

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
287/2019/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITA'
DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA
ELETTRICA NEL SEMIPERODO DI REGOLAZIONE 2020-2023**

**Valutazione di impatto della regolazione della continuità del servizio
e orientamenti dell'Autorità**

*Documento per la consultazione
per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento
avviato con la deliberazione 126/2019/R/eel*

2 luglio 2019

Premessa

Il presente documento si inquadra nel procedimento per l'aggiornamento della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023, avviato con la deliberazione 126/2019/R/eel, e contiene gli orientamenti dell'Autorità volti ad aggiornare la regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, disciplinata dal TIQE (Allegato A alla delibera 646/2015/R/eel), ed in particolare la continuità del servizio.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@arera.it) entro il **6 settembre 2019**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling

Corso di Porta Vittoria, 22 – 20122 Milano

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

1.	Obiettivi _____	3
2.	Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio _____	6
3.	Riduzione dei divari: regolazione speciale per gli ambiti con elevato numero di interruzioni a fine semiperiodo 2016-19 che raggiungono il livello obiettivo entro il 2023 _____	10
4.	Riduzione dei divari: regolazione per esperimenti per favorire il miglioramento della continuità del servizio in aree critiche _____	12
5.	Riesame della regolazione premi-penalità del numero di interruzioni per tenere conto degli effetti di mutamenti climatici anche per la regolazione del numero delle interruzioni _____	17
6.	Standard di durata massima delle interruzioni per singolo cliente e revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali _____	20
7.	Altri orientamenti in materia di continuità del servizio _____	23
8.	Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni _____	26
9.	Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT e regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT _____	28
	Appendice 1 – Quadro normativo vigente della regolazione <i>output-based</i> del servizio di distribuzione dell'energia elettrica _____	30
	Appendice 2 – Principali elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica aggiornati al 2018 _____	32
	Appendice 3 – <i>Focus</i> sulla durata di interruzione negli ambiti in alta concentrazione ____	41
	Appendice 4 – Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni e casi di registrazione delle interruzioni che richiedono precisazioni e/o chiarimenti ____	43
	Appendice 5 – Applicazione della regolazione della qualità del servizio ai Sistemi di distribuzione Chiusi _____	53

1. Obiettivi

- 1.1 Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell’Autorità su temi di regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica che potrebbero essere oggetto di aggiornamento in occasione dell’avvio del semiperiodo 2020-23 di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.
- 1.2 La presente consultazione si iscrive nel quadro delle linee prioritarie di azione indicate nel “Quadro strategico 2019-21 dell’Autorità”, approvato con la deliberazione 242/2019/A, a seguito di consultazione dei soggetti interessati, con particolare riferimento ai seguenti obiettivi strategici:
 - a) l’obiettivo strategico “*OS.21 Promozione della qualità dei servizi di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione*”, che tra le linee di azione indica la necessità di colmare i divari ancora esistenti nonostante si siano manifestati visibili risultati di miglioramento e convergenza dei livelli di qualità riscontrati nei diversi ambiti territoriali (a parità di grado di concentrazione) per effetto dei meccanismi incentivanti in vigore ormai da molti anni; a tale scopo possono essere individuati nuovi meccanismi, mirati alle aree con i peggiori livelli di qualità del servizio;
 - b) l’obiettivo strategico “*OS.4 Sostenere l’innovazione con sperimentazioni e ricerca*”, che esprime la necessità di sfruttare le opportunità offerte dalla digitalizzazione dei processi di erogazione dei servizi, sia sul piano infrastrutturale che su quello commerciale; in questo quadro si prevede di sviluppare un approccio analogo a quello delle c.d. *sandbox*, per permettere a idee meritevoli, suggerite dagli operatori, di essere testate in campo anche con la concessione di deroghe alla regolazione, limitate nel tempo e nello spazio; nel seguito del presente documento tale approccio verrà identificato, in via preliminare, con il termine “*Regolazione per esperimenti*”, e con il termine “*esperimenti regolatori*” si fa riferimento alle sperimentazioni da avviare per permettere la realizzazione di un progetto mirato alla verifica prototipale di idee meritevoli, suggerite dagli operatori;
 - c) l’obiettivo strategico “*OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione*”, che prospetta l’adozione di iniziative volte a rafforzare la comprensione da parte dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dai diversi operatori, tramite la messa a disposizione di strumenti di misurazione e comparazione delle *performance* rese anche su base territoriale.
- 1.3 Gli obiettivi strategici sopra richiamati devono essere implementati in modo coerente con la logica di responsabilizzazione degli operatori di rete che è alla base dell’obiettivo strategico “*OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*”. Tale logica, già sperimentata in ambiti specifici (come la messa in

servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione e il miglioramento della resilienza, nonché la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso), è alla base della transizione a nuovi meccanismi di riconoscimento dei costi, basati su obiettivi *ex-ante* di spesa totale e di realizzazione di obiettivi e di *output* prefissati, che l'Autorità intende compiere con la dovuta gradualità in modo da poter essere applicata a partire dal successivo periodo regolatorio (che avrà inizio dal 1 gennaio 2024).

1.4 Gli orientamenti dell'Autorità presentati in questo documento di consultazione costituiscono pertanto le linee guida per l'implementazione, nel settore della distribuzione dell'energia elettrica, degli obiettivi strategici sopra richiamati. Detti orientamenti si affiancano, oltre ad altri meccanismi di regolazione della qualità del servizio, già disciplinati dal TIQE, e non oggetto di aggiornamento per il semiperiodo 2020-23, alle seguenti iniziative già avviate dall'Autorità:

- a) in tema di resilienza delle reti di distribuzione, finalizzate a promuovere, tramite incentivi economici, l'incremento della robustezza delle reti di distribuzione in relazione ai diversi fattori critici di rischio (manicotti di ghiaccio, ondate di calore, allagamenti, etc); a tale proposito si richiama il fatto che dal 2019 è in vigore un nuovo meccanismo regolatorio di tipo premi/penalità (definito con la deliberazione 668/2018/R/eel) basato sui Piani resilienza delle principali imprese distributrici;
- b) in tema di ammodernamento delle colonne montanti vetuste: in esito al documento per la consultazione 331/2018/R/eel, sono stati effettuati diversi incontri tecnici con le imprese distributrici ed altri soggetti interessati e si prevede di adottare a breve un provvedimento che avvierà una sperimentazione triennale (2020-22) mirata a favorire l'ammodernamento delle colonne montante più vetuste, anche con il coinvolgimento dei condomini nella realizzazione delle opere edili connesse all'ammodernamento degli impianti elettrici più vetusti.

1.5 Il presente documento è così strutturato:

- a) nel capitolo 2, sulla base della regolazione vigente e dei dati disponibili (vd Appendici 1 e 2), viene effettuata una Valutazione d'Impatto della Regolazione (VIR) della continuità del servizio, funzionale agli aspetti sui quali l'Autorità intende intervenire, con particolare riferimento alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso;
- b) nel capitolo 3, nell'ambito dell'obiettivo strategico "*OS.21 Promozione della qualità de servizi di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione*", vengono illustrati orientamenti mirati alla riduzione dei divari di continuità del servizio nelle aree "critiche" (con

elevati durata e numero di interruzioni) attraverso interventi regolatori di tipo tradizionale;

- c) nel capitolo 4, sempre nell'ambito dell'obiettivo strategico *OS.21*, vengono illustrati orientamenti mirati alla riduzione dei divari di continuità del servizio nelle aree "critiche" attraverso "*esperimenti regolatori*" proposti dalle imprese distributrici ed approvati dall'Autorità in attuazione dell'obiettivo strategico "*OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca*";
- d) nel capitolo 5, sempre nell'ambito dell'obiettivo strategico *OS.21*, vengono illustrati orientamenti mirati a contenere gli effetti dell'aumento eccezionale del numero di fulminazioni al suolo;
- e) nel capitolo 6 vengono declinate alcune opzioni di regolazione mirate al riequilibrio del Fondo per Eventi Eccezionali, che di anno in anno registra un debito crescente a causa dell'intensificarsi della frequenza e della severità dei fenomeni meteorologici estremi;
- f) nel capitolo 7 vengono illustrati orientamenti finalizzati a rafforzare le pubblicazioni comparative delle interruzioni, nell'ambito dell'obiettivo strategico "*OS 2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione*", e di utilizzo del Fondo Utenti MT;
- g) nel capitolo 8 vengono illustrati orientamenti volti ad aggiornare le regole di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico, in esito alle verifiche ispettive condotte nel triennio 2016-18;
- h) nel capitolo 9 vengono illustrati orientamenti in materia di osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT, alla luce dei recenti sviluppi in materia di implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna S.p.a., le imprese di distribuzione di energia elettrica e i "*significant grid user*", nonché in materia di regolazione della tensione delle reti MT, alla luce degli orientamenti finali dell'Autorità in relazione all'evoluzione del servizio di dispacciamento, contenuti in un documento per la consultazione di prossima pubblicazione;
- i) nell'Appendice 1 è sintetizzato il quadro normativo vigente relativo alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, con particolare riferimento alla continuità del servizio e alla qualità della tensione;
- j) nell'Appendice 2 sono riportati dati quantitativi relativi alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni funzionali agli orientamenti sviluppati nel presente documento, nonché alcuni dati di sintesi relativi alla qualità della tensione; ulteriori elaborazioni dei dati di continuità sono riportate nei vari capitoli a supporto delle nuove ipotesi di regolazione;

- k) nell'Appendice 3 viene illustrato un *focus* dedicato all'esame della durata di interruzione negli ambiti in alta concentrazione;
- l) nell'Appendice 4, a complemento del capitolo 8, vengono declinate alcune ipotesi di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico;
- m) nell'Appendice 5 viene riportato il testo del chiarimento del 3 agosto 2018 a cura della Direzione Infrastrutture, pubblicato nel sito internet dell'Autorità, sulla regolazione della qualità per i Sistemi di Distribuzione Chiusi.

2. Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio

- 2.1 La regolazione della continuità del servizio è composta di diversi meccanismi di natura incentivante. Rinviano all'Appendice 1 per una descrizione completa, si richiamano i principali meccanismi, oggetto della revisione infraperiodo trattata nel presente documento:
 - a) regolazione incentivante, per premi e penalità, della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (escluse quelle attribuibili a cause di forza maggiore), oggetto di proposte nei capitoli 3, 4 e 5 del presente documento;
 - b) regolazione delle interruzioni prolungate, con rimborsi ai clienti in parte coperti dal Fondo eventi eccezionali nei casi di interruzioni attribuite a forza maggiore, oggetto di proposte nel capitolo 6 del presente documento;
 - c) regolazione del numero massimo di interruzioni per clienti in media tensione, con rimborsi ai clienti a condizione che abbiano adeguato i propri impianti di utenza, oggetto di proposte nel capitolo 7 del presente documento, limitatamente ad alcuni casi particolari.
- 2.2 I meccanismi di regolazione della qualità del servizio poggiano su obblighi di registrazione delle interruzioni, da cui derivano indicatori di continuità del servizio. Tali obblighi e i relativi meccanismi di controllo sono oggetto di proposte di aggiornamento nel capitolo 8 del presente documento.
- 2.3 Gli Uffici dell'Autorità hanno condotto una Valutazione di Impatto della regolazione incentivante del numero e della durata delle interruzioni (di cui alla lettera a) del punto 2.1, utilizzando i dati disponibili dal 2000 al 2018. I risultati delle analisi svolte sono riportati in Appendice 2.
- 2.4 In sintesi, a fronte del miglioramento realizzato nel periodo 2000-2015 (vd Tavole da A2.1 a A2.9 in Appendice 2), l'analisi svolta mostra l'esistenza di aree

critiche, dal momento che, soprattutto nel 2018, i livelli di continuità del servizio sono peggiorati (rispetto al 2015-16), e in particolare:

- a. per quanto concerne la durata di interruzione, gli ambiti territoriali con livelli di continuità critici, peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione sono passati, dal 2016 al 2018, da 11 (con circa 900.000 clienti) a 56 (con oltre 8,5 milioni di clienti) (vd Tavola A2.13 in Appendice 2);
- b. per quanto riguarda il numero di interruzioni, rispetto al quale la regolazione persegue il raggiungimento dei livelli obiettivo entro il prossimi quadriennio, la situazione non è migliorata come ci si poteva attendere e gli ambiti territoriali con livelli di continuità peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione sono passati, dal 2016 al 2018, da 91 (con circa 12,2 milioni di clienti) a 109 (con circa 13,4 milioni di clienti) (vd Tavola A2.14 in Appendice 2);
- c. nel complesso gli ambiti con livelli di continuità del servizio peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione sono più diffusi nelle regioni del Sud e delle Isole (in particolare in Sicilia) e sono presenti in tutti i gradi di concentrazione; nella Tavola A2.15 in Appendice 2 è visibile la distribuzione degli ambiti in base ai livelli di durata e numero di interruzioni nel 2018 in rapporto al livello obiettivo applicabile: nel quadrante in alto a destra (quadrante rosso) ricadono 51 ambiti territoriali che hanno sia la durata che il numero peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo applicabile;
- d. solo in minima parte tali divari possono essere spiegati con il fenomeno dell'aumento eccezionale del numero di fulminazioni al suolo, che viene esaminato nel capitolo 5 di questo documento di consultazione, dal momento che tale fenomeno ha interessato sia ambiti con i migliori livelli di qualità del servizio che ambiti con peggiori livelli;
- e. a complemento di quanto illustrato alla precedente lettera c), l'Autorità ha analizzato anche la dinamica di ambiti che peggiorano sia in durata che in numero nel corso degli anni recenti: vi sono 31 ambiti territoriali che peggiorano sia la durata che il numero di interruzioni oggetto della regolazione premi penalità sia nel 2017 (rispetto al 2016) che nel 2018 (rispetto al 2017); 15 sono ricompresi tra i 51 della precedente lettera c) con entrambi durata e numero nel 2018 peggiori di oltre il 50% rispetto al livello obiettivo applicabile; dei restanti 16 ambiti, nessuno presenta un livello effettivo 2018 peggiore di oltre il 30% rispetto al livello obiettivo applicabile sia per la durata che per il numero;
- f. nella tavola A2.10 dell'Appendice 2 sono riportati i premi e le penalità complessivamente erogati nel periodo 2000-2018 e l'impatto medio in

tariffa¹; nella tavola A2.11 è riportato il dettaglio dei premi e delle penalità delle maggiori dieci imprese distributrici per il periodo 2008-2018; i premi e le penalità riflettono puntualmente le situazioni critiche sopra evidenziate;

- g. nella tavola A2.12 in Appendice 2 è illustrata, con riferimento al 2018 e a tutte le imprese partecipanti alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio, la distribuzione dei premi netti (premi meno penalità) su base regionale: si osservano evidenze di “compensazione” degli effetti economici in particolare per l’impresa distributtrice maggiore, per cui imprese con più ambiti compensano le penalità in alcune regioni con i premi in altre regioni;
- h. nell’Appendice 3 viene infine riportato un *focus* sulla durata di interruzione negli ambiti in alta concentrazione, dal quale emergono un evidente miglioramento della durata, rispetto alla situazione di partenza (anno 2000) ed un diverso comportamento degli ambiti di maggiori dimensioni rispetto agli altri.

