR assume un valore inferiore a 0,8.

¹⁵ Interruzioni occorse in Periodi di Condizioni Perturbate (PCP) di cui alla scheda 1.

Il numero di utenti BT utilizzato ai fini del calcolo della suddetta penalità è l'ultimo comunicato all'Autorità ai sensi dell'articolo 16.

3.1.5 Titolo 5 – Regolazione individuale per utenti MT

Gli articoli da 35 a 46 del Titolo 5 disciplinano la regolazione individuale per gli utenti MT. Il quadro regolatorio è rimasto sostanzialmente quello del TIQE 2012-2015.

All'articolo 35, è prorogata, fino al 31 dicembre 2019, l'esclusione dalla regolazione individuale per gli utenti MT con consegna su palo con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW che non si avvalgono della facoltà di cui all'articolo 42, comma 42.3, lettera c), ed inoltre è specificato che i punti di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici sono esclusi dalla regolazione.

All'articolo 36, comma 36.1, lettera j), è precisato che le interruzioni di durata fino a 15 minuti dovute alla disinserzione di gruppi elettrogeni precedentemente messi in servizio per il ripristino della continuità del servizio sono escluse dall'indicatore di continuità, valutato per ogni singolo utente MT.

All'articolo 42, comma 42.3, è fatto obbligo, entro il 30 giugno 2016, ad ogni impresa distributrice di informare i propri utenti MT con consegna su palo con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW dell'intenzione di procedere alla trasformazione del punto di consegna in BT nel corso del triennio 2017-2019. Tale informativa, che deve essere recapitata separatamente dai documenti di fatturazione, deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- a) i vantaggi derivanti dalla trasformazione del punto di consegna da MT a BT;
- b) che l'utente non deve sostenere oneri per la trasformazione del punto di consegna da MT a BT, salvo quelli relativi allo smaltimento dei propri materiali sostituiti;
- c) che l'utente ha tempo sino al 28 febbraio 2017 per dare il proprio assenso all'impresa distributrice;
- d) le modalità per la comunicazione dell'assenso;
- e) il periodo orientativo in cui verranno svolti i lavori;
- f) che un mese prima della data di inizio dei lavori, verrà comunicata all'utente la data di inizio dei lavori;
- g) che in mancanza di assenso entro il 28 febbraio 2017, a partire dal 1° gennaio 2020 l'utente sarà incluso nella regolazione individuale del numero di interruzioni, illustrandone i contenuti, gli svantaggi e i benefici.

All'articolo 43, comma 43.3, lettera e), è stato aggiunto l'indice *sub iv*, in cui si fa obbligo, ad ogni impresa distributrice, di comunicare entro il 30 giugno di ogni anno, l'ammontare totale del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) pagato in bolletta nel corso degli anni, anche in forma cumulata.

All'articolo 45, comma 45.2, in merito alla comunicazione annuale entro il 31 maggio di ogni anno per ogni impresa distributrice con più di 25 utenti MT al 31 dicembre 2014 relative ad ogni utente MT, sono state aggiunte la lettera d) *coordinate geografiche del POD MT in formato WGS84 (World Geodetic System), in gradi decimali con almeno 4 decimali (es. 45.5844°, 9.2752°)* e la lettera i) *codice della semisbarra MT alimentante l'utente MT nell'assetto standard di esercizio* (si tratta dello stesso codice identificativo già utilizzato per l'"identificazione installazione" di cui alla specifica tecnica RSE sviluppata in esito al gruppo di lavoro, ovvero l'IDSemisbarra). Sempre al medesimo comma è stata introdotta una nuova tipologia di

esclusione per i punti di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici per i quali non si applica la regolazione individuale MT.

L'articolo 42 del TIQE 2012-2015 "Incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici" non è stato confermato. L'Autorità approfondirà, in relazione agli utenti MT, nell'ambito del tavolo di lavoro (di cui al punto 3. lettera c) della deliberazione 646/2015/R/eel) le seguenti tematiche:

- riferibilità degli standard individuali a zone industrializzate;
- possibilità di forme contrattuali speciale per gli utenti MT.

Inoltre, con la prosecuzione del tavolo di lavoro sul monitoraggio della qualità della tensione istituito ai sensi del punto 4., lettera b), della deliberazione ARG/elt 198/11, verrà approfondito il tema relativo allo standard individuale per utenti MT su interruzioni transitorie e buchi di tensione.

3.1.6 Titolo 6 – Interruzioni con preavviso

Gli articoli da 47 a 49 del Titolo 6 disciplinano le interruzioni con preavviso. Il quadro regolatorio del TIQE 2012-2015 è stato sostanzialmente confermato.

All'articolo 48, comma 48.1, lettera b), l'obbligo per ogni impresa distributrice di avvisare gli utenti interessati, in occasione dell'effettuazione delle interruzioni con preavviso, è stato innalzato a 3 giorni lavorativi (era 2 giorni lavorativi per il periodo 2012-2015); è confermato il preavviso di almeno 24 ore in caso di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze (articolo 48, comma 48.1, lettera a).

Nel caso in cui l'interruzione con preavviso coinvolga un'impresa distributrice, è necessario fornire il preavviso all'impresa sottesa con almeno 1 giorno in più di anticipo per permettere alla stessa di rispettare i termini nei confronti dei propri utenti (quindi, all'impresa sottesa deve essere dato preavviso con 4 giorni lavorativi di anticipo salvo i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze in cui l'anticipo deve essere di 2 giorni). Qualora non venga rispettato tale anticipo l'impresa sottesa registrerà tale interruzione come "senza preavviso", origine "reti interconnesse" e causa "altre cause". Viceversa, se l'impresa sottesa, seppur preavvisata per tempo, non provvede a preavvisare i propri utenti secondo le disposizioni del presente articolo, non potrà registrare l'interruzione con origine interconnessa, ma con origine coincidente con il livello di tensione della rete interrotta e causa "altre cause".

È stato introdotto il comma 48.7, con il quale le imprese distributrici e gli utenti MT possono concordare tempi di preavviso diversi da quello di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b). Accordi per tempi di preavviso diversi da quello di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b) non possono comportare oneri per gli utenti MT. Tempi di preavviso diversi da quello di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b) possono essere concordati anche tra imprese distributrici e utenti BT. Anche in tali casi accordi per tempi di preavviso diversi da quello di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera b) non possono comportare oneri per gli utenti BT.

L'articolo 49 prevede che, con successivo provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2016, l'Autorità disciplini una regolazione sperimentale che incentivi la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso con origine MT e BT per il periodo 2017-2019.

3.1.7 Titolo 7 – Regolazione delle interruzioni prolungate o estese

Gli articoli da 50 a 59 del Titolo 7 disciplinano la regolazione delle interruzioni prolungate o estese.

All'articolo 51 sono definiti gli standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica. L'Autorità ha disposto l'allineamento graduale, nell'arco del quadriennio 2016-2019, degli standard sulle interruzioni senza preavviso di lunga durata di qualsiasi causa, a valori pari a quelli in vigore per il periodo 2012-2015 riferiti agli utenti in alta concentrazione (8 ore gli utenti BT e 4 ore per gli utenti MT). Di seguito sono riepilogati gli standard di qualità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica per il periodo 2016-2023 (Tabelle 9a, 9b e 9c).

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura per il biennio 2016-2017

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale per utenti BT e MT	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	12	6
	• Bassa concentrazione	12	6
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura per il biennio 2018-2019

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale per utenti BT e MT	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	8	4
	• Bassa concentrazione	12	6
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura per il quadriennio 2020-2023

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale per utenti BT e MT	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	8	4
	• Bassa concentrazione	8	4
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Le aliquote annue di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali da parte degli utenti sono state aggiornate come indicato nella *Tabella 11* di seguito riportata.

Aliquote annue di contribuzione al Fondo per eventi eccezionali a carico degli utenti

	<ul style="list-style-type: none"> utenze domestiche utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 6,6 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenze BT diverse dalle domestiche con potenza disponibile superiore a 6,6 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenze MT
Aliquota annua	0,875 euro/punto di prelievo/anno	2,5 euro/punto di prelievo/anno	25 euro/ punto di prelievo o immissione/anno

– Nota: sono esclusi dalla contribuzione al Fondo per eventi eccezionali i punti di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici e per l'illuminazione pubblica.

Le utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 6,6 kW sono equiparate alle utenze domestiche sia in relazione al versamento al Fondo Eventi eccezionali sia in relazione ai rimborsi per le interruzioni prolungate come specificato nella *Tabella 10*, di seguito riportata.

Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

	<ul style="list-style-type: none"> utenze domestiche utenze non domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 6,6 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenze BT e MT diverse dalle domestiche con potenza disponibile inferiore o uguale a 100 kW e superiore a 6,6 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenze BT diverse dalle domestiche con potenza disponibile superiore a 100 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenze MT con potenza disponibile superiore a 100 kW 	<ul style="list-style-type: none"> utenti BT e MT titolari di impianti di produzione
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW	0,15 €/kW
per ogni periodo ulteriore	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 2 ore	0,075 €/kW ogni 4 ore
Tetto massimo	300 €	1000 €	3.000 €	6.000 €	3.000 €

Note:

- si veda l'articolo 53 per i casi di esclusione;
- per gli utenti titolari di impianti di produzione e prelievo si applica il rimborso maggiore tra quello relativo a impianti di prelievo e quello relativo a impianti di produzione.