2.5 Sulla base delle valutazioni fatte al punto precedente, l’Autorità ritiene che la regolazione stia dispiegando pienamente la propria efficacia; allo stato delle cose, l’Autorità è pertanto intenzionata a confermare per il periodo 2020-23 i livelli obiettivo per la durata e i livelli tendenziali per il numero delle interruzioni, nonché i meccanismi di premialità e penalizzazione della vigente regolazione (per maggiori dettagli si veda l’Appendice 1 laddove richiama il Titolo 4 del TIQE), salvo quanto indicato di seguito.

2.6 Alla luce della indicazione della legge istitutiva di assicurare “*la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale*” (legge 481/95, art. 1 comma 1), l’Autorità intende approfondire l’introduzione di una regola che, sotto il profilo concettuale, tenda a evitare effetti di compensazione, per una stessa impresa, tra i premi in una parte del Paese e le penalità in un’altra parte del Paese. Tale regola porterebbe quindi a ridurre i premi conseguiti da una impresa distributtrice in alcuni ambiti in un dato anno nel caso in cui nel medesimo anno la stessa impresa conseguiva penalità in altri.

2.7 Occorre infatti considerare che i ricavi ammessi per il servizio di distribuzione sono determinati a livello dell’intera impresa, ed i premi e le penalità della continuità del servizio di impresa costituiscono una modulazione di tali ricavi. La regola proposta quindi ha lo scopo di responsabilizzare l’impresa nel suo

¹ In una logica costi/benefici, l’impatto tariffario deve essere valutato a fronte dei benefici derivanti dai costi evitati dai consumatori per la riduzione della durata e del numero di interruzioni. Vd anche successiva nota 4.

insieme ad assicurare la maggiore omogeneità possibile nelle varie zone del Paese.

- 2.8 Attraverso la consultazione l’Autorità intende acquisire elementi utili affinché l’introduzione di tale regola non vanifichi gli sforzi delle imprese volti al miglioramento della continuità del servizio. A tale proposito, l’orientamento dell’Autorità è quello di applicare la riduzione dei premi nel caso di ambiti della stessa impresa che per almeno due anni consecutivi risultino in penalità o per la regolazione del numero o per la regolazione della durata.
- 2.9 In tali casi, la riduzione dei premi per effetto di penalità potrebbe essere progressiva nel tempo, per esempio assumere il valore del 10% delle penalità degli ambiti di cui al punto precedente nel 2021, del 20% nel 2022 fino al 30% nel 2023. Il meccanismo sarebbe applicato separatamente per la regolazione del numero e per la regolazione della durata.
- 2.10 La regola proposta persegue anche lo scopo di evitare il rischio di esclusiva focalizzazione delle imprese distributrici sugli ambiti a maggiore volume di energia distribuita, che per effetto dei meccanismi della regolazione (si veda il successivo punto 4.1) possono attrarre maggiori investimenti per il miglioramento della qualità del servizio rispetto agli ambiti con minore volume di energia distribuita, a parità di altre condizioni.
- 2.11 Una possibile evoluzione dei meccanismi vigenti di valorizzazione dei premi e delle penalità potrà essere considerata a partire dal successivo periodo regolatorio (con inizio dal 2024), anche in esito agli esperimenti regolatori di cui al capitolo 4. Si ritiene che tale ipotesi non possa essere considerata oggi in quanto porterebbe una discontinuità non opportuna in occasione di una revisione “infraperiodo” e richiede comunque ulteriori approfondimenti di analisi in termini di possibile impatto della regolazione.

Spunti per la consultazione

- Q.1** *Si condividono gli elementi della Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio?*
- Q.2** *Si condivide l’orientamento dell’Autorità a introdurre un meccanismo finalizzato ad assicurare maggiore omogeneità territoriale nei livelli di qualità? Motivare le risposte*
- Q.3** *Si ritiene che in una prospettiva di successivo periodo di regolazione (con inizio dal 2024) l’ipotesi avanzata al punto 2.11 possa essere adottata strutturalmente per il dimensionamento dei premi e delle penalità?*

- 2.12 Nei capitoli successivi vengono illustrati due possibili meccanismi regolatori, distinti e complementari tra loro, ma entrambi finalizzati alla riduzione dei divari di qualità del servizio:
- a) il primo meccanismo (vd capitolo 3), che è già stato utilizzato in passato e ha carattere più tradizionale, consiste nel dare attuazione ad una regolazione speciale a carattere premiante già prevista del TIQE (già attuata nel periodo 2012-15 per la durata delle interruzioni) - addizionale rispetto alla ordinaria regolazione premi/penalità - per gli ambiti con elevato numero di interruzioni alla fine del semiperiodo 2016-19 che raggiungano il livello obiettivo entro il 2023;
 - b) il secondo meccanismo (vd capitolo 4), che a differenza del precedente ha carattere innovativo, consiste nella valutazione di proposte innovative che le imprese di distribuzione possono formulare per la risoluzione del problema dei divari di qualità del servizio, anche in forma sperimentale su aree limitate e anche introducendo deroghe, limitate nel tempo e nello spazio, alla regolazione ordinaria della continuità del servizio.
- 2.13 Nel capitolo 5, sempre in tema di regolazione premi-penalità, vengono infine presentate due ipotesi alternative mirate a compensare gli effetti dell'aumento eccezionale del numero di fulminazioni al suolo sul numero di interruzioni brevi.

3. Riduzione dei divari: regolazione speciale per gli ambiti con elevato numero di interruzioni a fine semiperiodo 2016-19 che raggiungono il livello obiettivo entro il 2023

- 3.1 L'articolo 27 del TIQE prevede che per il quadriennio 2020-23 l'Autorità possa definire un meccanismo di regolazione *ad-hoc* per gli ambiti territoriali con elevato numero di interruzioni lunghe e brevi, che dovessero raggiungere il livello obiettivo entro il termine del corrente periodo di regolazione.
- 3.2 Tale regolazione speciale è già stata sperimentata per la regolazione della durata delle interruzioni nel periodo 2012-15, per facilitare il raggiungimento dei livelli obiettivo per la durata di interruzione nel quadriennio conclusivo del periodo di 12 anni (2004-2016) in cui si è sviluppata la regolazione incentivante della durata di interruzione. Il meccanismo consisteva nel prevedere un "premio addizionale", a carattere *una tantum*, per gli ambiti territoriali che all'inizio del periodo 2012-15 presentavano i livelli peggiori di durata, nel caso avessero raggiunto il livello obiettivo nel 2015. Si trattava di 49 ambiti territoriali (di cui 41 al Sud) e il premio addizionale massimo poteva raggiungere l'ammontare di 40 milioni di euro nel caso che tutti i 41 ambiti avessero raggiunto l'obiettivo. I risultati non sono stati soddisfacenti: solo 3 ambiti (di cui 1 al Nord, 1 al Centro

e 1 al Sud) dei 41 hanno raggiunto l'obiettivo e pertanto hanno avuto titolo al premio addizionale.

- 3.3 Per dare luogo a quanto prospettato dall'art. 27 del TIQE, il premio addizionale potrebbe essere così formulato: gli ambiti territoriali che nel biennio 2018-19 (o nel 2019) presentano un livello effettivo peggiore di oltre il 50% il livello obiettivo applicabile per grado di concentrazione, e che raggiungono entro il 2023 tale livello obiettivo, hanno diritto a un premio addizionale, aggiuntivo rispetto ai recuperi di continuità che conseguirebbero questi ambiti territoriali, che potrebbe corrispondere ad un recupero "una tantum" pari a:
- a) 1 interruzione per utente per gli ambiti in alta concentrazione;
 - b) 2 interruzioni per utente per gli ambiti in media concentrazione;
 - c) 4 interruzioni per utente per gli ambiti in bassa concentrazione.
- 3.4 Considerata l'importanza che l'Autorità attribuisce alla riduzione dei divari di continuità del servizio, in caso di mancato raggiungimento del livello obiettivo potrebbe essere prevista una penalità, sempre addizionale rispetto ai recuperi di continuità che conseguirebbero questi ambiti territoriali, orientativamente pari alla metà del premio².
- 3.5 Supponendo di utilizzare il livello effettivo biennale 2017-18 in luogo di quello 2018-19, non ancora disponibile, per determinare gli ambiti oggetto della regolazione speciale, e che tutti detti ambiti (101) raggiungano il livello obiettivo del numero entro il 2023, l'impatto economico sarebbe pari a circa 51 M€.
- 3.6 In alternativa, vista la situazione della durata ancora critica per molti ambiti, l'Autorità potrebbe prendere in considerazione l'applicazione di una analoga regolazione agli ambiti che hanno sia la durata sia il numero interruzioni peggiori di oltre il 50% rispetto al livello applicabile per grado di concentrazione.
- 3.7 In analogia a quanto proposto per gli ambiti critici per il solo numero di interruzioni, potrebbe essere previsto un premio addizionale in caso di raggiungimento di entrambi i livelli obiettivo entro il 2023, nessun premio e nessuna penalità addizionali in caso di mancato raggiungimento di uno solo dei due obiettivi entro il 2023 e penalità addizionali in caso di mancato raggiungimento di entrambi gli obiettivi entro il 2023. La regolazione si applicherebbe, sulla base dei dati disponibili, a circa 51 ambiti territoriali.
- 3.8 Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende valutare la percorribilità di tale approccio, tenuto conto dell'esito dell'analoga iniziativa sulla durata delle

² Tale previsione non era contenuta nell'analogo meccanismo premiale utilizzato per la regolazione della durata nel periodo 2012-15.

interruzioni sopra ricordata e di quanto prospettato al successivo capitolo 5 in materia di interruzioni brevi.

- 3.9 Con riferimento a quanto illustrato al punto 2.4, lettera e), l’Autorità intende infine acquisire elementi utili circa l’ammissibilità alla suddetta regolazione, o ad una sua variante, per gli ambiti territoriali con entrambi durata e numero migliori di una volta e mezzo il livello obiettivo applicabile nel biennio 2018-19 (o nel 2019) ma che presentino un gradiente particolarmente negativo per entrambi gli indicatori (16 ambiti nell’esempio del punto 2.4, lettera e)).

Spunti per la consultazione

- Q.4** *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite interventi regolatori di tipo tradizionale? Quali altre azioni potrebbero essere messe in atto? Motivare le risposte.*
- Q.5** *Quale tra le due possibili regolazioni speciali prospettate (numero di interruzioni oppure durata e numero di interruzioni) si ritiene preferibile e perché?*

4. Riduzione dei divari: regolazione per esperimenti per favorire il miglioramento della continuità del servizio in aree critiche

- 4.1 L’attuale regolazione della continuità del servizio è basata su una serie di assunzioni che non sono state mai riesaminate a partire da quando tale regolazione è stata introdotta. Ciascuna di queste assunzioni ha la propria motivazione, e persegue in generale un obiettivo di protezione del consumatore da effetti di “non qualità”. Solo a titolo di esempio:
- a) la regolazione del numero di interruzioni utilizza come indicatore di riferimento la somma del numero medio per utente di interruzioni lunghe (durata maggiore di tre minuti) e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), nell’assunzione che al consumatore interessi l’eliminazione delle interruzioni e non semplicemente la riduzione della loro durata al di sotto della soglia di 3 minuti;
 - b) i coefficienti utilizzati per il dimensionamento dei premi e delle penalità³ sono utilizzati in modo simmetrico, e sono tali da premiare (o

³ La regolazione della continuità del servizio utilizza coefficienti basati sulla stima della “disponibilità dei clienti a pagare per il miglioramento” valutati con una indagine demoscopica effettuata circa 15 anni nell’ipotesi che premi e penalità dovessero riflettere la “*willingness to pay*” delle diverse tipologie di clienti; i valori unitari utilizzati (in euro per kWh non fornito o per kW disalimentato), che sono

penalizzare) di più, a parità di recuperi rispetto agli obiettivi (o di mancato rispetto degli stessi) le aree con più energia distribuita, considerando sia l'energia utilizzata dai clienti domestici sia quella utilizzata dai clienti non domestici di bassa e media tensione: ciò nell'ipotesi che l'energia distribuita rappresenti un corretto fattore di scala;

- c) i livelli obiettivo erano stati fissati, nel 2007 per il numero medio di interruzioni, guardando al “quartile migliore” degli ambiti (separatamente per grado di concentrazione), nell'ipotesi che dato un certo arco di tempo fosse possibile migliorare fino a raggiungere tali “*best practice*”; inizialmente il periodo di tempo concesso è stato di 12 anni, esteso a 16 anni dopo i primi 8 anni;
- d) il rispetto del percorso di miglioramento, indicato dai c.d. livelli tendenziali, è verificato su base annua e gli investimenti effettuati sono remunerati per il miglioramento della qualità con gli ordinari meccanismi di riconoscimento dei costi, al netto dei premi e delle penalità derivanti dai meccanismi di incentivanti della qualità del servizio.

4.2 Alcune imprese distributrici hanno segnalato la difficoltà di raggiungere gli obiettivi fissati per il 2023 dall'attuale regolazione del numero di interruzioni. In parte tale aspetto può essere dovuto a fenomeni eccezionali, con particolare riferimento alle interruzioni brevi, che vengono esaminati nel capitolo successivo.

4.3 Sempre a titolo di esempio, la regolazione speciale di cui al capitolo precedente costituisce a suo modo una forma di deroga di alcuni degli aspetti richiamati al punto 4.1, tra cui in particolare la simmetria premi/penali (che viene meno, essendo previsto solo un premio addizionale e non anche una penale addizionale).

4.4 Con il presente documento l'Autorità, nel quadro dell'Obiettivo strategico *OS.4* richiamato nel capitolo introduttivo, intende avviare un nuovo tipo di approccio, coerente con la logica complessiva di responsabilizzazione degli operatori, nel quale siano le stesse imprese di distribuzione a presentare proposte di sperimentazione di nuove forme di regolazione (come detto nella parte

differenziati tra clienti domestici e non domestici, sono comunque piuttosto elevati nel quadro europeo, come messo in evidenza da successive analisi comparative: CEER *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances*; Ref. C10-EQS-41-03, December 2010, <https://www.ceer.eu/1279>; London Economics, *The Value of Lost Load (VoLL) for Electricity in Great Britain. Final report for Ofgem and DECC*, July 2013, www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82293/london-economics-value-lost-load-electricity-gbpdf.

introduttiva: Regolazione per esperimenti), anche in deroga a specifici punti della attuale regolazione della continuità del servizio.⁴

4.5 L’Autorità ritiene che gli esperimenti regolatori, che le imprese distributrici possono presentare e che dovranno essere valutati, dovrebbero avere, in linea di massima, le seguenti caratteristiche:

- a) *identificare un obiettivo di miglioramento della qualità* che l’impresa distributtrice si impegna a raggiungere nel periodo e negli ambiti territoriali identificati; l’Autorità ritiene che l’obiettivo che l’impresa si impegna a raggiungere non dovrebbe essere peggiore di quello già definito dall’Autorità e che tale obiettivo debba essere raggiunto entro il 2023;
- b) *presentare soluzioni innovative*, che promuovano il ricorso all’innovazione tecnologica per migliorare il servizio ai clienti, principalmente (ma non esclusivamente) a beneficio degli indicatori di durata e numero delle interruzioni oggetto della regolazione premi-penalità;
- c) *riferirsi a periodi e ambiti territoriali circoscritti*, in modo da poter comprendere gli effetti delle soluzioni innovative adottate e valutare la loro estensione su più larga scala per il prossimo periodo di regolazione;
- d) *accompagnare le innovazioni proponendo nuovi meccanismi*, anche in deroga alla regolazione attuale, che l’Autorità potrebbe approvare ove l’impresa distributtrice abbia identificato specifici aspetti della regolazione attuale che ostacolano l’innovazione e fornisca convincenti elementi per affermare che senza la rimozione di tali ostacoli non si può ottenere un miglioramento superiore a quello che si otterrebbe senza le deroghe richieste;
- e) in ogni caso, i meccanismi di “regolazione mirata” proposti (e le eventuali deroghe richieste) *non devono ledere né il principio di protezione dei consumatori, né quello di non discriminazione tra gli utenti della rete.*

4.6 In relazione alle possibili deroghe, l’orientamento dell’Autorità è che:

- i. all’impresa venga consentito di scegliere un percorso di miglioramento differente da quello già determinato dall’Autorità con la regolazione ordinaria;

⁴ Tale approccio è ispirato all’esempio di alcuni regolatori – tra cui quello britannico e quello australiano – che è stato definito in letteratura “approccio *sandbox*”. Tuttavia, occorre segnalare che l’approccio *sandbox* è riferito ad aspetti relativi alla partecipazione ai mercati (tipicamente al dettaglio) e che le proposte pervengono da operatori commerciali (non solo venditori di energia elettrica) e non dalle imprese distributrici. L’avvio di un approccio analogo a quelle *sandbox* su temi infrastrutturali non pregiudica la possibilità di estendere tale approccio anche ad altri temi per i quali le proposte possano essere formulate da operatori commerciali.

- ii. tale percorso possa essere riferibile anche ad un aggregato di ambiti territoriali, anche di diversa concentrazione, se interessati dalla stessa innovazione, e a meccanismi di valorizzazione dei recuperi di qualità anche diversi da quelli attuali;
 - iii. durante tale percorso, vengano sospesi i premi e le penalità previsti dalla regolazione vigente e vengano attivati specifici meccanismi di premialità e penalizzazione, definiti dalla stessa impresa⁵ (sulla base dello scostamento annuale tra il livello effettivo ed il livello previsto dall'impresa);
 - iv. in caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento di cui al punto 4.5, lettera a), l'impresa dovrebbe rinunciare a forme di premialità e versare le eventuali penalità che avrebbe conseguito nel periodo, in assenza della deroga.
- 4.7 Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende avviare un confronto con le imprese distributrici finalizzato a favorire lo sviluppo di idee meritevoli mirate al miglioramento della qualità del servizio.
- 4.8 In esito ai contributi ideativi che verranno raccolti a seguito della presente consultazione, e a ulteriori approfondimenti con le imprese distributrici ed altri soggetti interessati, si valuterà se sia necessario una ulteriore consultazione prima di introdurre il meccanismo degli esperimenti regolatori per il miglioramento della qualità del servizio.
- 4.9 Il *box* seguente illustra due possibili temi di innovazione tecnologica, su cui le imprese distributrici potrebbero formulare proposte con le caratteristiche indicate al punto 4.5, lettera b), che potrebbe costituire oggetto di valutazione da parte dell'Autorità.

⁵ Ad esempio, le imprese possono proporre dimensionamenti dei premi e delle penalità sulla base del numero di utenti con qualità migliorata/peggiorata rispetto all'obiettivo, piuttosto che dell'energia non servita recuperata/persa rispetto all'obiettivo, eventualmente differenziando tra le varie tipologie d'utenza, oppure possono proporre un parametro C dimensionato in €/min/utente invece che €/min/kW per la durata e in €/num/utente invece che €/num/kW per il numero.

Box 1 – Esempi di funzionalità innovative che potrebbero essere sperimentate per la riduzione dei divari di qualità del servizio in alcune aree critiche

1. Funzionalità “smart” di ricerca e isolamento del guasto sulla rete MT e introduzione delle interruzioni di brevissima durata

Un primo tema sul quale potrebbe essere avviato il confronto con le imprese distributrici riguarda l’evoluzione dei sistemi di automazione della rete MT per quanto concerne la funzionalità *smart* di ricerca e isolamento del guasto, già sperimentata anche nei progetti *smart grid*⁶. Sviluppando tale automazione e in presenza di adeguati sistemi di telecomunicazione è possibile ridurre a pochi secondo la durata dell’interruzione per gli utenti non appartenenti al tronco di linea MT guasto compreso tra due cabine telecontrollate.

Tale innovazione potrebbe essere favorita dalla sperimentazione di una diversa classificazione di interruzioni rispetto a quella attuale (vd precedente punto 4.1, lettera a), in particolare per quanto concerne la soglia di 1 secondo che oggi caratterizza le interruzioni brevi, se tale soglia venisse sperimentalmente elevata a 5 secondi. Nell’ipotesi che, almeno per le tipologie di utenza connesse in bassa tensione, le interruzioni “brevissime” (la cui durata sarebbe quindi compresa tra 1 secondo e 5 secondi per effetto dei nuovi cicli di automazione della rete) siano assimilabili, per gli effetti che causano all’utenza, alle interruzioni transitorie, attualmente non ricomprese nella regolazione incentivante della qualità del servizio, le imprese distributrici dovrebbero proporre ambiti e tempi in cui effettuare tale sperimentazione, nonché i risultati attesi in termini di beneficio per il miglioramento degli indicatori sia di durata che di numero di interruzioni.

2. Funzionalità innovative relative alla rete BT

Un ulteriore aspetto su cui le imprese distributrici potrebbero presentare proposte potrebbe riguardare la sperimentazione di funzionalità innovative per la rete di bassa tensione, anche in relazione all’avanzamento della messa in servizio dei misuratori di seconda generazione (2G), ad esempio per l’individuazione esatta dell’istante di inizio dell’interruzione, o per la richiusura a distanza delle linee BT interrotta in caso di guasto non permanente, o per soluzioni avanzate di manutenzione predittiva.

⁶ Progetti presentati a seguito della deliberazione ARG/elt 39/10 e approvati con la deliberazione ARG/elt 12/11; si veda anche il documento per la consultazione 255/2015/R/eel, in particolare per la funzionalità *smart* “5. Esercizio avanzato della rete MT” (punti da 2.45 a 2.48).

- 4.10 La valutazione dell’Autorità dovrebbe tenere conto, ove possibile e ove rilevante, anche della combinazione degli effetti con altri meccanismi di regolazione, già introdotti o da introdurre, ad esempio i progetti per il miglioramento strutturale della resilienza della rete o il miglioramento della capacità di ripristino in condizioni di emergenza, nonché più in generale con l’evoluzione del ruolo del distributore nell’ambito di un sempre maggiore ricorso alle risorse connesse a reti di distribuzione per contribuire la flessibilità del sistema.⁷
- 4.11 In coerenza con quanto detto al punto precedente, l’Autorità ritiene che per gli ambiti ammessi agli esperimenti regolatori non possa applicarsi la regolazione speciale del numero di interruzioni (o della durata e del numero di interruzioni) illustrata nel capitolo precedente.⁸
- 4.12 Sotto il profilo procedimentale, si ritiene che le proposte di sperimentazione possano essere comunicate all’Autorità una sola volta, entro gennaio/febbraio 2020, ed essere valutate, ed eventualmente ammesse e pubblicate, con apposito provvedimento della Direzione Infrastrutture, entro fine aprile 2020.

Spunti per la consultazione

- Q.6** *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite esperimenti regolatori? Motivare le risposte.*
- Q.7** *Si ritiene che le caratteristiche degli esperimenti regolatori che potranno presentare le imprese distributrici siano tali da assicurare un efficace e trasparente perseguimento degli obiettivi? Se no, per quali motivazioni?*

5. Riesame della regolazione premi-penalità del numero di interruzioni per tenere conto degli effetti di mutamenti climatici anche per la regolazione del numero delle interruzioni

- 5.1 Attualmente l’attribuzione delle interruzioni a forza maggiore è principalmente basata sull’individuazione dei cosiddetti Periodi di Condizioni Perturbate (PCP,

⁷ Con riferimento ai progetti pilota derivanti dall’attuazione delle deliberazioni 300/2017/R/eel e 422/2018/R/eel.

⁸ I due meccanismi sono tra loro alternativi a livello locale: un ambito territoriale che partecipa ad un meccanismo non può partecipare all’altro; ma sono complementari a livello di sistema (vd punto 2.12) in quanto coesistono e di singola impresa distributtrice (se pluri-ambiti), che può beneficiare dell’uno e dell’altro meccanismo, seppure su ambiti diversi.

cfr scheda 1 del TIQE), vale a dire periodi di 6 ore fisse nell'arco di una giornata (0-6; 6-12; etc.) nei quali il numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT o BT di qualsiasi causa, su base provinciale, è superiore ad una soglia che dipende dal numero di interruzioni senza preavviso lunghe registrate in tutti i periodi di 6 ore fisse del triennio precedente l'anno che a sua volta precede quello cui appartiene il periodo di 6 ore fisse in esame. Una volta individuato un PCP, tutte le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie iniziate nel medesimo PCP vengono attribuite a forza maggiore dall'impresa distributrice, e rimangono escluse dalla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni.

- 5.2 L'aspetto maggiormente interessante legato alla gestione dei PCP è la capacità di auto-adattamento dell'algoritmo al numero di interruzioni senza preavviso lunghe che di anno in anno accadono nel territorio provinciale. Ogni provincia è caratterizzata da un differente valore della soglia di confronto di cui al punto precedente che dipende dalla storia delle interruzioni senza preavviso lunghe della provincia. In tal modo, un medesimo numero di interruzioni senza preavviso lunghe in un periodo di 6 ore fisse in un dato anno potrebbe portare, in funzione della serie storica di tali interruzioni, all'individuazione di un PCP in una provincia, ma non in un'altra.
- 5.3 Per via della caratteristica di auto-adattamento, il meccanismo introdotto dall'Autorità per l'attribuzione delle interruzioni a forza maggiore è in grado, quindi, di intercettare l'intensificarsi della frequenza di eventi meteorologici di grande severità che sono all'origine di un numero sempre maggiore di interruzioni senza preavviso estese e di lunga durata.
- 5.4 Come già osservato, recentemente sono pervenute alla Direzione Infrastrutture segnalazioni, da parte della principale impresa distributrice, di un aumento significativo del numero di interruzioni brevi (comprese tra un secondo e tre minuti) oggetto della regolazione premi-penalità del numero di interruzioni, che tale impresa ritiene dovuto principalmente ad un aumento eccezionale del numero di fulminazioni al suolo, in particolare nel 2018 rispetto al biennio 2016-17. L'aumento del numero di interruzioni brevi penalizzerebbe eccessivamente la principale impresa nel confronto annuo tra il livello effettivo ed il livello tendenziale (o obiettivo annuo di miglioramento) dal momento che i livelli tendenziali 2016-23, che hanno avuto origine dai dati del biennio 2014-15 (cd livello di partenza), sono riferiti a un periodo storico in cui il numero di fulminazioni registrato non presentava valori particolarmente elevati.
- 5.5 L'Autorità è interessata ad acquisire elementi quantitativi utili ai fini di un esame quanto più esaustivo di tali accadimenti e dei loro effetti sulle *performance* delle reti di distribuzione in termini di aumento del numero di interruzioni brevi, anche in relazione ad altri mutamenti climatici o ad altre situazioni critiche non intercettate dai livelli di partenza 2014-15 e dai livelli tendenziali 2016-23. Tale

approccio trova giustificazione anche nel fatto che con il periodo di regolazione 2016-23 i livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni lunghe e brevi sono stati determinati per la prima volta per un periodo di otto anni, in luogo degli usuali quattro precedenti.

5.6 Nella figura 1 è riportato il numero di interruzioni brevi oggetto della regolazione premi-penalità per il periodo 2014-18 per regione e per grado di concentrazione, dalla quale effettivamente emerge nel 2018 un aumento del numero di interruzioni brevi rispetto agli anni precedenti, in alcune regioni e in particolare nelle due Isole maggiori e in Puglia.