Le altre novità in materia di interruzioni prolungate o estese riguardano:

- l'articolo 51, comma 51.2, in base al quale la regola di accorpamento si applica anche ad una interruzione con preavviso seguita da una interruzione senza preavviso e ad una interruzione senza preavviso seguita da una interruzione con preavviso. In tali casi si applica lo standard relativo alle interruzioni senza preavviso;
- l'aggiunta, all'articolo 53, comma 53.2, della lettera g), con la quale si specifica che il rimborso non è dovuto qualora si riferisca a punti di prelievo per la ricarica dei veicoli elettrici o per l'illuminazione pubblica;
- l'aggiunta, all'articolo 53, del comma 53.8, con il quale si dispone che per un medesimo utente, nel corso dell'anno solare, il numero massimo di rimborsi erogabili è pari a due per le interruzioni con onere a carico del Fondo Eventi eccezionali. Per tali casi l'impresa

distributrice eroga i rimborsi agli utenti¹⁶ entro il primo ciclo di fatturazione del trasporto utile trascorsi 60 (sessanta) giorni dall'interruzione, ed eventualmente li integra, entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello cui si riferiscono le interruzioni, qualora nel corso dell'anno solare un utente subisca più di due interruzioni con onere a carico del Fondo Eventi eccezionali. In tali casi l'utente ha diritto all'erogazione dei due rimborsi di importo maggiore.

In relazione alla attribuzione degli oneri dei rimborsi erogati agli utenti (*articolo 54*), in conseguenza di quanto disposto al comma 53.8, ed in analogia con quanto già disposto al comma 38.9, è opportuno che l'impresa distributrice si rivalga sull'impresa distributrice interconnessa o su Terna entro il 30 giugno dell'anno successivo quello cui si riferiscono le interruzioni. E' altresì opportuno che l'impresa distributrice interconnessa o Terna effettuino il relativo pagamento entro 90 giorni dal ricevimento della suddetta richiesta. Di seguito viene illustrato un esempio di corretta attuazione del *comma 53.8*.

Esempio: un utente BT domestico in un comune in media concentrazione che ha subito le seguenti interruzioni nel corso del 2016 (soglia standard 12 ore, periodo aggiuntivo 4 ore):

Sequenza interruzioni	Ore interruzione totali	Ore interruzione impresa	Ore interruzione Fondo	Rimborso impresa	Rimborso Fondo	Rimborso effettivamente erogato *
1	17	6	11	15,88 €	29,12 €	15,88 €
2	21	21	0	60,00 €	0	60,00 €
3	88	0	88	0	300,00€	300,00 €
4	100	10	90	30,00 €	270,00 €	300,00 €
5	88	22	66	75,00 €	225,00 €	75,00 €
6	21	21	0	60,00 €	0	60,00 €
7	17	17	0	45,00 €	0	45,00 €
8	70	0	70	0	240,00 €	0

Nota: * a giugno dell'anno successivo a quello cui si riferiscono le interruzioni.

Le interruzioni 3 e 4 sono a carico del Fondo, perché sono le due di importo maggiore; infatti le interruzioni 1, 5 e 8 sono, nella quota a carico del Fondo, di importo minore. All'utente spettano pertanto 570,00 € di indennizzi automatici a carico del Fondo. L'impresa distributrice deve erogare i rimborsi all'utente entro il primo ciclo di fatturazione del trasporto utile trascorsi 60 (sessanta) giorni dall'interruzione relativamente alle prime due interruzioni a carico del Fondo: la 1 (29,12 €) e la 3 (300,00 €), poi li integra, entro il 30 giugno dell'anno successivo, con la quota relativa all'interruzione 4 (270,00 € - 29,12€ = 240,88 €).

Le interruzioni 2, 6 e 7 sono interamente a carico dell'impresa distributrice (o Terna); le interruzioni 1, 4 e 5 sono in quota parte a carico dell'impresa distributrice (o Terna).

Sempre in relazione alla attribuzione degli oneri dei rimborsi erogati agli utenti (*articolo 54*) e all'*articolo 56* in materia di versamenti e prelievi sul Fondo per eventi eccezionali, è opportuno che, in caso di interruzioni con origine "impresa distributrice interconnessa" o "Terna" attribuite

¹⁶ Per accedere al reintegro dei rimborsi erogati agli utenti per interruzioni prolungate, per interruzioni non di propria responsabilità, le imprese di distribuzione presentano all'Autorità e alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico apposita istanza. L'istanza contiene il motivo specifico del ricorso al Fondo per eventi eccezionali. Le imprese di distribuzione devono inoltre indicare il numero degli utenti interessati, l'ammontare dei rimborsi erogati o da erogare, riferiti all'evento oggetto dell'istanza, distinguendo gli utenti rimborsati per tipo di interruzioni (con o senza preavviso), tipologia di utente, grado di concentrazione e fasce di durata delle interruzioni prolungate.

a causa di forza maggiore o cause esterne, che comportino indennizzi verso gli utenti disalimentati, sia l'impresa distributrice disalimentata a richiedere il reintegro al Fondo per eventi eccezionali, per la quota parte di interruzione attribuita a causa di forza maggiore o cause esterne.

Soprattutto in funzione del fatto che i dati necessari per la compilazione della tabella richiesta per l'accesso al fondo sono in possesso del Distributore che ha subito la disalimentazione.

3.1.8 Titolo 8 – Qualità della tensione

Gli articoli da 60 a 72¹⁷ del Titolo 8 disciplinano la regolazione della qualità della tensione. Gli articoli 64, 65, 68, 69, 70, 71 e 72 si applicano ad ogni impresa distributrice proprietaria di almeno una semisbarra MT di cabina primaria (*comma 60.2*), intesa come una sbarra MT di distribuzione di energia elettrica a utenti MT o BT situata in uno dei seguenti elementi di rete (*articolo 64*):

- a) in una cabina primaria AAT/MT o AT/MT;
- b) in una stazione di trasformazione AAT/MT o AT/MT;
- c) in un impianto di produzione con trasformazione AAT/MT o AT/MT a due o tre avvolgimenti.

L'articolo 67 si applica invece a tutte le imprese distributrici.

All'articolo 63, *comma 63.1*, è disposto l'obbligo per ogni impresa distributrice di approvvigionare, installare, mantenere e gestire un registratore individuale della qualità della tensione conforme alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30, per gli utenti che lo richiedano; i relativi costi sono a carico del richiedente. All'articolo 63, *comma 63.2* è precisato che qualora un utente intenda installare un registratore individuale delle caratteristiche della qualità della tensione, tale registratore deve essere conforme alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30.

All'articolo 64, *comma 64.2*, è specificato che ogni impresa distributrice è tenuta a monitorare la qualità della tensione in ogni semisbarra MT di cabina primaria di cui è proprietaria con apparecchiature di misura conformi alle norme CEI EN 50160 e CEI EN 61000-4-30, mentre all'articolo 64, *comma 64.3* è precisato che una apparecchiatura di misura della qualità della tensione si intende messa in servizio quando un sistema centrale di monitoraggio della qualità della tensione è in grado di acquisire con continuità i dati di qualità della tensione registrati da tale apparecchiatura. In ragione di ciò, dal 1° gennaio 2016, tutte le semisbarre MT, incluse le nuove, devono essere equipaggiate con apparecchiature di misura della qualità della tensione in servizio. Per le apparecchiature messe in servizio dopo il 31 dicembre 2014 non sono previsti contributi per la messa in servizio (*articolo 71* del TIQE 2012-2015).

È stato aggiunto l'articolo 66 relativo a livelli specifici di qualità della tensione e indennizzi automatici a favore degli utenti MT, che l'Autorità determinerà con successivo provvedimento:

- a) i livelli specifici di qualità della tensione, in relazione alle interruzioni transitorie e ai buchi di tensione;

¹⁷ In relazione a quanto disposto al *comma 62.3*, si segnala che nella norma CEI EN 60038 pubblicazione 2012-08 nel sommario il CEI precisa: "La norma in oggetto sostituisce completamente la norma CEI 8-6:1998-04 che rimane applicabile fino al 05/09/2014".

- b) i criteri di inclusione ed esclusione delle interruzioni transitorie e dei buchi tensione;
- c) eventuali criteri di differenziazione dei livelli specifici in funzione di variabili da identificare (es.: grado di concentrazione, caratteristiche elettriche della rete MT, etc.);
- d) la valorizzazione economica degli indennizzi automatici;
- e) le condizioni per gli utenti MT per ricevere gli indennizzi automatici;
- f) obblighi informativi per le imprese distributrici nei confronti degli utenti MT per l'entrata in vigore della regolazione.

All'articolo 67, è disciplinato il monitoraggio delle variazioni di tensione in reti BT mediante i misuratori elettronici.

Con il nuovo articolo 67, comma 67.2, l'Autorità ha disposto inoltre che entro il 31 dicembre 2016 ogni impresa distributrice predisponga un piano pluriennale di monitoraggio e ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione BT per i casi di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160. Tale piano deve rispondere almeno ai seguenti criteri di massima:

- a) frequenza del monitoraggio a campione del valore efficace della tensione di alimentazione tramite i misuratori elettronici;
- b) tempo massimo entro il quale tutta la rete BT viene sottoposta a monitoraggio a campione, e, in esito al monitoraggio, contenere:
- c) l'elenco dei punti che dal monitoraggio a campione risultano essere di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160;
- d) i tempi di ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione per i suddetti punti;
- e) le iniziative di ripristino del valore efficace della tensione di alimentazione per i punti caratterizzati da non conformità non grave.

Con il nuovo articolo 67, comma 67.3, si specifica che per punti di più grave non conformità alla norma CEI EN 50160 si devono intendere i punti per i quali nell'arco di una settimana la percentuale di intervalli di 10 minuti con valore della tensione efficace entro la tolleranza:

- a) del $\pm 10\%$ rispetto al valore nominale, è inferiore all'85%,
oppure
- b) del $+10\% / -15\%$ rispetto al valore nominale, è inferiore al 90%.

Ai fini della discriminazione tra non conformità non grave e grave non conformità è pertanto necessario che i misuratori oggetto di monitoraggio forniscano le misure del valore efficace della tensione di alimentazione secondo quanto disposto dalla norma CEI EN 50160, in particolare al punto 4.2.2.2.

All'articolo 70, è disciplinata la comunicazione che deve avvenire, entro il 30 aprile dell'anno successivo a quello al quale i dati si riferiscono, delle informazioni relative all'articolo 65, di seguito riportate:

- a) relativamente a ciascun buco di tensione registrato alla semisbarra MT di cabina primaria:
 - i. numero progressivo dell'evento;
 - ii. indicazione delle tensioni interessate dall'evento;
 - iii. istante di inizio (data, ora, minuto, secondo e almeno centesimi di secondo);
 - iv. durata del buco di tensione, espressa almeno con precisione di centesimi di secondo;
 - v. tensione residua (in percentuale della tensione nominale);
 - vi. origine del buco di tensione;
- b) relativamente ad informazioni di sintesi minime relative ai buchi di tensione registrati sulle semisbarra MT di cabina primaria, separatamente per origine dei buchi di tensione:

- i. tabella di sintesi dei buchi di tensione registrati nel formato descritto dalla norma CEI EN 50160 con evidenza, anche cromatica, delle soglie di immunità classe 2 e classe 3 di cui alle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34;
- ii. numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 2 suddetta;
- iii. numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 3 suddetta.

All'*articolo 71*, si precisa che l'informazione relativa all'origine dei buchi di tensione ricadenti nelle celle A1, A2, A3, A4; B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN50160, per il periodo 2016-2023, non deve essere comunicata agli utenti MT.

Ad esempio, all'utente MT possono essere fornite:

- a) una tabella con i buchi di tensione ricadenti in tutte le celle della tabella 5 della norma CEI EN50160, senza differenziazione di origine;
- b) una tabella con i buchi di tensione ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4; B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN50160, di origine MT;
- c) una tabella con i buchi di tensione ricadenti al di fuori delle celle A1, A2, A3, A4; B1, B2 e C1 della tabella 5 della norma CEI EN50160, di origine AT;
- d) il numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 2, senza differenziazione di origine;
- e) il numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 3 di origine MT;
- f) il numero totale di buchi di tensione più severi rispetto alla soglia di immunità classe 3 di origine AT.

3.1.9 Titolo 9 – Contratti per la qualità

Gli *articoli da 73 a 76* del Titolo 9 disciplinano i contratti per la qualità. L'impianto della regolazione è rimasto sostanzialmente quello del TIQE 2012-2015.

È stato aggiunto l'*articolo 76*, che specifica che con successive disposizioni l'Autorità disciplinerà le forme contrattuali speciali per gli utenti MT.

3.1.10 Titolo 10 – Resilienza del sistema elettrico

Gli *articoli da 77 a 79* del Titolo 10 disciplinano la resilienza del sistema elettrico.

In relazione a tale nuova tematica, all'*articolo 77, comma 77.1*, è disposto l'obbligo, per le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti, di trasmettere all'Autorità un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico, entro il 30 settembre 2016.

Il piano, come specificato all'*articolo 77, comma 77.2*, deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni. Vengono di seguito elencati alcuni esempi di tematiche che possono essere esaminate:

- a) bonifica delle reti di distribuzione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- b) potenziamento della controllabilità della rete di distribuzione;

- c) aumento della cavizzazione;
- d) componentistica di rete;
- e) potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione;
- f) funzionamento in isola intenzionale, tramite gruppi di generazione mobili nella disponibilità dell'impresa distributrice o con soluzioni di esercizio avanzate che coinvolgono la generazione distribuita.

Come precisato all'*articolo 77, comma 77.3*, il predetto piano elaborato dalle imprese distributrici deve tener conto dei propri piani di sviluppo e deve essere coordinato con Terna e le imprese distributrici interconnesse e sottese.

Con successivi provvedimenti l'Autorità disciplinerà le iniziative per incrementare la resilienza delle reti di distribuzione (*articoli 78 e 79*).

3.2) Allegato A - Parte II: Regolazione della qualità commerciale

3.2.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

La Parte II del TIQE 2016-2023 disciplina la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste da parte dei clienti finali e dai produttori. Le disposizioni in vigore prevedono standard di qualità, generali e specifici con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare i clienti e i produttori e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Le principali novità introdotte per il periodo 2016-2023 riguardano:

- a) l'aggiunta della prestazione "aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase ordinaria con potenza disponibile oltre i 33 kW ed entro i 50 kW prima e dopo la variazione" soggetta a preventivo rapido;
- b) la riduzione del tempo massimo per la preventivazione di lavori sulla rete, da 20 a 15 giorni lavorativi per la rete BT e da 40 a 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- c) la trasformazione da generale a specifico dello standard sul tempo massimo di esecuzione di lavori complessi e, contestualmente, riduzione da 60 a 50 giorni lavorativi per ogni tipo di lavoro, sia per i clienti MT che per i clienti BT;
- d) per le prestazioni relative ai preventivi e ai lavori, l'informazione indicante se la prestazione si riferisce ad una connessione alla rete;
- e) la comunicazione dei dati per regione e non più per provincia;
- f) l'introduzione di una regolazione per le connessioni e attivazioni massive;
- g) l'introduzione di una regolazione in merito alla *performance* dei sistemi di telegestione dei misuratori elettronici.

Nelle disposizioni generali previste dal Titolo 1 della Parte II del TIQE 2016-2023 (*articoli 80 e 81*) sono riportate le definizioni per la qualità commerciale e le finalità, i principi generali e l'ambito di applicazione.

All'*articolo 80* sono state modificate le definizioni necessarie a garantire l'allineamento con le più recenti disposizioni dell'Autorità. In particolare sono state modificate le definizioni di:

- cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete pubblica anche attraverso reti o linee private;

- distributore è l'esercente che svolge le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com;
- distribuzione è l'attività di cui all'articolo 4, comma 4.6, dell'Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com;
- misura è l'attività di cui all'articolo 4, comma 4.7, dell'Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com;
- vendita è l'attività di cui all'articolo 4, commi 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 dell'Allegato A alla deliberazione 231/2014/R/com, disciplinata dall'Allegato A alla deliberazione del 27 giugno 2007, n. 156/07.

3.2.2 Titolo 2 – Indicatori di qualità commerciale

Gli articoli da 82 a 100 del Titolo 2 disciplinano le prestazioni soggette a standard di qualità, generali e specifici con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici.

L'articolo 82 elenca gli indicatori di qualità commerciale.

All'articolo 83 nell'elenco delle prestazioni soggette a preventivo rapido è stata aggiunta la prestazione "aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase ordinaria con potenza disponibile oltre i 33 kW ed entro i 50 kW prima e dopo la variazione" come meglio specificato nella *Tabella 12* sotto riportata. Lo standard applicabile è quello della attivazione della fornitura.

Prestazioni per forniture in bassa tensione soggette a preventivo rapido a cura del venditore

Prestazione	Descrizione della prestazione	Livello applicabile
Variazione contrattuale o voltura a parità di condizioni di fornitura		N. A.
Energizzazione di un punto di consegna preposato disattivo, monofase o trifase, a parità di condizioni	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura (ordinaria o temporanea) precedentemente disattivo a parità di condizioni	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna monofase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Energizzazione di un punto di consegna trifase precedentemente disattivo, con variazione di potenza	Avvio dell'alimentazione per una singola fornitura trifase ordinaria con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 33 kW o temporanea con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura monofase (ordinaria o temporanea) con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 6,6 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase ordinaria con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 33 kW o temporanea con potenza disponibile prima e dopo la variazione entro i 40 kW	Attivazione della fornitura
Aumento o diminuzione di potenza su fornitura trifase	Aumento o diminuzione di potenza per una singola fornitura trifase ordinaria con potenza disponibile oltre i 33 kW ed entro i 50 kW prima e dopo la variazione	Attivazione della fornitura

All'articolo 84 è stato aggiornato il "Tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie" richieste dai clienti finali BT, a 15 giorni lavorativi (era di 20 giorni lavorativi nel periodo 2012-2015). In caso di richiesta di preventivazione da parte di un cliente BT che comporti lavori sulla rete MT, lo standard applicabile è il tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT. Nel preventivo il cliente BT deve essere informato di tale circostanza. L'eventuale indennizzo automatico applicabile rimane quello relativo alla tipologia di cliente BT che ha richiesto la preventivazione.

All'articolo 85 è stato aggiornato il "Tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete MT" richieste dai clienti finali MT, a 30 giorni lavorativi (era di 40 giorni lavorativi nel periodo 2012-2015).

All'articolo 86 è stato aggiornato il "Tempo massimo di esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie" richieste dai clienti finali BT, a 10 giorni lavorativi (era di 15 giorni lavorativi nel periodo 2012-2015).

All'articolo 87 è stato aggiornato il "Tempo massimo per l'esecuzione di lavori complessi" richieste dai clienti finali MT e BT, a 50 giorni lavorativi; la prestazione è stata sottoposta ad indennizzo automatico per il periodo 2016-2023 (era uno standard generale pari a 60 giorni lavorativi nel periodo 2012-2015).

All'articolo 90, comma 90.2, in merito al tempo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità, è stato confermato che il venditore è tenuto all'invio immediato al distributore, mediante fax o per via telematica, della richiesta di riattivazione della fornitura di un proprio cliente finale, a seguito del pagamento da parte del cliente finale al venditore delle somme dovute,¹⁸ relativamente a ciascuna fattura che ha comportato la richiesta di sospensione della fornitura per morosità.

3.2.3 Titolo 3 – Livelli specifici e generali di qualità commerciale

Gli articoli da 101 a 103 del Titolo 3 disciplinano i livelli specifici e generali di qualità commerciale.

Per quanto riguarda il Titolo 3 le modifiche apportate rispetto al TIQE 2012-2015 riguardano solo allineamenti alle modifiche introdotte.

L'unica novità di rilievo è la comunicazione dei dati per regione anziché per provincia. Rimane in ogni caso la raccolta dei dati su base provinciale, in via opzionale. L'Autorità ritiene comunque utile raccogliere i dati per provincia in relazione al fatto che solo poche imprese distributrici operano su più di una regione.

3.2.4 Titolo 4 – Indennizzi automatici

Non sono state modificate le disposizioni del Titolo 4 che disciplinano i casi di indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità, i casi di esclusione del diritto all'indennizzo automatico, le modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico (articoli da 104 a 106).