Figura 1 – numero di interruzioni brevi soggette alla regolazione premi penalità, per regione e per grado di concentrazione, nel periodo 2014-2018

	AC					MC					BC				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Piemonte	0,44	0,57	0,50	0,72	0,50	1,29	1,24	1,32	1,08	1,20	2,40	2,33	2,31	1,99	2,45
Valle d'Aosta						0,71	0,37	0,08	0,14	0,12	1,48	1,10	1,09	0,85	1,08
Lombardia	0,52	0,41	0,55	0,46	0,52	0,84	0,71	0,77	0,71	0,84	1,46	1,27	1,31	1,24	1,36
Trentino Alto Adige	0,22	0,08	0,18	0,12	0,21	1,06	0,61	0,39	0,44	0,38	2,20	1,67	1,01	1,16	1,03
Veneto	0,45	0,42	0,42	0,67	0,39	1,59	1,20	1,18	1,28	1,37	2,49	2,12	1,84	1,92	2,01
Friuli Venezia Giulia	0,60	0,70	0,48	0,53	0,30	1,07	1,10	1,19	1,20	1,10	1,97	1,51	1,91	2,25	1,87
Liguria	0,78	0,58	0,61	0,48	0,73	1,44	1,29	1,10	0,92	1,04	4,47	4,14	3,44	3,13	3,10
Emilia Romagna	0,49	0,52	0,47	0,52	0,50	1,24	1,27	1,15	1,20	1,39	2,21	2,35	2,50	2,34	2,43
Toscana	0,73	0,64	0,60	0,66	0,60	1,22	1,23	1,22	1,14	1,27	2,18	2,28	2,15	1,99	2,66
Umbria	1,30	0,50	0,70	0,57	0,59	1,53	1,39	1,31	1,10	1,51	2,74	1,98	2,37	1,46	2,23
Marche	0,55	1,27	1,13	0,95	0,85	1,29	1,43	1,23	1,17	1,28	2,30	2,54	2,20	2,39	2,84
Lazio	0,81	0,88	0,70	0,90	0,96	1,89	1,78	1,79	1,49	1,97	3,04	2,66	2,39	2,13	2,75
Abruzzo	0,94	0,90	1,04	1,50	1,10	1,81	2,32	1,98	2,46	1,92	2,46	2,65	2,76	3,76	3,02
Molise	0,08	0,83				0,49	0,81	0,83	1,01	0,68	1,03	1,79	1,12	1,81	1,81
Campania	1,10	1,25	1,28	1,53	1,58	2,14	2,27	2,25	1,92	2,39	2,99	3,45	3,50	2,89	3,40
Puglia	1,31	1,69	1,66	1,90	1,81	2,14	2,12	2,16	2,29	2,81	3,59	4,28	4,11	3,94	4,94
Basilicata	0,95	0,57	0,93	0,80	1,26	0,98	1,39	1,48	1,60	1,61	1,24	1,12	1,40	1,32	2,16
Calabria	1,38	1,45	1,21	1,59	1,70	2,64	3,09	2,45	2,34	2,29	3,87	4,41	3,69	2,93	3,66
Sicilia	1,64	2,02	1,39	1,44	1,61	3,86	4,00	3,25	3,10	4,29	5,26	5,03	4,32	3,98	4,98
Sardegna	0,71	0,78	0,62	0,75	1,23	1,82	1,68	1,48	1,53	2,61	2,88	2,79	2,71	2,56	4,65

5.7 Le imprese distributrici interessate sono invitate a trasmettere all'Autorità analisi che corroborino l'ipotesi che l'aumento significativo del numero di interruzioni brevi, oggetto di regolazione premi-penalità, nel triennio 2016-18, può essere ricondotto a fattori esogeni alle reti di distribuzione ben identificabili e documentabili, come le fulminazioni al suolo registrate in specifici periodi dell'anno e in specifici ambiti territoriali.

5.8 Sulla base dei dati resi disponibili e di loro elaborazioni, l'Autorità valuterà la sussistenza di presupposti per un aggiornamento della regolazione, fermi restando i livelli obiettivo fissati dal TIQE, che dovranno essere raggiunti entro il 2023. In linea di principio l'intervento dell'Autorità potrebbe consistere in alternativa, mantenendo i livelli tendenziali vigenti:

- nell'introduzione per il periodo 2020-23, di una sterilizzazione del numero di interruzioni brevi dal livello effettivo, su base statistica, similmente a quanto avviene attualmente con i PCP in relazione alle interruzioni senza

preavviso lunghe; si tratterebbe, ad esempio, di introdurre un meccanismo che identifichi, sulla base dello storico del numero di interruzioni brevi e del numero di fulminazioni al suolo, su base territoriale da individuare, Periodi di Condizioni Perturbate riferibili alle sole interruzioni brevi (es.: PCP_b) attraverso cui escludere dalla regolazione premi-penalità del numero di interruzioni le interruzioni brevi aventi avuto inizio nei PCP_b laddove si sia verificato un numero di fulminazioni maggiore di una determinata soglia; in esito alla consultazione e all'esame dei dati disponibili l'Autorità valuterà se vi saranno le condizioni per dare seguito a questa ipotesi;

- b) utilizzare, per ogni anno del periodo 2020-23, il minor valore tra il numero interruzioni brevi del biennio 2014-15 (media biennale) ed il numero di interruzioni brevi (media biennale) dell'anno in esame, in presenza di condizioni di fulminazione particolarmente elevate.
- 5.9 La prima alternativa è certamente di maggiore complessità, sia nella fase di studio e messa a punto del meccanismo che nella fase attuativa. La seconda alternativa ha per altro verso il pregio della semplicità.
- 5.10 In esito all'esame delle analisi che verranno predisposte e dei contributi che perverranno a seguito della presente consultazione, potrebbe essere anche valutata la necessità di rideterminare i livelli tendenziali 2020-23 del numero di interruzioni, per alcuni o per tutti gli ambiti territoriali.

Spunti per la consultazione

Q.8 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione premi-penalità del numero di interruzioni senza preavviso? Motivare le risposte.*

6. Standard di durata massima delle interruzioni per singolo cliente e revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali

- 6.1 Dal 2009, sono in vigore standard di qualità relativi alla durata massima di interruzione per singolo cliente. Con il TIQE 2016-23, l'Autorità ha disposto che il valore (in ore) di tali standard, che inizialmente era differenziato per grado di concentrazione, si allinei progressivamente a quello (più sfidante) applicabile agli ambiti di alta concentrazione; attualmente tali standard sono pari a 8 ore per i clienti BT degli ambiti di alta e media concentrazione e a 12 ore per i clienti BT degli ambiti di bassa concentrazione; è previsto che dal 1° gennaio 2020 sarà in vigore uno standard unico nazionale per le interruzioni senza preavviso, pari

- a 8 ore per tutti gli utenti BT e pari a 4 ore per tutti gli utenti MT (vd tabelle 9a, 9b e 9c del TIQE).
- 6.2 I rimborsi per mancato rispetto degli standard di durata massima, qualora le interruzioni siano attribuibile a condizioni di forza maggiore, sono a carico del Fondo per eventi eccezionali (cfr Titolo 7 del TIQE). Il Fondo per eventi eccezionali è alimentato sia dagli utenti MT e BT che dai gestori di rete⁹. Sul tema, l’Autorità ha disposto:
- a) un aumento delle aliquote a carico degli utenti MT e BT che concorrono ad alimentare il Fondo Eventi Eccezionali, a partire dal 2016 (vd tabella 11 del TIQE), mantenendo invariate le quote di contribuzione a carico delle imprese distributrici e di Terna;
 - b) con effetto dal 1° ottobre 2017, la responsabilità dell’impresa distributtrice dopo 72 ore dall’inizio di una interruzione, anche se la causa scatenante dell’interruzione è stata la forza maggiore.
 - c) sempre con decorrenza dal 1° ottobre 2017, un aumento degli importi massimi degli indennizzi per gli utenti MT e BT aventi diritto, riferendoli ad una durata massima di interruzione pari a 240h (vd tabella 10 del TIQE).
- 6.3 Le imprese distributrici non sono responsabili del pagamento degli indennizzi ai clienti qualora vi siano documentati motivi di sicurezza del lavoro che ostacolino le operazioni di ripristino. In tali casi, e in quota parte rispetto alla durata totale di interruzione, l’indennizzo è a carico del Fondo eventi eccezionali anche dopo le 72 ore dall’inizio dell’interruzione.
- 6.4 Nella figura 2 è riportato il bilancio del Fondo Eventi Eccezionali sino al 2018. Dall’esame di detto bilancio risulta al 2018 un debito pari a circa 89 M€.

⁹ Il Fondo per eventi eccezionali è alimentato sia dagli utenti MT e BT che dai gestori di rete. Gli utenti contribuiscono con una aliquota annua [€/punto di prelievo o immissione] che dipende della potenza disponibile e dal livello di tensione (vd Tabella 11 del TIQE). Le imprese distributrici contribuiscono in ragione del prodotto tra il numero di utenti BT disalimentati per più di 8 ore nell’anno precedente quello di contribuzione ed una aliquota pari a 70€/cliente (comma 56.2 del TIQE). Terna contribuisce in ragione del prodotto tra l’energia non fornita relativa alla parte di disalimentazioni dell’anno precedente quello di contribuzione con una durata compresa tra 2 e 8 ore, ed una aliquota pari a 10.000 €/MW con riferimento alle cabine primarie e 7.500 €/MWh con riferimento ai clienti finali AAT o AT.

Figura 2 – bilancio del Fondo per Eventi Eccezionali

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Indennizzi agli utenti BT e MT	0	-4	-13	-18	-90	-30	-19	-102	-8	-75	-77
Contribuzione delle imprese distributrici	5	4	4	4	6	6	4	7	4	9	10
Contribuzione di Terna	0	6	3	0	1	4	0	0	3	2	1
Contribuzione degli utenti (tramite tariffa)	18	18	18	18	18	18	18	18	40	40	40
Avanzo annuale	23	24	12	4	-65	-2	3	-77	39	-24	-26
Avanzo progressivo	23	47	59	63	-2	-4	-1	-78	-39	-63	-89

- 6.5 Inoltre, con riferimento all'anno 2018 - anno nel quale a fine ottobre è accaduto il grave evento meteorologico nel Nord-Est del Paese per tempeste di vento che hanno avuto come effetto lo sradicamento di alberi da vaste zone del territorio montano - e alla principale impresa distributrice, in base ai primi dati resi disponibili, è emerso che alcuni utenti MT (con potenza disponibile particolarmente elevata) abbiano ricevuto indennizzi consistenti, anche vicini a 100.000€, a carico del Fondo Eventi Eccezionali.
- 6.6 Sulla base di quanto sopra esposto, appare evidente la necessità di azzerare il debito del Fondo e pervenire ad un equilibrio tra le entrate e le uscite. Allo scopo l'Autorità potrebbe adottare alcune delle seguenti iniziative, o una combinazione di esse:
- fissare un tetto massimo all'indennizzo per un utente MT a carico del Fondo, pari orientativamente al doppio della sua spesa annua storica per il trasporto e comunque non superiore a 40.000€;
 - aumentare le contribuzioni al Fondo a carico delle imprese distributrici e Terna;
 - limitare ad uno (il più elevato in caso di più di uno) invece che due, il numero massimo di indennizzi a favore del medesimo utente, sino al riequilibrio del Fondo;
 - utilizzare per gli utenti MT, ai fini del dimensionamento dell'indennizzo, la potenza effettivamente interrotta (come per la regolazione del numero massimo annuo di interruzioni per gli utenti MT – vd comma 38.2, lettera d) del TIQE) - oppure il valore medio della settimana precedente; tale soluzione potrebbe essere adottata anche per gli utenti BT con potenza disponibile superiore a 100 kW;
 - per evitare di aumentare le aliquote a carico degli utenti (in particolare di quelli MT), utilizzare parte del Fondo utenti MT alimentato dal Corrispettivo tariffario specifico versato dai clienti MT che non hanno

ancora adeguato i propri impianti interni come previsto da ormai oltre 10 anni¹⁰.

- 6.7 Attraverso la consultazione l’Autorità intende inoltre verificare se confermare, rinviare al periodo regolatorio che inizierà il 1° gennaio 2024 o eventualmente annullare la decisione di abbassare, con effetto dal 1° gennaio 2020, da 12 a 8 ore dello standard sulla durata massima delle interruzioni per gli utenti BT serviti in ambiti in bassa concentrazione. Come soluzione alternativa dal 2020, in presenza di uno standard unico nazionale a 8 ore, l’Autorità potrebbe prevedere uno standard di 12 ore nei Comuni situati ad oltre 1.000 sul livello del mare, indipendentemente dal grado di concentrazione.

Spunti per la consultazione

Q.9 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in materia di standard di durata massima delle interruzioni per singolo cliente e revisione delle condizioni di erogazione degli indennizzi automatici a carico del Fondo eventi eccezionali? Se no, per quali motivazioni?*

Q.10 *Quali tra le opzioni di cui al punto 6.6 si ritengono preferibili, e perché?*

7. Altri orientamenti in materia di continuità del servizio

Rafforzamento e maggiore pubblicità dell’esame comparativo delle interruzioni, con estensione ai buchi di tensione

- 7.1 In attuazione dell’articolo 44 del TIQE, a decorrere dai dati 2012 l’Autorità effettua una pubblicazione comparativa annuale¹¹, tra le imprese distributrici che partecipano alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio, della durata e del numero di interruzioni, con ordinamento dall’impresa più virtuosa a quella meno virtuosa.
- 7.2 Per migliorare la trasparenza e la valutazione da parte dei consumatori ed altri soggetti interessati (cfr obiettivo strategico OS.2 “*Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio*”) l’Autorità intende:

¹⁰ Per maggiori elementi su tali aspetti della regolazione della qualità per gli utenti MT, si veda il capitolo 7, punto 7.6 e seguenti in materia di Corrispettivo Tariffario Specifico.

¹¹ https://www.arera.it/it/dati/inter_continuita.htm.

- a) introdurre l'obbligo per i distributori di attivare una specifica sezione del loro sito internet, raggiungibile dalla home page, con i principali dati di qualità del servizio e dei relativi effetti economici;
 - b) in attuazione del comma 69.2 del TIQE, estendere le pubblicazioni comparative delle interruzioni ai buchi di tensione, dal momento che dal 2015 tutte le semisbarre MT di Cabina primaria sono equipaggiate con strumenti di monitoraggio dei buchi di tensione conformi alle norme EN 50160 e EN 61000-4-30.
- 7.3 Inoltre, con riferimento alla precedente lettera b), nel corso del 2020 la Direzione Infrastrutture intende riprendere i lavori del Tavolo di lavoro sulla qualità della tensione con l'obiettivo di analizzare, con il supporto di RSE, i dati del periodo 2016-19 in relazione alle diverse caratteristiche della rete, nonché di finalizzare al meglio le pubblicazioni comparative di cui sopra.
- 7.4 Nella tavola A2.16 in Appendice 2 sono riportati dati di sintesi sulle interruzioni transitorie (la cui durata è non superiore al secondo), su scala nazionale. Nelle tavole A2.17 e A2.18 sono riportati alcuni dati di sintesi dei buchi di tensione, sempre su scala nazionale.