¹⁸Ovvero di dimostrazione, mediante idonea documentazione, dell'avvenuto pagamento delle somme medesime.

3.2.5 Titolo 5 – Obblighi di registrazione e di informazione

Gli articoli da 107 a 110 del Titolo 5 disciplinano gli obblighi di registrazione e di informazione.

Per quanto riguarda il Titolo 5, le modifiche apportate rispetto al TIQE 2012-2015 riguardano l'introduzione per le prestazioni relative ai preventivi e ai lavori, dell'informazione indicante se la prestazione si riferisce ad una nuova connessione permanente ordinaria alla rete (*articolo 107, comma 107.7 e articolo 109, comma 109.2, lettera f*) e l'aggiunta della lettera g) all'*articolo 109, comma 109.2*, con la quale è richiesto all'impresa distributrice di comunicare, per l'esecuzione di lavori semplici e complessi, anche i tempi medi effettivi per l'ottenimento degli atti autorizzativi.

Allo scopo si specifica che per connessione alla rete si intende il collegamento alla rete dell'impianto elettrico di un cliente finale, in coerenza con il punto 3.13 della Norma CEI 0-16 del settembre 2014.

3.2.6 Titolo 6 – Modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità

Non sono state modificate le disposizioni del Titolo 6 che disciplinano le modalità di effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale (*articoli da 110 a 122*).

3.2.7 Titolo 7 – Connessioni e attivazioni massive

Nella Parte II del TIQE 2016-2023 è stato introdotto il nuovo Titolo 7 (*articolo 123*) che introduce la regolazione per le connessioni massive.

In sintesi la regolazione prevede:

- all'*articolo 123, comma 123.1*, la definizione di connessioni massive richieste da un singolo soggetto che siano almeno pari al minimo tra:
 - a) lo 0,5% del numero di clienti finali in bassa tensione serviti dall'impresa distributrice;
 - b) 500 richieste formulate dal medesimo soggetto.
- all'*articolo 123, comma 123.2*, la definizione massiva di attivazioni se richieste da un singolo soggetto che siano almeno pari al minimo tra:
 - a) il 2% del numero di clienti finali in bassa tensione serviti dall'impresa distributrice;
 - b) 500 richieste formulate dal medesimo soggetto.
- all'*articolo 123, comma 123.3*, che l'impresa distributrice ed il soggetto richiedente connessioni o attivazioni massive possano stipulare, anche tramite la società di vendita, accordi bilaterali o contratti finalizzati alla definizione di tempi personalizzati per la realizzazione delle connessioni e/o delle attivazioni, in funzione di parametri indicati nei medesimi contratti (es.: numerosità di connessioni per intervallo di tempo, potenza disponibile per i singoli punti di connessione, etc). Tali accordi bilaterali o contratti devono garantire condizioni non discriminatorie rispetto a possibili diversi richiedenti.
- all'*articolo 123, comma 123.4*, che l'accordo bilaterale o il contratto debba altresì contenere, almeno:
 - a) il cronoprogramma di realizzazione delle connessioni e/o delle attivazioni delle forniture;
 - b) meccanismi di flessibilità ed aggiornamento del programma di realizzazione delle connessioni e/o delle attivazioni;

- c) meccanismi di compensazione economica qualora il richiedente si faccia carico di opere di competenza dell'impresa distributrice;
 - d) i corrispettivi a carico del richiedente;
 - e) gli indennizzi a favore del richiedente in caso mancato rispetto dei tempi previsti per la realizzazione della connessioni e/o attivazioni;
 - f) gestione delle comunicazioni formali tramite l'utilizzo di strumenti massivi informatici di tipo standard e/o della posta elettronica certificata.
- all'articolo 123, comma 123.5, che l'impresa distributrice debba dare adeguata motivazione del rifiuto alla stipula di un accordo bilaterale o di un contratto avente ad oggetto connessioni o attivazioni massive. In altre parole, l'impresa distributrice non può rifiutarsi, senza adeguate motivazioni, di dare seguito ad una richiesta di attivazioni o connessioni massive.

3.2.8 Titolo 8 – Performance del servizio di misura

Nella Parte II del TIQE 2016-2023 è stato introdotto il nuovo Titolo 8 (articolo 124) che disciplina la pubblicazione comparativa della *performance* dei sistemi di telegestione dei misuratori elettronici.

Con successivo provvedimento l'Autorità disciplinerà la *performance* del servizio di misura in attesa dei seguiti sulla "Fatturazione nel mercato retail", DCO 405/2015/R/com.

3.3) Allegato A - Parte III: Promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione

3.3.1 Titolo 1 – Disposizioni generali

Il Titolo 1 della Parte III riguarda definizioni e finalità.

All'articolo 126 sono riportate le definizioni. La definizione di "colonna montante" riguarda parti di rete di distribuzione, che sono quindi nella responsabilità del gestore di rete, il quale necessita l'autorizzazione dei condomini in quanto la colonna montata attraversa parti condominiali (essendo in tali casi i misuratori non collocati in vani centralizzati accessibili al distributore).

La definizione di potenza efficiente di generazione della generazione distribuita sottesa a una sezione di trasformazione primaria sottolinea che essa sia registrata sul sistema GAUDI', in modo da fornire un dato certo da utilizzare per la regolazione incentivante, essendo tale dato collegato ad un premio. I dati contenuti nel sistema di anagrafica GAUDI', oltre ai controlli automatici del sistema finalizzati a verificare la correttezza dei dati dichiarati sotto la responsabilità del produttore di energia elettrica e le verifiche di Terna che gestisce il sistema, sono infatti già validati dai gestori di rete (vedasi in particolare il comma 36.3 del TICA).

I meccanismi incentivanti sono relativi alle singole sezioni di trasformazione all'interno di una cabina primaria, dato che i contro-flussi di energia avvengono realmente sul trasformatore e le parti di rete di distribuzione collegate ai diversi trasformatori presenti in cabina in condizioni normali sono sostanzialmente gestite in modo indipendente.

All'articolo 127 si conferma la finalità di massimizzare i benefici netti di sistema tramite meccanismi incentivanti di natura *output-based*, sviluppati secondo criteri di selettività.

3.3.2 Titolo 2 – Funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile

All'articolo 128 si specifica che per implementare le funzionalità innovative, che si concentrano per il primo semi-periodo sulle reti di media tensione, è necessario che le imprese gestiscano almeno una sezione di trasformazione di cabina primaria. Con lo sviluppo delle funzionalità ulteriori e gli approfondimenti in corso di periodo, si potrà estendere eventualmente l'incentivazione anche ad altre imprese.

All'articolo 129 si definiscono i requisiti minimi che caratterizzano i livelli di complessità della funzionalità denominata "osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse connesse alle reti di distribuzione di energia elettrica in media tensione" o per brevità "osservabilità MT". La funzionalità di osservabilità MT si articola in due livelli di complessità.

Il livello OSS-1 vuole incentivare uno scambio di dati e misure fra distributore e Terna che permetta una prima stima da parte di Terna della produzione fotovoltaica collegata alle reti di distribuzione. Per fare ciò, si prevede che il distributore debba inviare a Terna in tempo reale le misure disponibili relative a linee MT dedicate esclusivamente ad un impianto fotovoltaico. Tali stime dovranno, ovviamente, essere coerenti con le altre misure disponibili e non dovranno comportare l'installazione di nuovi TA o TV. Il livello OSS-1 si riferisce sostanzialmente a un primo impianto "sentinella" fotovoltaico, le cui misure in tempo reale possono essere utilizzate per la stima delle produzioni degli altri generatori fotovoltaici presenti sulla rete di distribuzione in media tensione.

Il livello OSS-2 rappresenta un'evoluzione della funzionalità e comprende anche il livello OSS-1. L'obiettivo dell'Autorità è definire compiutamente il livello OSS-2 entro il 2016, sulla base degli esiti delle sperimentazioni che Terna è chiamata ad effettuare con la collaborazione delle imprese che hanno partecipato ai progetti *smart grid*. Tali imprese hanno infatti già implementato sulle proprie reti funzionalità molto più avanzate (fino alla regolazione di potenza attiva) e possono procedere immediatamente ad una fase ulteriore di monitoraggio e verifica dell'accuratezza delle stime effettuate. L'obiettivo principale delle sperimentazioni è verificare un primo livello minimo di stima accurata in tempo reale della potenza attiva aggregata per tipologie omogenee di utenze della rete MT. L'utilizzo da parte di Terna delle stime richiede una necessaria accuratezza che ne garantisca l'attendibilità. Le evidenze che emergeranno dalle sperimentazioni dovranno quindi servire a definire oltre alla tipologia di scambio dati, anche un indicatore di accuratezza e la fissazione di soglie di ammissibilità di tale indicatore.

È stato inoltre specificato che a tale scopo la sperimentazione dovrà dimostrare che sia possibile ottenere i livelli di accuratezza proposti per il livello OSS-2 tramite l'utilizzo di previsioni meteorologiche, affinate con dati storici di generazione convenzionale e carico, misure già disponibili al distributore e dati provenienti da sensori meteorologici installati in cabina primaria o in cabina secondaria, dove sia già presente la comunicazione necessaria a raccogliere tale segnale. Non è previsto in questa fase il coinvolgimento dell'utente.

Con l'implementazione del livello OSS-2 da parte del distributore, si prevede anche un ruolo più attivo di Terna nella gestione e nell'utilizzo delle stime provenienti dai distributori stessi. Allo scopo di creare condizioni di mutuo interesse per l'effettivo utilizzo di tali stime per l'ottimizzazione della gestione della riserva, oltre al premio per i distributori, l'Autorità ha previsto anche un premio per Terna correlato al beneficio atteso, da definirsi contestualmente alla funzionalità OSS-2.

Le disposizioni prevedono, infine, la pubblicazione annuale da parte di Terna sull'effettiva implementazione della funzionalità di osservabilità MT e, una volta definito il livello OSS-2, sull'utilizzo delle stime per migliorare l'approvvigionamento dei servizi di riserva, su cui si basano i benefici attesi e quindi gli incentivi stessi.

All'*articolo 130* si definiscono i requisiti minimi che caratterizzano i livelli di complessità della funzionalità denominata "regolazione di tensione sulle reti di distribuzione MT" o per brevità "regolazione di tensione MT", applicate a sezioni di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria. Come per la precedente funzionalità, anche questa si articola in due livelli di complessità.

L'incentivazione del livello REGV-1 mira a raggiungere un primo miglioramento della regolazione della tensione in rete, ottimizzando in tempo reale la tensione alla sbarra MT, attraverso sistemi e algoritmi avanzati.

Per quanto concerne la regolazione di tensione, essa è tanto più efficace quanto più ci si avvicina alle esigenze locali. Il livello REGV-2 prevede quindi un ulteriore miglioramento che comprende anche il livello REGV-1 (che quindi deve essere già implementato), prevedendo la fornitura dei dati necessari per il corretto funzionamento della regolazione del reattivo in locale, senza modificare i flussi di potenza attiva. La logica di attivazione e le soglie di attivazione sono coerenti con quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e molti apparati in campo sono già predisposti per questa taratura specifica, fino ad ora inutilizzata. Il livello REGV-2, quindi, non prevede investimenti particolari da parte dell'impresa, ma l'attivazione e l'utilizzo effettivo del controllo locale di regolazione di tensione dell'utente, attraverso il coinvolgimento di una quota minima di impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione in MT sottesa alla sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT. Entro il 2016 l'Autorità ha intenzione di definire compiutamente il livello REGV-2, la quota minima di coinvolgimento degli utenti e il premio legato al beneficio addizionale della funzionalità, sulla base delle proposte delle imprese distributrici.

Le disposizioni prevedono, inoltre, una pubblicazione annuale da parte del distributore coinvolto, sull'effettiva implementazione della funzionalità di regolazione della tensione MT e dei benefici reali connessi in termini di maggior penetrazione potenziale da generazione distribuita sulla sezione (*hosting capacity*).

All'*articolo 131* si definisce il criterio di selettività degli investimenti nelle funzionalità innovative dei sistemi di distribuzione; in particolare vengono identificate le aree in cui è già presente una quantità di energia immessa da generazione distribuita tale da creare contro-flussi di energia alle sezioni di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria per un tempo maggiore o uguale all'1% del tempo annuo. A tal proposito, è necessario fare riferimento all'anno precedente all'implementazione della funzionalità.

All'*articolo 132* sono definiti gli incentivi *output-based* per gli anni dal 2016 al 2019 correlati all'implementazione delle funzionalità innovative nelle sezioni di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria considerate prioritarie, a valere sul conto "Qualità dei servizi elettrici".

Il premio legato alla funzione di osservabilità MT è stato definito dalla seguente formula:

$$I_{OSS} \times P_{FER} \times \text{Mesi}/12$$

dove:

- I_{OSS} [€/MW]: incentivo unitario legato al livello di complessità più elevato implementato nell'anno t nella sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria;
- P_{FER} [MW]: potenza efficiente della generazione alimentata a fonte rinnovabile sottesa, in assetto di rete standard nell'anno t , alla sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria nella quale è stata realizzata la funzionalità;
- $Mesi$ è un numero che assume valore da 0 a 12 in relazione al numero di mesi di effettivo funzionamento della funzionalità, incluso il rispetto delle soglie di accuratezza delle stime in ciascun mese dell'anno t per il livello OSS-2.

Il premio legato alla funzione di regolazione di tensione MT è stato definito dalla seguente formula:

$$I_{REGV} \times S_{CP}$$

dove:

- I_{REGV} [€/MVA]: incentivo unitario legato al livello di complessità più elevato implementato nella sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria;
- S_{CP} [MVA]: potenza nominale del trasformatore della sezione di trasformazione AAT/MT o AT/MT di cabina primaria.

L'implementazione della funzionalità di osservabilità MT in linea di principio potrebbe avvenire in modo discontinuo. A tal proposito, l'Autorità ha previsto la corresponsione dell'incentivo legata ai mesi di effettivo scambio delle informazioni fra distributori e Terna.

L'implementazione della funzionalità di regolazione della tensione MT, invece, è legata ad investimenti specifici che, una volta implementati, salvo disfunzioni temporanee, non avrebbe senso per il distributore non utilizzare. L'incentivo è quindi legato all'effettiva implementazione della funzionalità.

Per ogni funzionalità, il livello di complessità più elevato rappresenta il riferimento per l'assegnazione del premio annuale; in altre parole, in uno stesso anno non sono assegnati più di un premio per ogni funzionalità implementata. A tal proposito, si evidenzia che ci potrebbero essere delle sinergie nell'implementazione congiunta delle funzionalità osservabilità e regolazione di tensione con minori costi per l'impresa e quindi un ulteriore incentivo all'accelerazione degli investimenti.

La tabella 21 riporta gli incentivi *output-based* per ogni funzionalità innovativa, che vanno correlati al livello di complessità più elevato realizzato presso la sezione in esame.

In particolare, l'incentivo unitario I_{OSS} per il livello OSS-1 assume il valore di 20 euro/MW. Tale valore è stato calcolato sulla base dei costi e dei benefici riportati nell'Appendice D al documento per la consultazione 255/2015/R/eel e della potenza efficiente risultante dall'ultimo monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia (deliberazione 225/2015/I/eel) e internalizza circa l'1% del beneficio netto totale stimato per la funzionalità OSS-2, rappresentandone una prima approssimazione, anche se molto limitata. Il beneficio totale stimato è stato riportato quindi in annualità per fornire un incentivo ulteriore all'accelerazione delle implementazioni; ad esempio, se l'impresa realizza la OSS-1 nel 2018, ha diritto alla corresponsione di una annualità di incentivo, mentre se la realizza nel 2016, ben tre annualità.

Similmente, l'incentivo unitario I_{REGV} per il livello REGV-1 assume il valore di 250 euro/MW ed è stato calcolato sulla base dei costi e dei benefici riportati nell'Appendice D al documento per la consultazione 255/2015/R/eel e della potenza nominale media dei trasformatori di cabina primaria; tale valore internalizza circa il 10% del beneficio netto totale stimato per la funzionalità REGV-1. La scelta di un valore già elevato di internalizzazione è dettata dal fatto che le sperimentazioni *smart grid* hanno mostrato che il *set point* ottimale di sbarra già permette di estrarre valore dalla funzionalità ed aumentare la *hosting capacity*.

Con successivo provvedimento saranno definiti anche i valori di incentivo spettanti ai distributori e a Terna per l'osservabilità OSS-2 e ai distributori per la regolazione di tensione REGV-2.

Di seguito si riporta un esempio di possibile applicazione del meccanismo incentivante.

Box Esempio – Meccanismo incentivante area ad alta penetrazione da fonti rinnovabili

L'impresa di distribuzione di energia elettrica Delta srl gestisce più di una cabina primaria.

Nell'anno 2015 presso due sezioni di trasformazione AAT/MT o AT/MT relative a cabine primarie differenti, è stata rilevata un'inversione di flusso per più dell'1% del tempo annuo di funzionamento, quindi queste due sezioni sono considerate prioritarie nell'anno 2016.

In giugno 2016 la Delta srl implementa la funzionalità OSS-1 e in novembre 2016 la funzionalità REGV-1 presso tutte le proprie cabine primarie (e tutte le sezioni di trasformazione).

Entro il 31 marzo 2017 la Delta srl invia i dati all'Autorità che dimostrano che ha diritto ad un premio, con riferimento all'anno 2016, relativo alla sola funzionalità REGV-1. La funzionalità OSS-1 infatti non è stata implementata per l'intero anno.

Per la REGV-1 il premio si calcola moltiplicando 250 euro per la somma delle potenze nominali dei trasformatori delle due sezioni considerate prioritarie nell'anno 2016.

Entro il 30 novembre 2017, dopo aver verificato le comunicazioni, l'Autorità determina il premio totale spettante a Delta per l'anno 2016.

Nel frattempo, nel corso dell'anno 2016 tutte le sezioni di trasformazione gestite da Delta srl presentano una frequenza di inversione di flusso tale da renderle prioritarie nel 2017.

La comunicazione della Delta srl inviata entro il 31 marzo 2018 evidenzia che le funzionalità OSS-1 e REGV-1 sono state implementate presso tutte le sezioni prioritarie.

Per la OSS-1 il premio si calcola moltiplicando 20 euro per la potenza efficiente della generazione alimentata a fonte rinnovabile sottesa alle sezioni prioritarie nelle quali è stata realizzata la funzionalità. I calcoli vanno fatti in assetto di rete standard nell'anno 2017.

Entro il 30 novembre 2018, dopo aver verificato le comunicazioni, l'Autorità determina il premio totale spettante a Delta per l'anno 2017, per la OSS-1 e per la REGV-1, relativo a tutte le sezioni gestite.

Nel 2018 la Delta srl mantiene le funzionalità OSS-1 e REGV-1 per i primi mesi e riesce ad implementare le funzionalità più elevate REGV-2 e OSS-2 ad agosto 2018.

Il premio per Delta srl e, per l'OSS-2, anche per Terna, sarà legato alle nuove funzionalità e sarà calcolato come sopra, considerando il premio REGV-2 (che viene considerato implementato nell'anno 2018), il premio OSS-1 per 8 mesi e il premio OSS-2 per 4 mesi. Per le funzionalità

avanzate OSS-2 e REGV-2 si farà riferimento ai valori degli incentivi che saranno definiti dall'Autorità entro il 2016 sulla base delle proposte di Terna e dei distributori.

Entro il 30 novembre 2019 l'Autorità determina il premio totale spettante a Delta per l'anno 2018, sulla base delle verifiche delle comunicazioni inviate da Delta entro il 31 marzo 2019.