Chiarimento sulla regolazione della qualità per i Sistemi di distribuzione Chiusi

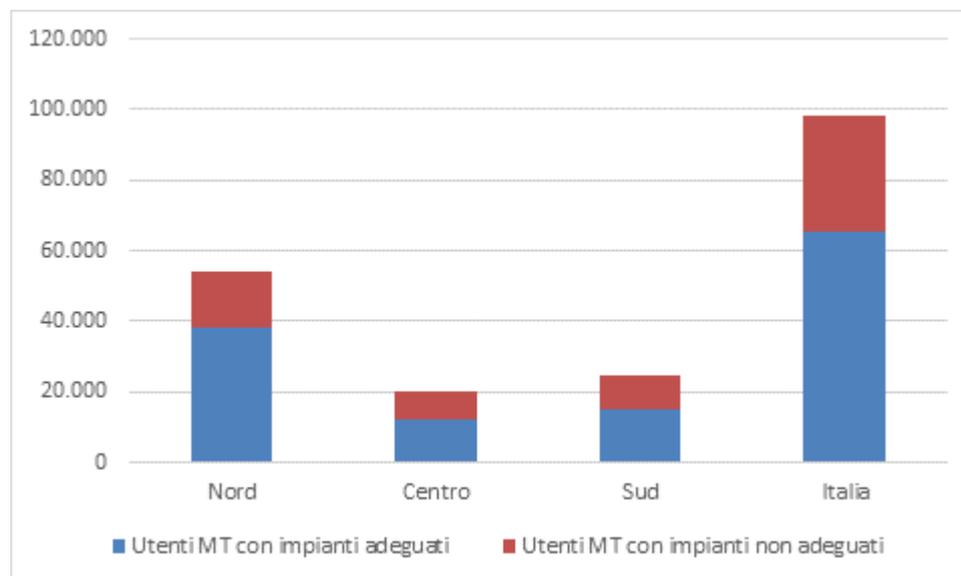
- 7.5 Nell'Appendice 5 è riportato il testo del chiarimento della Direzione Infrastrutture dell'Autorità, pubblicato il 3 agosto 2018 in materia di regolazione della qualità per i Sistemi di distribuzione Chiusi, che l'Autorità intende includere come disposizioni nel TIQE.

Corrispettivo Tariffario Specifico per utenti MT con trasformazione su palo e potenza disponibile inferiore a 100 kW che non hanno richiesto la trasformazione in BT

- 7.6 Il Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS, art. 41 del TIQE) è stato introdotto nel 2004 ed è versato annualmente dagli utenti MT dotati di impianti non adeguati alle disposizioni dell'Autorità (artt. 39 e 40 del TIQE) e alla norma CEI 0-16¹². La figura 3 riporta il numero di utenti MT che al 2018 non hanno ancora adeguato i propri impianti.

¹² Gli utenti MT che hanno adeguato i propri impianti non sono tenuti al versamento annuale del CTS ed hanno diritto a ricevere indennizzi automatici se nel corso dell'anno subiscono un numero di interruzioni di responsabilità dell'impresa distributrice superiore agli standard fissati dall'Autorità (6 interruzioni lunghe + brevi in alta concentrazione, 9 in media concentrazione e 10 in bassa concentrazione). Il CTS è in parte trattenuto dalle imprese distributrici e in parte versato nel Fondo Utenti MT (cfr l'Appendice 1 laddove richiama il Titolo 5 del TIQE).

Figura 3 – Numero di utenti MT che al 31 dicembre 2018 non hanno ancora adeguato i propri impianti ai sensi degli artt. 39 e 40 del TIQE e della norma CEI 0-16



- 7.7 Gli utenti MT con trasformazione su palo e potenza disponibile inferiore a 100 kW sono sempre stati esclusi dal versamento del CTS a causa degli elevati costi di adeguamento in cui incorrerebbero.
- 7.8 Nel periodo 2012-15 è stata prevista una regolazione, rinnovata per il semiperiodo 2016-19, che consente a detti utenti di avere il proprio punto di consegna trasformato in BT senza incorrere in costi di adeguamento, e alle imprese distributrici di ottenere un incentivo per ogni punto trasformato in BT.
- 7.9 Nel periodo 2012-15 gli utenti MT nelle condizioni sopra descritte che hanno aderito all'iniziativa dell'Autorità sono stati 900 (su circa 2.400). Nel periodo 2016-19, hanno aderito ulteriori 400 clienti MT dei rimanenti 1.500. Secondo le ultime informazioni disponibili, il numero di utenti MT che non avrebbe mai richiesto la trasformazione in BT ammonta a circa 1.100 unità.
- 7.10 Come già prospettato nella consultazione 415/2015/R/eel, l'Autorità conferma che per tali utenti MT, in caso di mancato adeguamento degli impianti entro il 2023, dal 2024 è previsto il versamento del CTS.

Utilizzo del montante disponibile presso il Fondo utenti MT

- 7.11 Il Fondo Utenti MT (vd nota piè pagina n. 12) raccoglie le quote di CTS versate dagli utenti MT con impianti non adeguati alle disposizioni dell'Autorità e alla norma CEI 0-16, e non trattenute dalle imprese distributrici.

- 7.12 Al 31 dicembre 2018 il Fondo Utenti MT dispone di circa 285 M€. L’Autorità intende utilizzare parte di tale somma:
- a) per finanziare gli incentivi di incremento della robustezza delle reti di distribuzione, che avviene principalmente nelle reti MT, di cui alla delibera 668/2018/R/eel¹³;
 - b) come già accennato al punto 6.6, lettera e), per ridurre il debito del Fondo Eventi Eccezionali.

Spunti per la consultazione

Q.11 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità di cui al capitolo 7 in materia di regolazione della continuità del servizio? Se no, per quali motivazioni?*

8. Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni

- 8.1 Con l’adozione del TIQE 2016-23, l’Autorità ha disciplinato i controlli tecnici anche per le imprese distributrici di minori dimensioni¹⁴. Tali imprese, salvo apposita istanza di partecipazione, non partecipano alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni (art. 34 del TIQE).
- 8.2 A differenza delle imprese che partecipano alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni, l’esito dei controlli tecnici previsti per le imprese distributrici di minori dimensioni è basato unicamente sul valore che assume l’indice sistema di registrazione (ISR - cfr. l’articolo 32 del TIQE)¹⁵. L’ISR è un indice con struttura “a punti” - attribuiti in relazione alle diverse non conformità di sistema riscontrabili durante il controllo tecnico - che esprime l’adeguatezza complessiva del sistema di registrazione dell’impresa. Il valore dell’ISR pari al 100% esprime la totale adeguatezza del sistema di registrazione dell’impresa (cfr. la scheda n. 3 del TIQE; di seguito: scheda 3).

¹³ Il Fondo Utenti MT è già stato utilizzato per finanziare iniziative destinate a migliorare la qualità e la sicurezza del sistema elettrico, tra le quali l’installazione delle apparecchiature di monitoraggio dei buchi di tensione sulle semi-sbarre MT di Cabina primaria e l’adeguamento delle protezioni di interfaccia dei produttori MT e BT ai fini dell’adeguamento alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

¹⁴ Con meno di 15.000 utenti al 31 dicembre 2014.

¹⁵ I controlli tecnici sui dati di continuità del servizio delle imprese che partecipano alla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono disciplinati dagli articoli da 28 a 32 del TIQE; in particolare gli articoli 29 e 30 disciplinano gli indici di precisione IP e di correttezza IC per la valutazione della validità dei dati di continuità del servizio. L’articolo 32 del TIQE disciplina l’ISR.

- 8.3 In esito al controllo tecnico, l'impresa distributrice di minore dimensione può essere soggetta ad una penalità pari a (articolo 34 del TIQE):
- 3€ per ogni utente servito se l'ISR è compreso tra l'80% e il 93%;
 - 5€ per ogni utente servito se l'ISR è inferiore all'80%.
- 8.4 E' opportuno ricordare che sin dalle origini della regolazione della continuità del servizio (anno 2000), gli Uffici dell'Autorità hanno predisposto e continuamente aggiornato le Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni¹⁶. Tali Istruzioni tecniche non hanno valore provvedimentale, ma perseguono l'obiettivo di fornire alle imprese l'indicazione di un *modus operandi* conforme alle disposizioni del TIQE relative alla registrazione e documentazione delle interruzioni, anche attraverso l'illustrazione di casi esemplificativi, specifici e complessi. Resta comunque facoltà dell'impresa distributrice adottare modalità operative diverse da quelle indicate nelle Istruzioni tecniche, fermo restando che l'Autorità si riserva di valutare la conformità di tali diverse modalità alle suddette disposizioni.
- 8.5 Ciò nonostante, a seguito di recenti controlli tecnici effettuati presso imprese distributrici di minore dimensione, sono emerse non conformità dovute anche ad una non corretta interpretazione di alcune disposizioni in materia di registrazione delle interruzioni.
- 8.6 Ciò premesso, l'Autorità intende, con modifiche al TIQE e precisazioni e chiarimenti da incorporare nelle Istruzioni tecniche, formulare con maggiore chiarezza alcuni passaggi che, per come attualmente declinati, possono condurre ad interpretazioni non corrette delle norme che disciplinano la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Ciò anche al fine di evitare possibili contenziosi con le imprese distributrici in sede di controllo tecnico.
- 8.7 L'Autorità intende rendere efficaci detti aggiornamenti del TIQE a partire dai controlli tecnici che verranno effettuati dal 2021 sui dati di continuità del servizio relativi al 2020.
- 8.8 Nell'Appendice 4 vengono illustrati:
- a) gli orientamenti di modifica delle regole di registrazione delle interruzioni e la riformulazione (in modalità revisione) della scheda 3 del TIQE relativa all'ISR;
 - b) alcuni chiarimenti e precisazioni che verranno recepiti nelle istruzioni tecniche e che non richiedono modifiche al TIQE.

¹⁶ L'ultima edizione delle Istruzioni tecniche è del dicembre 2016.

Spunti per la consultazione

- Q.12** *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in materia di aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni di cui all’Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?*
- Q.13** *Si condivide l’ipotesi di introdurre un nuovo standard di qualità commerciale cui riferire le segnalazioni di guasto al display del contatore da parte degli utenti e le successive sostituzioni dei contatori? Se sì, come potrebbe essere disciplinata la prestazione e dimensionato lo standard?*
- Q.14** *Come potrebbero essere dimensionate le franchigie applicabili richiamate al paragrafo dell’Appendice 4 “Errori di calcolo della durata delle interruzioni”?*
- Q.15** *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in materia di aggiornamento dell’ISR di cui all’Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?*

9. Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT e regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT

- 9.1 Le funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, di cui al Titolo 2 della Parte III del TIQE, sono state disciplinate per il periodo 2016-19.
- 9.2 L’Autorità non intende rinnovare per il periodo 2020-23 tale regolazione sperimentale incentivante per quanto riguarda l’osservabilità dei flussi di potenza e lo stato delle risorse diffuse sulle reti MT, alla luce dei recenti sviluppi in materia ed in relazione ai quali l’Autorità ha avviato uno specifico procedimento con la delibera 628/2018/R/eel.
- 9.3 Detto procedimento è finalizzato all’implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna, le imprese di distribuzione di energia elettrica e i *significant grid user* ai fini dell’esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale in ottemperanza a quanto previsto in materia dal Regolamento SO GL e tenendo conto dell’esperienza maturata nell’ambito della sperimentazione avviata con il TIQE.
- 9.4 L’Autorità intende invece mantenere gli incentivi *output-based* per quanto concerne la funzionalità “*smart*” di regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT REGV-1, secondo le modalità innovative descritte all’articolo 130 del TIQE.
- 9.5 Infine, l’Autorità intende non confermare gli incentivi relativi alla funzionalità REGV-2 dal momento che l’approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione a livello locale potrà essere oggetto di specifiche sperimentazioni,

nell'ambito del percorso di definizione del nuovo Testo Integrato del
Dispacciamento Elettrico (TIDE).

Appendice 1 – Quadro normativo vigente della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

La regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica è disciplinata dall'Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel (TIQE). Ai fini del presente documento rileva la Parte I che afferisce alla continuità del servizio e alla qualità della tensione.

Il Titolo 2 disciplina gli obblighi di registrazione delle interruzioni e di predisposizione del registro delle interruzioni da parte di ogni impresa distributrice. Tali obblighi sono funzionali al calcolo degli indicatori di continuità del servizio di cui al Titolo 3. La registrazione delle interruzioni ed il calcolo degli indicatori di continuità del servizio avvengono per ambito territoriale provinciale e per grado di concentrazione (alta concentrazione: comuni con più di 50.000 abitanti; media concentrazione: comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000; bassa concentrazione: comuni con numero di abitanti inferiore a 5.000).

Il Titolo 4 disciplina la regolazione premi penalità della durata cumulata (nel documento la durata cumulata delle interruzioni, o minuti persi - SAIDI¹⁷ a livello internazionale - è indicata semplicemente come durata) delle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici e la regolazione premi penalità del numero di interruzioni senza preavviso lunghe (SAIFI¹⁸) e brevi (MAIFI¹⁹) di responsabilità dell'impresa distributrice. La regolazione della durata è in vigore dal 2000. Nel 2015 si è concluso il percorso di miglioramento e convergenza verso i livelli obiettivo, differenziati per grado di concentrazione. Dal 2016 le imprese distributrici devono contenere la durata delle interruzioni entro i livelli obiettivo applicabili. Al lordo di franchigie, le imprese possono conseguire annualmente premi se migliorano rispetto al livello obiettivo applicabile e penalità se peggiorano rispetto al livello obiettivo applicabile. La regolazione del numero è in vigore dal 2008 ed il percorso di miglioramento e convergenza verso i livelli obiettivo si concluderà nel 2023. Ogni anno vengono determinati premi o penalità a seconda che l'impresa migliori o peggiori i cosiddetti livelli tendenziali (o obiettivi annuo di miglioramento), fissati per ogni ambito territoriale all'inizio di ogni periodo regolatorio, l'ultima volta nel 2016 per il periodo 2016-23. Dal 2005 per la durata e dal 2008 per il numero, le imprese possono richiedere che negli indicatori di durata e numero di interruzioni oggetto delle regolazioni premi penalità possano essere incluse anche le interruzioni dovute a cause terzi.