3.3.3 Titolo 3 – Evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane

All'articolo 133 si specifica, come prima (ma non unica) *proxy* selettiva nell'identificazione delle aree urbane che ci si concentra su imprese distributrici almeno di media grandezza (identificata in almeno 100.000 clienti finali gestiti) e sempre sul semi-periodo 2016-2019.

All'articolo 134 ci si concentra sul tema dell'adeguamento delle colonne montanti vetuste. In particolare è stata data la possibilità ai distributori di presentare, su base volontaria, all'Autorità un piano di adeguamento, a cui viene associato un meccanismo premi/penali che sarà definito nel corso del 2016.

I piani dovranno essere coerenti con i seguenti principi:

- a) priorità alle situazioni più vetuste o tecnologicamente obsolete;
- b) priorità alle situazioni di degrado ambientale da bonificare;
- c) coinvolgimento degli organi condominiali nella definizione dei lavori e dei permessi necessari;
- d) efficienza e tempestività nella realizzazione dei lavori una volta definiti i permessi necessari;
- e) tutela della concorrenza nella realizzazione dei lavori;
- f) adeguatezza della informazione ai condomini interessati, inclusa adeguata informazione sulla sicurezza elettrica degli impianti di utenza.

Il piano dovrà fornire un quadro completo dell'entità effettiva delle situazioni critiche e indicare l'aumento di capacità attesa delle colonne montanti bonificate rispetto alla capacità attualmente disponibile negli stessi impianti, nonché il costo delle azioni necessarie per la bonifica. Il piano deve altresì fornire evidenza anche delle condizioni che verranno garantite per assicurare il pieno rispetto della tutela della concorrenza nel segmento dei lavori di adeguamento sugli impianti interni di utenza.

Un primo incentivo per superare le difficoltà di operare su aree di pertinenza condominiale, è la possibilità di un riconoscimento su base forfettaria di costi addizionali. L'ammontare e la definizione puntuale di tale "*budget*" sarà valutato alla luce dei dati e delle informazioni che saranno fornite dai distributori nel corso del 2016. L'ammontare del riconoscimento sarà sottoposto ad un tetto massimo.

Tale ammontare può essere impiegato:

- a) per campagne mirate di sensibilizzazione e promozione della sicurezza elettrica degli impianti di utenza negli stabili soggetti a bonifica di colonne montanti;
- b) per opere aggiuntive di ripristino delle pertinenze condominiali;

- c) per altre finalità di interesse collettivo connesse al rifacimento delle colonne montanti proposte dalle imprese distributrici e approvate dall’Autorità.

L’Autorità ha già dato qualche indicazione in merito al meccanismo premi/penalità a cui le imprese che presentano il piano di bonifica di cui al comma 134.2 possono accedere, su base volontaria.

In particolare:

- il meccanismo avrà vigore fino al 31 dicembre 2019 a decorrere dall’approvazione del piano;
- l’impresa che aderisce al meccanismo avrà diritto a un premio, espresso in euro/kW, a valere sul conto “Qualità dei servizi elettrici”, per ogni kW di aumento di capacità sulle colonne montanti se rispetta i tempi previsti nel rispetto dei criteri del piano;
- la stessa impresa è tenuta a versare una penalità, espressa in euro/kW, nel conto “Qualità dei servizi elettrici”, per ogni domanda di aumento di potenza a cui non si possa dare seguito nel periodo di adesione al meccanismo per situazioni critiche delle colonne montanti negli stabili bonificati secondo il piano.

L’Autorità ha previsto che entro il 30 giugno 2016 i distributori e loro associazioni sottopongano una proposta funzionale a definire, entro il 30 settembre 2016, le modalità di presentazione e approvazione dei piani, le caratteristiche del meccanismo premi/penali e il tetto massimo dei costi aggiuntivi riconosciuti.

All’articolo 135 l’Autorità si impegna a definire una procedura e i criteri di selezione di sperimentazioni connesse con il paradigma delle *smart city*.

Si introducono a tal fine dei principi generali:

- a) il coinvolgimento di aree urbane densamente popolate (con popolazione minima di 300.000 abitanti);
- b) l’implementazione effettiva da parte del distributore di energia elettrica di funzionalità dello *smart distribution system* sulla rete di energia elettrica in bassa tensione;
- c) il coinvolgimento di clienti finali al fine di ridurre l’*energy footprint* dei clienti stessi e aumentare la flessibilità del sistema elettrico;
- d) la gestione avanzata di misuratori di energia elettrica che traguardino i requisiti funzionali della “seconda generazione”, in integrazione con tecnologie di comunicazione avanzate e con la sperimentazione di soluzioni multiservizio.

La selettività prevede due caratteristiche di priorità:

1. l’accreditamento dei progetti nei programmi europei sul tema “*smart city*”;
2. le proposte che minimizzano il contributo a carico del sistema elettrico.

Proceduralmente, i progetti dovranno essere presentati dalle imprese distributrici di energia elettrica, anche in forma associata, che costituiscono raggruppamenti con gli esercenti locali dei servizi di pubblica utilità coinvolti e con le amministrazioni comunali interessate.

La partecipazione alla sperimentazione darà diritto ai distributori di energia elettrica di un contributo, per ogni sperimentazione selezionata, a copertura dei costi sostenuti.

Tale contributo sarà legato al grado di innovazione dimostrato in sede di istanza e sarà articolato come somma di un contributo forfettario *una tantum* riconosciuto al completamento della messa in servizio dei requisiti minimi e di un contributo annuale per la durata massima di due anni decorrenti dalla messa in servizio.

È prevista la nomina di una commissione di esperti da parte dell'Autorità. Tale commissione dovrà selezionare le sperimentazioni e valutarne l'ammissibilità al contributo. Le valutazioni dovranno considerare i costi delle soluzioni e i benefici per la società, nonché l'estensione delle sperimentazioni su più ampia scala. L'onere relativo alla valutazione delle istanze sarà posto a carico dell'impresa distributrice richiedente.

3.3.4 Titolo 4 – Obblighi informativi e controlli

All'*articolo 136* si riportano gli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici e al gestore del sistema di trasmissione pena la non ammissione ai meccanismi incentivanti.

Sono previsti un invio di dati e informazioni dell'anno t entro il 31 marzo dell'anno $t+1$ e una delibera entro il 30 novembre dell'anno $t+1$, con conseguente corresponsione dei premi spettanti, analogamente ad altri meccanismi della qualità del servizio.

Al momento sono indicati i dati e le informazioni legate ai meccanismi già definiti e legati alle aree ad alta penetrazione da fonti rinnovabili, che dovranno essere integrati coerentemente allo sviluppo degli altri meccanismi proposti.

Allegato A alla deliberazione 653/2015/R/eel

3.4) Regolazione incentivante del servizio di trasmissione

3.4.1 Titolo 1 - Disposizioni generali

All'articolo 1, *Definizioni*, la definizione di “evento interruttivo” è stata modificata, rappresentando il raggruppamento delle disalimentazioni di uno o più impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT imputabili ad uno stesso evento (es: elettrico, meccanico, meteorologico, etc.), per il quale si verificano entrambe le seguenti condizioni:

- le province coinvolte sono tra loro confinanti (senza la necessità che una provincia sia confinante con tutte le altre);
- gli istanti di accadimento delle disalimentazioni sono compresi in un intervallo massimo di 36 ore tra l'istante di inizio della prima disalimentazione lunga del primo impianto disalimentato e l'istante di inizio dell'ultima disalimentazione lunga.

In tale definizione, che sostituisce la precedente in vigore fino al 31 dicembre 2015, gli “impianti di trasformazione” si riferiscono alle cabine primarie delle imprese distributrici oppure agli impianti dei soggetti connessi alla rete rilevante¹⁹ in alta o altissima tensione.

La precedente definizione citava, più genericamente, il fatto che le disalimentazioni costituenti l'evento interruttivo potessero avere inizio anche in istanti diversi, ma nell'ambito dello stesso evento meteorologico ed in una o più aree geografiche limitrofe.

Al fine di accorpate in un unico evento interruttivo singole disalimentazioni, il TIQTRA 2016-2023 ha recepito il concetto di “interdipendenza elettrica” introdotto con la deliberazione 20 marzo 2014, 118/2014/R/eel, recante la determinazione dei premi relativi alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2012. Per poter procedere ad una aggregazione di disalimentazioni è necessario che esse avvengano in corrispondenza dello stesso evento meteorologico, nonché in una o più aree geografiche limitrofe, vale a dire in aree nelle quali vi sono reti elettriche tra loro interdipendenti.

Di norma è necessario valutare caso per caso l'interdipendenza elettrica tra le singole disalimentazioni che avvengono in aree limitrofe, anche a seguito del medesimo evento meteorologico, evitando di raggruppare disalimentazioni occorse in aree tra loro elettricamente indipendenti, anche se nell'ambito del medesimo evento meteorologico.

Tuttavia, in un'ottica di semplificazione, possono essere considerate tra loro interdipendenti le disalimentazioni che avvengono in province tra loro confinanti nell'ambito del medesimo evento meteorologico, senza la necessità che una provincia sia confinante con tutte le altre.

All'articolo 2, *Finalità del provvedimento*, è stata evidenziata l'esigenza che la regolazione della qualità del servizio, coerentemente con l'introduzione di logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale relativa all'insieme dei costi di capitale e dei costi operativi (*totex*), si integri progressivamente nei processi di valutazione di tale spesa. Gli indicatori della qualità del

¹⁹ Rete rilevante è l'insieme della rete di trasmissione nazionale (RTN), ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.

servizio costituiranno pertanto una componente fondamentale ai fini del riconoscimento dei costi totali per le imprese regolate, rappresentando *output* da utilizzarsi nella metodologia *totex*.

3.4.2 Titolo 2 - Regolazione premi penalità della qualità del servizio di trasmissione

All'articolo 3, *Energia non fornita di riferimento*, è stata confermata la struttura del meccanismo premi-penalità vigente nel periodo 2012-2015, basato sulla riduzione della energia non fornita di riferimento (indicatore ENSR) attribuita all'intera RTN, ed è stata superata la distinzione tra la RTN Storica e la RTN Telat, considerato che già nel 2015, a conclusione di un periodo transitorio, la regolazione premi-penalità della RTN Telat è stata equiparata a quella della RTN Storica.

Dal 1° gennaio 2016, la RTN ha ampliato il proprio perimetro con l'acquisizione, da parte di Terna, delle reti elettriche e delle porzioni di stazioni di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane SpA e di sue controllate (di seguito: RTN FSI)²⁰.

Essendo le caratteristiche della RTN FSI notevolmente differenti da quelle della restante RTN, l'energia non servita conseguente a disalimentazioni originate in tale porzione di RTN non deve essere compresa nel sotto-indicatore ENSR-RTN oggetto di regolazione premi-penalità, ma computata nel sotto-indicatore ENSR-ALTRI.

Dal 2016, il sotto-indicatore ENSR-RTN si riferisce alla sola energia non servita alle cabine primarie delle imprese distributrici. L'energia non servita relativa ai clienti finali AAT o AT è stata scorporata dal sotto-indicatore ENSR-RTN per via dell'introduzione di una specifica regolazione individuale per ciascun cliente finale AAT o AT.

In particolare, si è osservato che l'andamento dell'energia non servita relativa ai clienti finali AAT-AT risulta essere fortemente variabile da un anno all'altro, sia a causa della tipologia di connessione dei clienti finali AAT-AT alla RTN (più frequentemente radiale, in particolare per la RTN Telat), sia a causa dell'impossibilità di ridurre l'energia non servita netta attraverso i servizi di mitigazione, come invece avviene tipicamente nel caso delle cabine primarie.

Al contrario, l'energia non servita delle sole cabine primarie è più stabile nel tempo rispetto all'energia non servita relativa ai clienti finali AAT-AT, ed offre a Terna maggiori possibilità di controllo, anche in virtù dell'attività di mitigazione svolta dalle imprese distributrici.

In ragione di ciò, l'Autorità ha ritenuto di poter fissare nel 3,5% annuo, invece che nel 2% annuo del periodo 2012-2015, il trend di riduzione del livello obiettivo del sotto-indicatore ENSR-RTN, come indicato all'articolo 6, *Livelli di partenza e livelli obiettivo*.

Tra le disalimentazioni programmate sono comprese quelle dovute ad interventi funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico, comunicate agli utenti AT interessati con preavviso di almeno 3 giorni lavorativi. A tal proposito, anche il TIQE 2016-2023 dispone che ogni impresa distributtrice, in occasione dell'effettuazione delle interruzioni con preavviso dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla rete di distribuzione in alta, media e bassa tensione, avvisi gli utenti interessati con almeno 24 ore di anticipo in caso di ripristino di

²⁰ RTN-FSI è la porzione di rete acquisita da Terna che, al momento dell'acquisizione (vd comunicazione di Terna del 14 dicembre 2015 - prot. Autorità 37014 del 14 dicembre 2015), non faceva già parte della RTN.

situazioni conseguenti a guasti o emergenze, e con almeno 3 giorni lavorativi di anticipo negli altri casi.

Dal combinato delle predette disposizioni deriva che, in caso di interventi urgenti funzionali a garantire la sicurezza del sistema elettrico con conseguente disalimentazione di una o più cabine primarie, Terna deve informare l'impresa distributrice con almeno 4 giorni lavorativi di anticipo per consentire alla medesima impresa distributrice di informare gli utenti interessati con un anticipo di almeno 3 giorni lavorativi. Resta inteso che in tutti gli altri casi di intervento di manutenzione programmato, il preavviso alle imprese distributrici deve essere coerente con i tempi di programmazione delle attività di Terna e delle imprese distributrici.

3.4.3 Titolo 3 – Servizi resi dalle imprese distributrici

All'articolo 10, *Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità*, il servizio di mitigazione è stato esteso al caso in cui si verificano condizioni di asimmetria della tensione dovuta alla mancanza di una fase sulla RTN, con il conseguente interessamento degli impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connessi alla RTN.

In tal caso, non avendo Terna la disponibilità immediata dell'informazione circa l'esistenza della situazione impiantistica alterata, tale informazione dovrà essere comunicata a Terna dall'impresa distributrice interessata. Pertanto solo da tale istante potranno essere valorizzati il servizio di mitigazione posto in essere dall'impresa distributrice ed il conteggio dell'eventuale energia non fornita.

All'Articolo 11, *Meccanismi di contenimento del rischio e regolazione delle partite economiche*, in ordine agli ammontari annui versati da Terna relativamente ai servizi di mitigazione, questi sono soggetti ad un tetto composto da una componente fissa e da una variabile. La componente fissa è pari a 3 (tre) milioni di Euro, mentre la componente variabile unitaria è pari a 3 (tre) milioni di Euro per ogni potenziale incidente rilevante classificato con causa della interruzione "altre cause", fino ad un massimo di 15 (quindici) milioni di Euro in corrispondenza di cinque o più potenziali incidenti rilevanti.

Ai fini della quantificazione della predetta componente variabile sono esclusi dai potenziali incidenti rilevanti quelli dovuti a guasti a trasformatori AAT/MT o AT/MT di proprietà di Terna. Tali guasti sono infatti caratterizzati da tempi di ripristino generalmente lunghi, che non consentono a Terna di intervenire in tempi brevi al fine di limitare il disservizio.

All'Articolo 13, *Comunicazioni da parte di Terna e delle imprese distributrici*, l'invio a Terna delle comunicazioni effettuate dalle imprese distributrici con almeno un impianto di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connesso alla RTN deve avvenire annualmente, ed in relazione ad ogni trasformatore AAT/MT o AT/MT. Nelle comunicazioni deve essere indicato, rispetto alla regolazione previgente, anche il numero di utenti MT in sola immissione ed il numero di utenti MT in immissione e prelievo, per consentire a Terna una accurata conoscenza del sistema elettrico sotteso alla rete rilevante, con particolare riferimento alla gestione delle condizioni di emergenza.

E' confermato che, in caso di mancato o incompleto invio della comunicazione di cui all'articolo 13, da parte delle imprese distributrici, entro i termini previsti, la valorizzazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese inadempienti è posta pari a zero sino all'ultimo giorno del mese di invio completo della comunicazione.

3.5) Regolazione individuale degli utenti AT

3.5.1 Titolo 5 - Regolazione individuale per utenti AT

La regolazione premi-penalità fornisce un incentivo a Terna alla riduzione dell'energia non servita associata al sotto-indicatore ENSR-RTN, su base nazionale. Tale regolazione premi-penalità non fornisce a Terna specifici stimoli volti a migliorare i livelli di qualità dei singoli utenti della RTN.

L'Autorità ha quindi ritenuto opportuno introdurre la regolazione individuale della qualità del servizio per i clienti finali AAT o AT²¹, introducendo allo scopo:

- uno standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi di responsabilità di Terna (causa 4AC);
- uno standard sulla durata massima delle interruzioni di responsabilità di Terna (causa 4AC).

All'Articolo 22, *Regolazione individuale della continuità per clienti finali AAT o AT*, lo standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi è stato definito sulla base di alcune tipiche condizioni impiantistiche, tali da condizionare la qualità del servizio, quali:

- il livello di tensione (alta tensione fino a 150 kV, o altissima tensione oltre i 150 kV);
- la tipologia di connessione dei clienti finali AAT o AT (magliata o radiale).

In merito alle interruzioni lunghe e brevi senza preavviso di responsabilità di Terna (causa 4AC), per la definizione dello standard è stato considerato l'insieme dei clienti finali AAT o AT peggio serviti, pari a circa il 10% dei clienti totali, come rilevabile dalle tabelle seguenti:

Numero di utenti in prelievo con connessione magliata alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2014 – interruzioni lunghe e brevi di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 – 100	3	0	1	0	0
100 – 150	94	12	0	0	0
220	6	0	0	0	0
380	0	0	0	0	0

²¹ Il cliente finale è un soggetto che consuma energia per uso proprio, anche se al suo interno si trova un impianto di produzione di energia elettrica. Il produttore è invece un soggetto che consuma energia solo in quanto necessaria ai fini della produzione ed immissione in rete di energia elettrica.

Numero di utenti in prelievo con connessione radiale alla RTN storica e Telat, per classi di servizio, anno 2014 – interruzioni lunghe e brevi di responsabilità di Terna (4AC)

Tensione di alimentazione (kV)	0 int. lunghe + brevi	1 int. lunghe + brevi	2 int. lunghe + brevi	3 int. lunghe + brevi	>3 int. lunghe + brevi
30 - 100	19	4	2	1	10
100 - 150	465	49	15	1	5
220	39	3	0	0	0
380	6	0	0	0	0

Sono stati pertanto introdotti tre standard in funzione della tipologia di connessione e del valore di tensione dei clienti finali, come di seguito rappresentato:

- 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali AAT o AT con connessione magliata;
- 0 interruzioni lunghe o brevi per i clienti finali con connessione radiale e con livello di tensione superiore a 150 kV;
- 1 interruzione lunga o breve per i clienti finali con connessione radiale e con livello di tensione non superiore a 150 kV.

È previsto un indennizzo automatico, per i clienti finali AAT-AT che subiscono un numero di interruzioni lunghe e brevi che eccede lo standard, pari a:

$$I = \frac{\min(n; w) - s}{n} \sum_{i=1}^n (V_p \times PEI_i)$$

dove:

- n è il numero di interruzioni che, per ciascun cliente finale AAT o AT per il quale non risultano rispettati i livelli specifici di continuità del servizio, concorre alla determinazione del valore dell'indicatore individuale;
- s è il livello specifico di continuità, rappresentato dallo standard applicabile fra i tre citati in precedenza;
- w è il parametro che fissa il tetto al numero massimo di interruzioni penalizzabili, ed assume il valore $3+s$;
- PEI_i è la potenza effettiva interrotta del cliente finale AAT o AT relativa all'interruzione i , espressa in kW, misurata nel quarto d'ora precedente a quello in cui ha inizio l'interruzione²²;
- V_p è un parametro che assume il valore di 1 €/kW interrotto.