Il Titolo 5 disciplina la regolazione individuale per gli utenti MT, in vigore dal 2004, caratterizzata da standard sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità dell'impresa, differenziati per grado di concentrazione (6 interruzioni lunghe + brevi in alta concentrazione, 9 in media concentrazione e 10 in bassa concentrazione), oltre i quali l'utente MT ha diritto a indennizzi automatici se i suoi impianti sono adeguati a determinati requisiti tecnici fissati dall'Autorità e dalle norme CEI. Gli utenti MT che non hanno adeguato i propri impianti a detti requisiti tecnici sono tenuti al versamento annuale del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS) e non hanno diritto a ricevere gli indennizzi automatici. Il CTS è in parte trattenuto dalle imprese distributrici e in parte versato nel Fondo Utenti MT.

¹⁷ System Average Interruption Duration Index.

¹⁸ System Average Interruption Frequency Index.

¹⁹ Momentary Average Interruption Frequency Index.

Il Titolo 6 disciplina la regolazione sperimentale di riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, in vigore dal 2017.

Il Titolo 7 disciplina la regolazione delle interruzioni prolungate o estese, in vigore dal 2008 (aggiornata dalla delibera 127/2017/R/eel). Tale regolazione prevede indennizzi automatici a favore degli utenti BT e MT nel caso di interruzioni che superino gli standard fissati dall'Autorità (vd tabelle 9 del TIQE). Gli indennizzi sono a carico delle imprese distributrici per interruzioni di loro responsabilità o in caso di superamento delle 72h dall'inizio dell'interruzione (ad eccezione delle quote di durata oltre le 72h dovute a sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino, attribuibili a forza maggiore). Gli indennizzi sono a carico del Fondo per Eventi Eccezionali per interruzioni attribuibili a forza maggiore entro le 72h dall'inizio dell'interruzione oppure per le quote di durata eccedenti le 72h se dovute a sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino.

Il Titolo 8 disciplina la regolazione della qualità della tensione. Dal 2015 tutte le semisbarre MT di Cabina Primaria sono equipaggiate con apparecchiature di monitoraggio dei buchi di tensione e dal 2016 vi è l'obbligo in capo alle imprese distributrici di trasmettere annualmente ad ogni utente MT, oltre all'elenco delle interruzioni nelle quali è stato coinvolto l'anno precedente (obbligo in vigore dal 2004), anche l'elenco dei buchi di tensione che l'hanno coinvolto, sempre l'anno precedente.

Il Titolo 9 disciplina i Contratti per la qualità che gli utenti possono stipulare con le imprese distributrici, anche attraverso le società di vendita, per ottenere livelli migliori di qualità a fronte del pagamento di un premio.

Il Titolo 10 disciplina le misure introdotte per favorire l'incremento della resilienza, sia in termini di robustezza della rete che di ripristino del servizio. Agli obblighi di predisposizione e pubblicazione annuale del Piano resilienza triennale da parte delle imprese distributrici (delibera 31/2018/R/eel) si sono affiancati recentemente gli incentivi previsti per l'irrobustimento delle reti di distribuzione a fronte dei diversi fattori meteorologici di rischio (delibera 668/2018/R/eel).

Appendice 2 – Principali elementi quantitativi relativi alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica aggiornati al 2018

Tavola A2.1 – Durata complessiva (minuti persi per utente) delle interruzioni senza preavviso lunghe – Italia, periodo 1998-2018

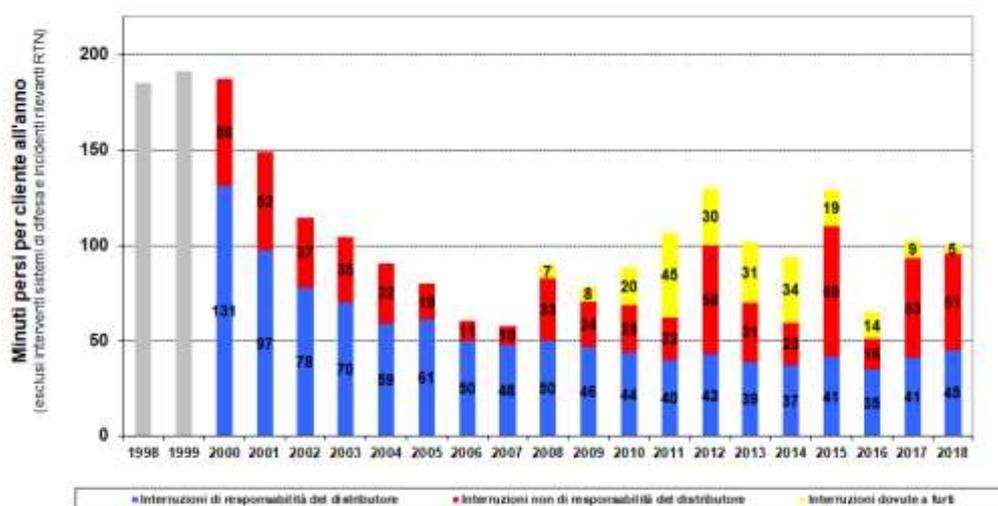


Tavola A2.2 Durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe, per regione – Italia, anno 2018

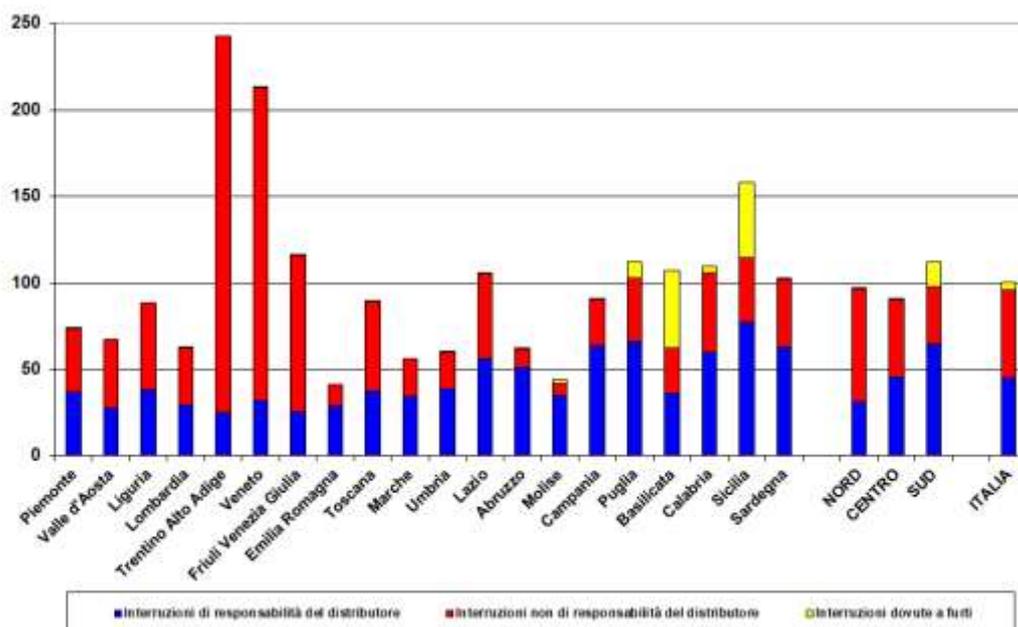


Tavola A2.3 – Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette a regolazione premi-penalità per circoscrizione, periodo 1998-2018

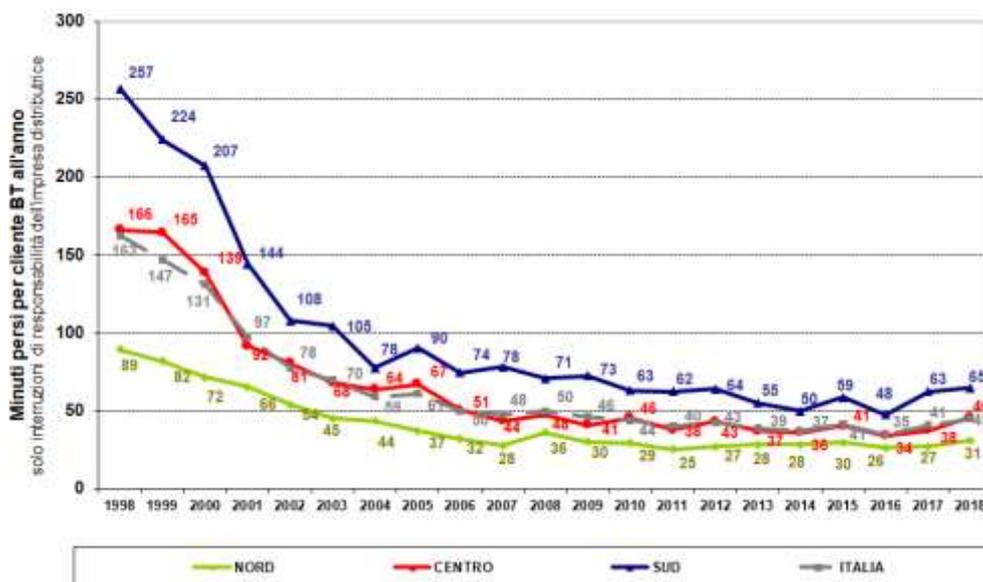


Tavola A2.4 - Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe soggette alla regolazione premi-penalità, per regione e per grado di concentrazione, periodo 2014-18 (in rosso i valori superiori al livello obiettivo)

	AC					MC					BC				
	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
Piemonte	16,37	18,96	24,56	23,12	21,58	22,95	30,46	27,41	25,41	28,81	46,78	54,28	48,68	48,91	64,61
Valle d'Aosta						25,35	13,45	14,75	6,25	15,96	33,41	35,36	21,60	21,65	29,65
Lombardia	18,61	21,37	21,21	19,83	26,23	26,65	26,63	24,27	22,58	27,42	36,17	36,31	33,70	34,33	43,39
Trentino Alto Adige	6,71	5,80	6,58	6,99	11,59	20,48	13,37	17,31	21,49	19,89	37,39	30,34	30,38	26,99	38,95
Veneto	17,53	20,02	15,26	13,89	16,55	28,42	28,06	25,23	28,52	31,71	53,55	42,91	36,76	39,63	58,51
Friuli Venezia Giulia	16,41	14,07	9,08	13,75	11,14	20,40	22,42	19,17	21,60	19,46	47,65	41,34	41,12	55,89	72,52
Liguria	23,79	24,91	21,47	25,55	30,37	25,61	26,31	23,93	24,61	33,79	72,16	64,90	57,42	56,15	70,12
Emilia Romagna	16,88	17,43	14,64	13,70	18,18	24,62	32,28	23,23	28,15	28,07	43,34	52,71	40,67	59,87	52,31
Toscana	21,18	23,04	19,83	19,83	21,50	33,32	39,50	33,11	29,65	46,06	47,93	67,95	46,49	54,42	69,06
Umbria	14,44	16,13	25,01	29,65	21,68	32,59	40,02	31,53	35,59	37,26	51,30	55,31	49,44	48,85	55,71
Marche	19,88	24,21	21,56	20,01	16,67	30,27	36,23	28,40	30,24	35,89	43,58	62,01	46,91	58,30	57,45
Lazio	31,47	35,65	28,66	36,62	44,70	47,53	48,85	42,14	40,16	73,02	57,46	62,94	51,40	60,56	88,97
Abruzzo	26,90	32,93	27,34	41,06	43,56	34,78	44,48	41,06	66,56	40,79	46,01	80,16	57,10	89,96	71,85
Molise	9,23	35,57				17,45	23,34	20,05	39,00	26,75	25,60	38,08	24,67	53,44	43,51
Campania	36,11	46,93	40,02	44,96	50,95	55,55	67,23	57,49	67,17	81,57	70,46	83,26	71,73	76,17	75,57
Puglia	27,38	39,54	29,58	51,51	50,14	46,90	54,70	47,09	75,55	75,80	70,98	93,11	83,58	113,31	113,62
Basilicata	11,29	16,44	15,83	18,47	21,87	27,09	33,20	31,50	38,67	38,06	29,09	35,95	35,23	44,77	46,45
Calabria	45,78	44,86	35,77	49,78	38,44	65,02	72,64	43,16	56,13	58,34	81,63	84,18	60,19	59,21	77,88
Sicilia	38,22	44,30	28,81	45,26	46,70	61,91	71,41	59,67	84,32	97,05	85,99	87,11	71,69	87,78	113,01
Sardegna	25,99	29,52	27,36	24,53	38,01	40,99	48,74	40,51	43,38	67,78	56,05	61,95	61,37	73,28	83,19

Tavola A2.5 – Numero complessivo di interruzioni senza preavviso lunghe per utente per circoscrizione, periodo 1998-2018

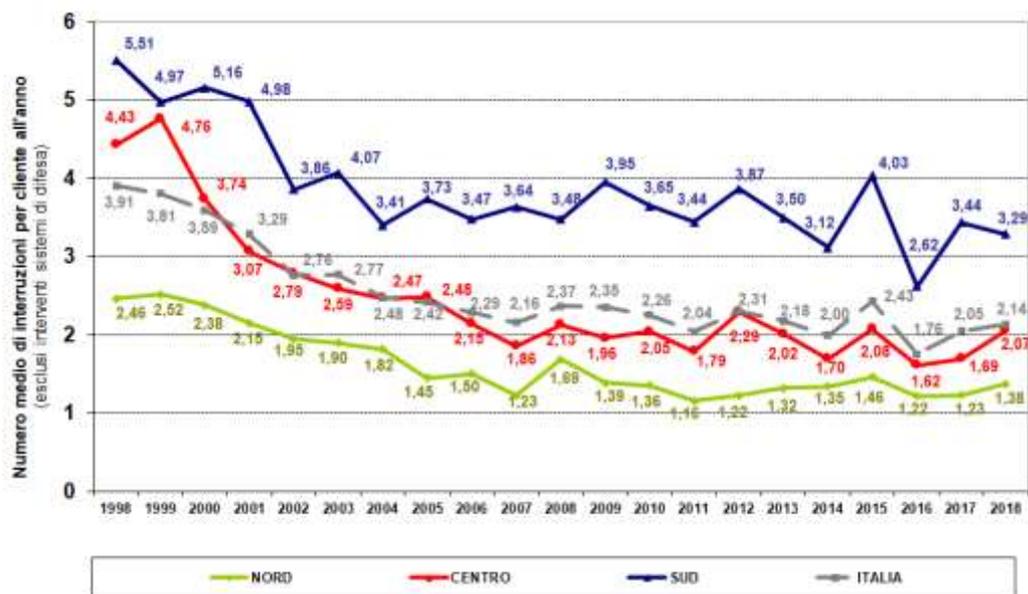
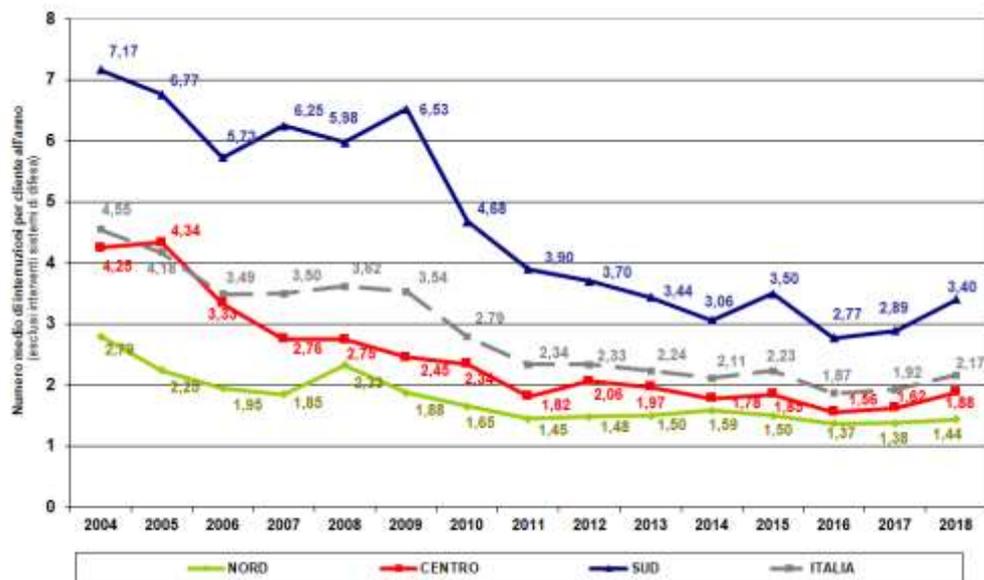


Tavola A2.6 – Numero complessivo di interruzioni brevi per utente per circoscrizione, periodo 2004-2018²⁰



²⁰ Gli indicatori del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi sono disponibili rispettivamente dal 2000 e dal 2002; sono stati ricalcolati secondo le regole di registrazione in vigore dal 2008 “a ritroso” sino al 2004.