A titolo esemplificativo:

²² In caso di interruzione di un cliente finale AAT-AT che all'istante di inizio dell'interruzione (o al quarto d'ora precedente) si trovava in condizioni di immissione di energia in rete la relativa potenza effettiva interrotta PEI_i è valorizzata pari a 0 (zero).

- nel caso di clienti finali AAT o AT con connessione magliata o di clienti finali con connessione radiale e tensione superiore a 150 kV (standard di 0 interruzioni annue) e potenza interrotta rispettivamente di 5, 10, 20, 50 o 100 MW, identica per ogni interruzione subita, gli indennizzi annui (euro) in funzione del numero di interruzioni annue subite sono i seguenti:

MW	n.° interruzioni/anno					
	1	2	3	4	5
5	5.000	10.000	15.000	15.000	15.000	15.000
10	10.000	20.000	30.000	30.000	30.000	30.000
20	20.000	40.000	60.000	60.000	60.000	60.000
50	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000	150.000
100	100.000	200.000	300.000	300.000	300.000	300.000

- nel caso di clienti finali con connessione radiale e tensione inferiore a 150 kV (standard 1 interruzione annua) e potenza interrotta rispettivamente di 5, 10, 20, 50 o 100 MW, identica per ogni interruzione subita, gli indennizzi annui (euro) in funzione del numero di interruzioni sono i seguenti:

MW	n.° interruzioni/anno					
	1	2	3	4	5
5	0	5.000	10.000	15.000	15.000	15.000
10	0	10.000	20.000	30.000	30.000	30.000
20	0	20.000	40.000	60.000	60.000	60.000
50	0	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000
100	0	100.000	200.000	300.000	300.000	300.000

In relazione agli indennizzi correlati al superamento della durata massima delle singole interruzioni (2 ore), fino ad 8 ore il cliente finale riceve da Terna, per ogni episodio di interruzione ed indipendentemente dal livello di tensione, un indennizzo pari al prodotto dell'energia non servita e 2.500 euro/MWh.

Tali indennizzi sono corrisposti da Terna per le sole interruzioni che sono di responsabilità della stessa Terna (4AC).

Per ogni episodio di interruzione l'indennizzo non può eccedere 50.000 euro. Inoltre, l'ammontare complessivo annuo degli indennizzi corrisposti al medesimo cliente finale non può eccedere 150.000 euro.

A titolo esemplificativo, nel caso di clienti finali con interruzioni aventi durata pari a 3 ore, con connessione radiale e tensione inferiore a 150 kV e potenza interrotta di 5, 10, 20, 50 o 100 MW, identica per ogni interruzione subita, gli indennizzi annui (euro) in funzione dell'energia non servita a partire dall'inizio della terza ora di interruzione sono pari a:

MW	MWh/interr.	n.° interruzioni/anno				
		1	2	3	4	5
5	5	12.500	25.000	37.500	50.000	62.500
10	10	25.000	50.000	75.000	100.000	125.000
20	20	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000
50	50	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000

Nel caso in cui la durata delle interruzioni sia pari a 4 ore, si ha:

MW	MWh/interr.	n.° interruzioni/anno				
		1	2	3	4	5
5	10	25.000	50.000	75.000	100.000	125.000
10	20	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000
20	40	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000
50	100	50.000	100.000	150.000	150.000	150.000

Gli indennizzi erogati ai clienti finali AAT o AT per superamento della durata massima delle interruzioni non comportano ulteriori esborsi a carico di Terna, rispetto alla precedente regolazione, dal momento che corrispondono ad una quota parte dell'ammontare precedentemente versato da Terna al Fondo per Eventi Eccezionali per le ore di interruzione di responsabilità di Terna (causa 4AC) che eccedono le 2 ore sino ad un massimo di 8 ore. Con la modifica introdotta Terna versa al Fondo per Eventi Eccezionali una quota pari a 7.500 euro/MWh (e non più 10.000 euro/MWh) per le interruzioni che coinvolgono i clienti finali AAT o AT per causa 4AC. I restanti 2.500 euro/MWh, con il nuovo periodo regolatorio vengono invece corrisposti ai clienti finali AAT o AT.

L'articolo 18.2 prevede che la somma:

- a) degli indennizzi correlati al superamento della durata massima delle singole interruzioni (di cui all'articolo 22, comma 6 e con le limitazioni di cui all'articolo 22, comma 7) e
- b) del contributo annuo di alimentazione al Fondo per eventi eccezionali di cui all'articolo 17

non possa in ogni caso essere superiore ad un tetto massimo di 7 Mln€ Nel medesimo articolo 18 viene inoltre specificato che, nel caso in cui la predetta somma sia superiore a 7 Mln€ gli indennizzi correlati alla durata massima delle interruzioni siano comunque corrisposti ai clienti finali AAT o AT senza riduzioni, e la quota eccedente i 7 Mln€ sia posta in detrazione alla somma destinata al Fondo per eventi eccezionali.

Di conseguenza, se l'importo complessivo degli indennizzi correlati alla durata massima delle interruzioni di cui alla precedente lettera a) raggiunge un valore superiore al tetto massimo

complessivo di 7 Mln€ (ad. es. gli indennizzi da corrispondere ai clienti finali ammontano a 10 Mln€), Terna non deve effettuare alcun versamento al Fondo per eventi eccezionali ed il medesimo Fondo deve finanziare a Terna, tramite provvedimento dell'Autorità, la differenza tra l'importo complessivo da corrispondere ai clienti finali (nell'esempio 10 Mln€) ed il tetto massimo di 7 Mln€ (nell'esempio il Fondo deve versare a Terna un importo pari ad $10 - 7 = 3$ Mln€).

Gli indennizzi sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi e sulla durata massima delle interruzioni sono corrisposti ai clienti finali AAT o AT solamente nel caso in cui questi abbiano compilato ed inviato a Terna, per ogni interruzione dell'anno di riferimento, la Scheda di Dichiarazione Interruzioni prevista dall'Allegato A.54 al Codice di rete.

All'articolo 23, *Iniziativa in materia di qualità della tensione per clienti finali AAT o AT*, sono definite le microinterruzioni come l'insieme delle interruzioni transitorie (di durata inferiore al secondo) e dei buchi di tensione.

Le interruzioni transitorie corrispondono alla condizione nella quale la tensione sul punto di connessione alla rete è inferiore al 5% della tensione dichiarata su tutte le fasi di alimentazione, come definita dalla norma CEI EN 50160, per un tempo inferiore al secondo.

Il buco di tensione è una riduzione temporanea della tensione al di sotto del 90% della tensione dichiarata per un periodo superiore a 10 millisecondi e non superiore ad 1 minuto, qualora non sussistano le condizioni di interruzione, come definito dalla norma CEI EN 50160.

L'apertura transitoria di una fase di un interruttore che alimenta un utente con fornitura trifase determina un buco di tensione unipolare.

La norma CEI EN 50160 definisce e classifica i buchi di tensione secondo la seguente tabella:

Tensione residua u %	Durata t ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1\,000$	$1\,000 < t \leq 5\,000$	$5\,000 < t \leq 60\,000$
$90 > u \geq 80$	CELLA A1	CELLA A2	CELLA A3	CELLA A4	CELLA A5
$80 > u \geq 70$	CELLA B1	CELLA B2	CELLA B3	CELLA B4	CELLA B5
$70 > u \geq 40$	CELLA C1	CELLA C2	CELLA C3	CELLA C4	CELLA C5
$40 > u \geq 5$	CELLA D1	CELLA D2	CELLA D3	CELLA D4	CELLA D5
$5 > u$	CELLA X1	CELLA X2	CELLA X3	CELLA X4	CELLA X5

Le classi di immunità di cui alle norme EN 61000-4-11 e EN 61000-4-34 sono definite come classe 2 (celle A1, A2, B1, B2) e classe 3 (costituita dalle celle di cui alla classe 2 e dalle celle C1, A3, A4), e caratterizzano le apparecchiature utilizzatrici di energia elettrica.

Con l'obiettivo di introdurre uno standard sul numero massimo di microinterruzioni per i clienti finali AAT o AT, l'Autorità ha istituito una fase monitoraggio delle microinterruzioni:

- solamente per i clienti finali AAT-AT che si dotano di apparecchiatura di monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione entro il 31 dicembre 2016, previa adesione all'iniziativa da comunicare a Terna entro il 31 luglio 2016;
- a valle di un periodo di monitoraggio di almeno 2 anni a partire dal 1° luglio 2017.

È previsto che Terna pubblichi le specifiche delle apparecchiature di monitoraggio entro il 31 marzo 2016.

All'articolo 24, *Pubblicazione dei dati della qualità del servizio*, l'Autorità ha disposto che Terna pubblichi annualmente i valori minimo e massimo della tensione efficace effettiva ed attesa, per ogni utente connesso alla rete rilevante, che la stessa Terna si impegna a rispettare. Occorre rilevare che le tensioni nella rete rilevante sono influenzate anche dai prelievi e dalle immissioni di energia reattiva, in particolar modo nei punti ove tali immissioni e prelievi avvengono. Per questo motivo, la responsabilità di Terna in ordine al mantenimento dei corretti livelli di tensione nella rete deve essere condizionata al corretto comportamento degli utenti connessi, che devono rendere disponibili a Terna i valori della tensione effettiva e del fattore di potenza su base quartoraria, con frequenza trimestrale, mentre i valori minimo e massimo della tensione effettiva pubblicati da Terna devono corrispondere a valori del fattore di potenza in prelievo di energia reattiva compresi tra 0,9 e 1. Il dato quartorario non è preso in considerazione ai fini della determinazione dei valori minimo e massimo della tensione effettiva qualora il valore del fattore di potenza in prelievo di energia reattiva non sia compreso tra 0,9 e 1.