Tavola A2.7 - Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per utente soggette alla regolazione premi-penalità per circoscrizione, periodo 2004-2018

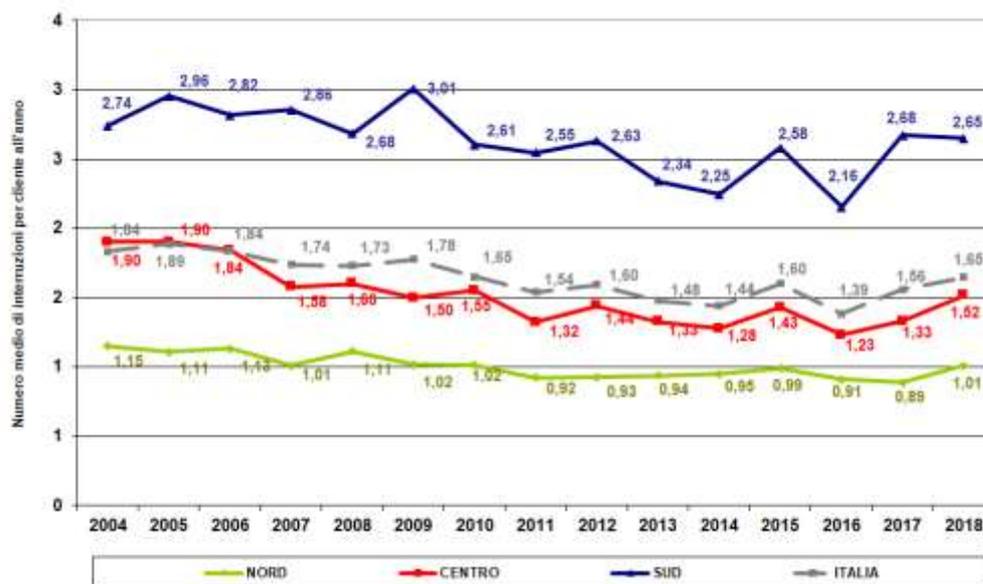


Tavola A2.8 – Numero di interruzioni brevi per utente soggette alla regolazione premi-penalità per circoscrizione, periodo 2004-2018

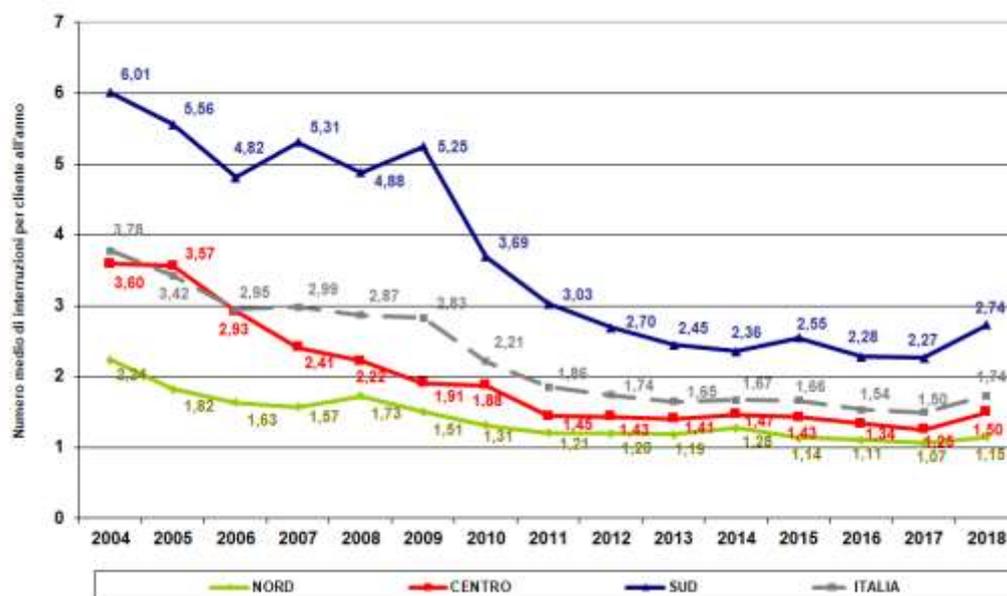


Tavola A2.9 – Numero di interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per utente soggette alla regolazione premi-penalità per circoscrizione, periodo 2004-2018

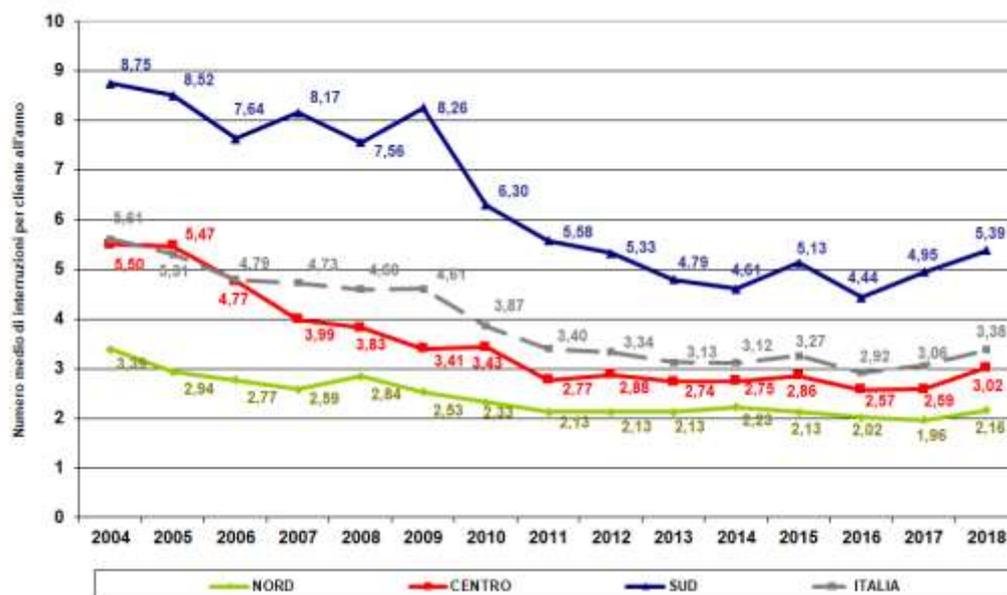


Tavola A2.10 – Premi e penalità (M€) complessivi della continuità del servizio nel periodo 2000-2018 e impatto in tariffa (il 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità)

Periodo regolatorio	Netto (premi-pen.)	Premi Durata	Premi Numero	Penalità Durata	Penalità Numero	€/cl./anno
2000-2003	351,6	424,0		-72,4		2,5
2004-2007	546,0	569,8		-23,8		3,9
2008-2011	312,0	237,4	271,6	-92,5	-104,5	2,2
2012-2015	196,8	194,1	184,6	-66,3	-115,6	1,4
Totale	1.406,4	1.425,3	456,2	-255,0	-220,1	2,5
2016-2018	-4,8	48,0	122,4	-72,4	-102,7	-0,04

Tavola A2.11 – Premi e penalità della continuità del servizio nel periodo 2000-2018 per le maggiori dieci imprese distributrici (il 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell’Autorità)

Impresa	Utenti BT al 31 dic 18	Partite economiche [MC]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	AC 6.836.057	Premi (+) e penalità (-) per durata	54,882	38,471	19,156	26,808	47,479	34,503	21,979	10,203	-5,370	-6,652	-16,624
	MC 17.400.194	Premi (+) e penalità (-) per numero	37,733	26,213	3,476	74,092	48,214	36,129	1,346	-11,417	19,807	20,781	-8,848
	BC 7.185.612	Totale premi (+) e penalità (-)	92,614	64,683	22,632	100,900	95,693	70,633	23,225	-11,214	14,457	20,131	-65,472
ARETI S.P.A.	AC 1.305.765	Premi (+) e penalità (-) per durata	1,248	0,200	-1,705	-1,510	0,000	-0,181	-0,500	0,603	1,338	-1,451	-1,841
	MC 227.388	Premi (+) e penalità (-) per numero	5,943	8,821	7,047	7,020	0,717	0,202	0,555	0,168	0,456	-0,032	-1,781
	BC 93.942	Totale premi (+) e penalità (-)	7,192	7,024	5,338	5,490	0,717	0,011	0,054	-0,437	-0,942	-1,483	-0,122
UNARETI S.P.A.	AC 1.001.235	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,396	-0,268	-2,448	-1,314	0,396	0,329	0,794	0,574	0,246	0,271	0,395
	MC 72.313	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,028	-0,032	-0,113	-0,480	0,605	0,800	0,891	0,854	-0,030	-0,941	-0,781
	BC 63.871	Totale premi (+) e penalità (-)	0,424	-0,300	-2,759	-1,812	1,001	1,129	1,685	1,428	-0,390	-0,670	-0,386
IRETI S.P.A.	AC 665.418	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,374	0,379	0,408	0,358	0,297	0,233	0,245	0,313	0,028	0,012	0,022
	MC	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,413	0,362	0,415	0,081	0,295	0,300	0,239	0,052	0,036	-0,487	-0,479
	BC 26.465	Totale premi (+) e penalità (-)	0,787	0,741	0,823	0,439	0,592	0,533	0,485	0,265	0,012	-0,475	-0,457
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	AC 41.037	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,754	0,627	0,651	0,841	0,783	0,716	0,776	0,844	0,399	0,392	0,411
	MC 107.919	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,181	0,054	0,340	1,023	0,785	0,722	0,786	1,016	1,264	1,381	1,435
	BC 179.796	Totale premi (+) e penalità (-)	0,935	0,681	0,991	1,864	1,568	1,438	1,562	1,861	1,664	1,773	1,846
INRETE Distribuzione energia S.P.A.	AC 141.509	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,229	0,208	0,298	0,407	0,645	0,439	0,434	0,434	0,136	0,229	0,275
	MC 50.420	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,094	-0,172	-0,546	-0,424	0,224	0,206	-0,064	-0,477	0,173	0,573	0,825
	BC 68.463	Totale premi (+) e penalità (-)	0,324	0,036	-0,248	-0,017	0,869	0,646	0,369	-0,043	0,309	0,802	1,100
EDYNA S.R.L.	AC 66.548	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,400	0,382	0,386	0,606	0,560	0,564	0,641	0,723	0,319	0,300	0,315
	MC 79.132	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,335	0,371	0,375	1,000	0,433	0,147	-0,194	-0,393	0,715	0,819	0,829
	BC 86.427	Totale premi (+) e penalità (-)	0,736	0,753	0,761	1,615	0,992	0,711	0,248	0,324	1,034	1,119	1,143
MEGARETI S.P.A.	AC 168.356	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,214	0,192	0,197	0,221	0,122	0,131	0,129	0,110	0,109	0,124	0,124
	MC	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,143	0,154	-0,008	0,262	0,000	0,025	0,023	0,000	0,174	0,170	0,094
	BC	Totale premi (+) e penalità (-)	0,356	0,344	0,189	0,483	0,122	0,158	0,152	0,110	0,282	0,294	0,218
AcegasApsAmga S.p.A.	AC 341.022	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,081	0,044	0,057	0,141	0,183	0,140	0,087	0,084	0,081	0,088	0,081
	MC 22.279	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,013	-0,238	0,148	0,256	0,112	-0,118	0,119	0,099	0,129	0,183	0,107
	BC	Totale premi (+) e penalità (-)	0,094	-0,193	0,205	0,398	0,296	0,258	0,206	0,182	0,210	0,271	0,188
DEVAL	AC	Premi (+) e penalità (-) per durata	0,331	0,301	0,320	0,331	0,272	0,286	0,288	0,274	0,128	0,135	0,133
	MC 22.995	Premi (+) e penalità (-) per numero	0,319	0,281	0,339	0,424	0,395	0,360	0,383	0,405	0,442	0,502	0,460
	BC 106.997	Totale premi (+) e penalità (-)	0,650	0,583	0,660	0,755	0,666	0,645	0,671	0,679	0,570	0,637	0,593

Tavola A2.12 – Premi netti (€) della continuità del servizio nel 2018 su base regionale, tutte le imprese distributrici (il 2018 è ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell’Autorità)

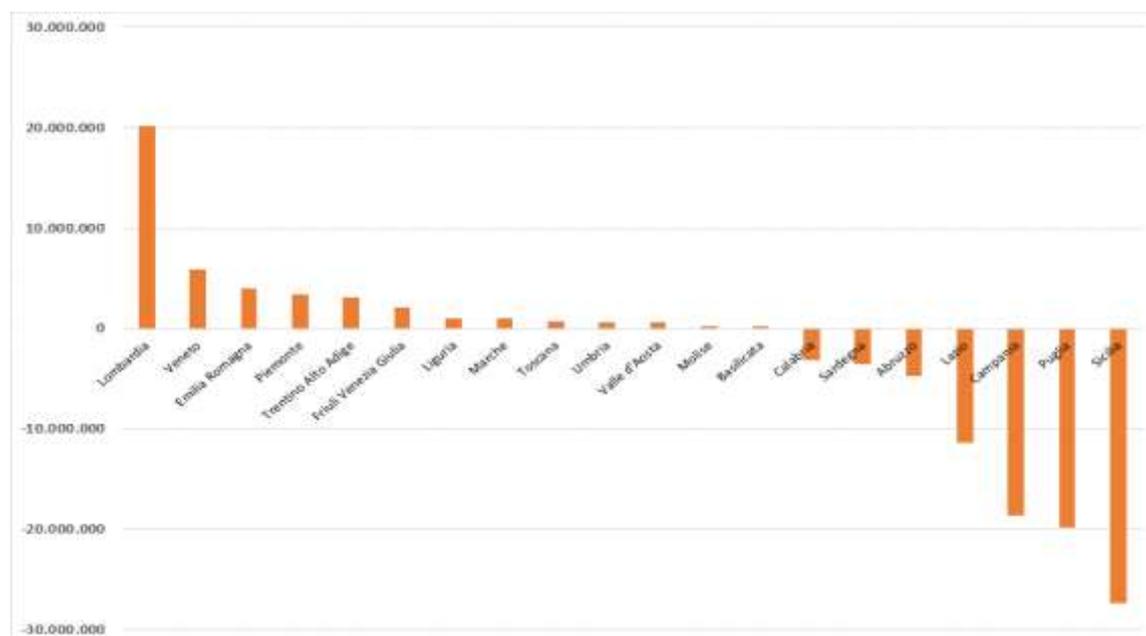


Tavola A2.13 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra la durata di interruzione oggetto della regolazione premi-penalità ed il livello obiettivo

N° di ambiti	2016	2017	2018
4-oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	11	47	56
3-tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	68	62	90
2-tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	178	149	146
1-inferiore alla metà del livello obiettivo	83	82	46
Totale complessivo	340	340	338

N° di utenti BT	2016	2017	2018
4-oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	879.853	5.754.487	8.624.925
3-tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	9.818.572	8.355.216	8.834.962
2-tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	19.783.380	17.022.738	15.956.095
1-inferiore alla metà del livello obiettivo	6.597.618	5.911.238	3.014.365
Totale complessivo	37.079.423	37.043.679	36.430.347

Tavola A2.14 – Numero di ambiti e di utenti BT: confronto tra il numero di interruzioni oggetto della regolazione premi-penalità ed il livello obiettivo

N° di ambiti	2016	2017	2018
4-oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	91	95	109
3-tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	83	78	89
2-tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	129	134	112
1-inferiore alla metà del livello obiettivo	37	33	28
Totale complessivo	340	340	338

N° di utenti BT	2016	2017	2018
4-oltre una volta e mezzo il livello obiettivo	12.250.743	12.944.375	13.380.334
3-tra il livello obiettivo ed una volta e mezzo il livello obiettivo	8.846.973	9.138.057	10.672.574
2-tra la metà del livello obiettivo e il livello obiettivo	14.210.081	13.240.036	10.726.563
1-inferiore alla metà del livello obiettivo	1.771.626	1.721.211	1.650.876
Totale complessivo	37.079.423	37.043.679	36.430.347

Tavola A2.15 – *Distribuzione degli ambiti territoriali in relazione alla durata e al numero di interruzioni oggetto della regolazione premi-penalità, con particolare riferimento al livello obiettivo applicabile - anno 2018*

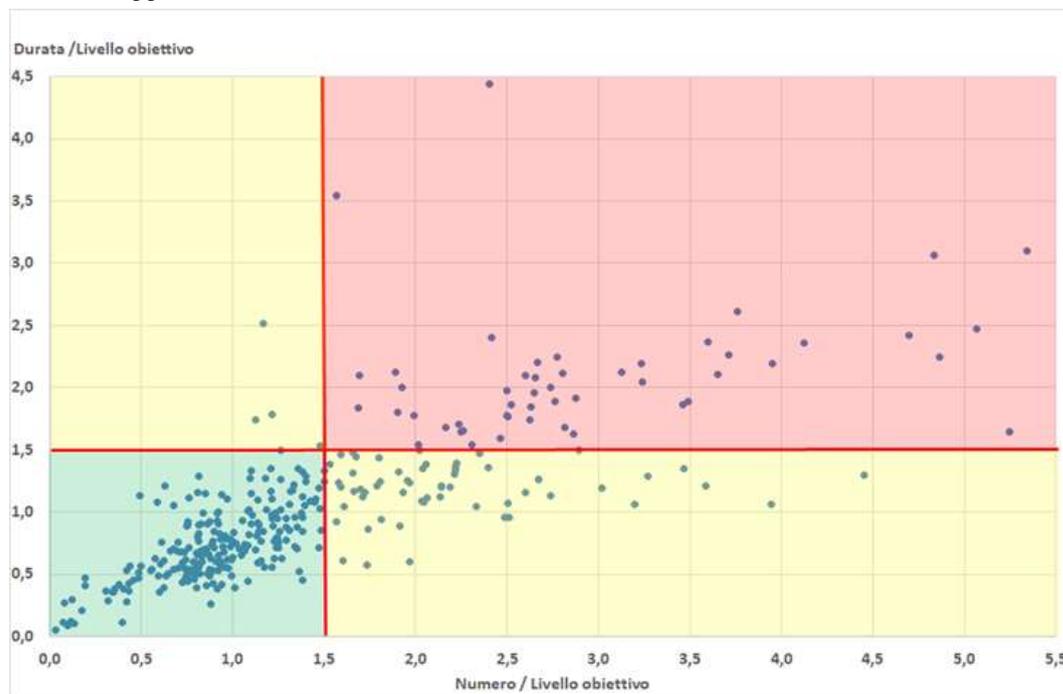


Tavola A2.16 – Numero interruzioni transitorie per utente BT, per circoscrizione e per grado di concentrazione, tutte le origini e tutte le cause - anni 2016, 2017 e 2018

	AC			MC			BC		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Nord	0,47	0,36	0,42	2,37	1,99	2,28	4,27	3,65	4,24
Centro	0,83	0,71	1,08	4,15	2,93	4,55	8,55	6,01	9,41
Sud	2,07	1,50	2,36	6,56	5,31	8,25	11,12	8,45	13,37
Italia	1,07	0,81	1,20	4,14	3,29	4,74	7,06	5,50	7,84

Tavola A2.17 – Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre MT di cabina primaria - 2017

Tensione residua (%)	Durata 10 - 200 ms	Durata 200 - 500 ms	Durata 500 - 1000 ms	Durata 1 - 5 s	Durata 5 - 60 s
$80 \leq u < 90$	39,95	4,61	0,93	0,34	0,07
$70 \leq u < 80$	15,84	3,36	0,39	0,18	0,01
$40 \leq u < 70$	21,60	4,40	0,33	0,13	0,03
$5 \leq u < 40$	6,21	1,61	0,16	0,03	0,01
$1 \leq u < 5$	0,42	0,06	0,10	0,07	0,16
Totale	84,02	14,04	1,90	0,75	0,27

Nota: i dati si riferiscono al periodo tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2017.

Fonte: Dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione (Monnalisa). Il dato 2018 è ancora in corso di elaborazione.

Tavola A2.18 – Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre MT di cabina primaria – anni 2016 e 2017

Indicatore	2016	2017
N - numero buchi di tensione	84,93	100,97
N2a - numero buchi di tensione con classe di severità 2	30,74	37,21
N3b - numero buchi di tensione con classe di severità 3	12,39	14,35

Nota: I dati di ciascun anno si riferiscono al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre.

Fonte: Elaborazioni degli Uffici dell’Autorità su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione (Monnalisa). Il dato 2018 è ancora in corso di elaborazione.

Appendice 3 – Focus sulla durata di interruzione negli ambiti in alta concentrazione

L'analisi dei dati di continuità mette in luce un diverso comportamento degli ambiti in alta concentrazione identificabili con numero di utenti superiore ad una determinata soglia rispetto a quelli di alta concentrazione con numero di utenti inferiore alla medesima soglia in relazione alla durata delle interruzioni soggetta alla regolazione premi-penalità.

La figura seguente riporta il numero e la durata di interruzione soggetti alla regolazione premi-penalità (N1 e D1) separatamente per gli ambiti in alta concentrazione con più di 250.000 utenti e per quelli in alta concentrazione con meno di 250.000 utenti per il periodo 2012-18.

Ambiti	Numero interruzioni lunghe e brevi						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
> 250.000 ut.	1,94	1,91	1,68	1,90	1,77	2,09	2,03
< 250.000 ut.	2,12	1,99	1,87	2,17	1,83	2,10	2,20

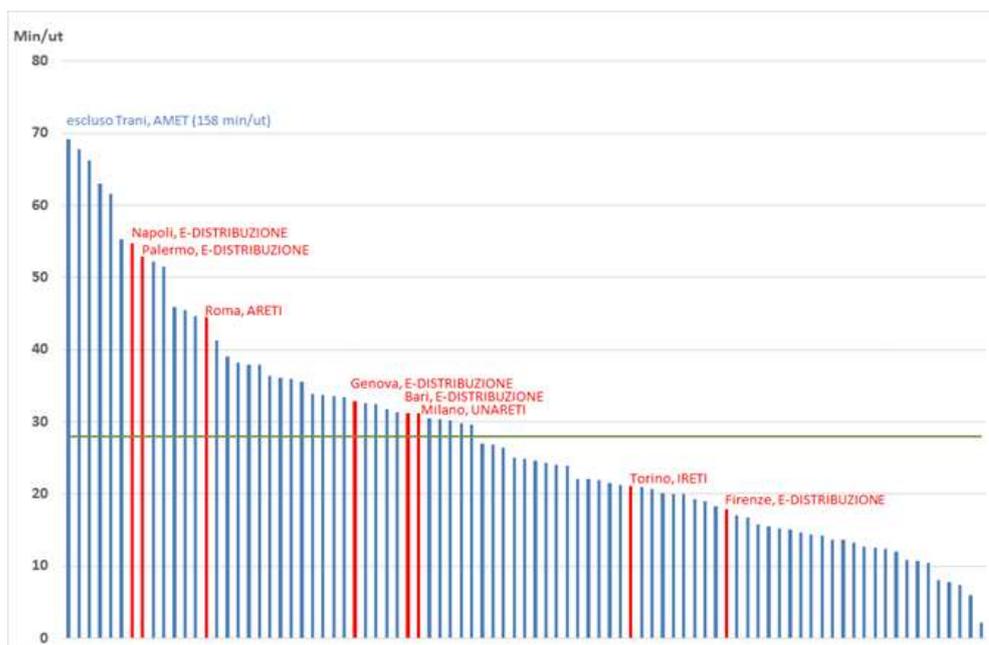
Ambiti	Durata interruzioni						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
> 250.000 ut.	33,91	32,12	28,25	32,50	28,92	34,07	38,53
< 250.000 ut.	26,55	24,66	22,60	26,80	21,30	26,12	28,45

L'esame di tali dati evidenzia che l'aggregato degli ambiti con più di 250.000 utenti ha da un lato performance leggermente migliori in relazione al numero di interruzioni, dall'altro è caratterizzato da uno stock di 5-10 minuti persi in più rispetto all'aggregato degli ambiti con meno di 250.000 utenti. In altre parole, nel periodo 2012-18 la durata media di una interruzione per l'aggregato di ambiti con più di 250.000 utenti è di circa 30 minuti, mentre per l'aggregato di ambiti con meno di 250.000 utenti è di circa 23 minuti. Ciò sembrerebbe provare che nelle grandi città le imprese distributrici incontrino maggiori difficoltà nelle fasi di localizzazione e isolamento di un guasto permanente.

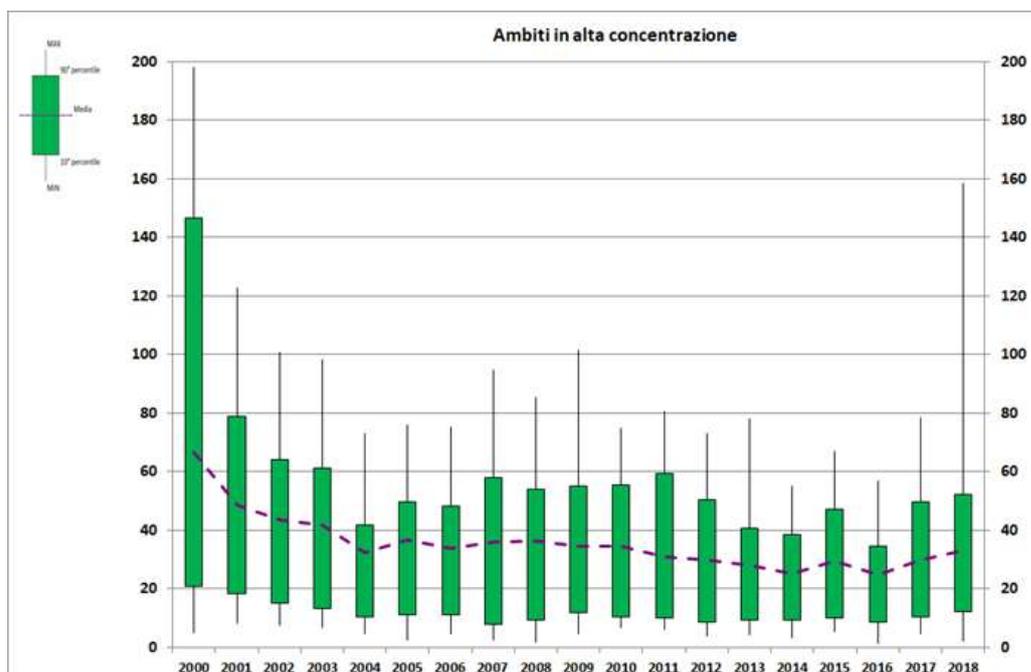
La figura seguente riporta la durata di interruzione degli ambiti in alta concentrazione con più di 250.000 utenti per il periodo 2012-18.

Ambiti > 250.000 ut.	UtentiBT al 31 dic 18	Durata interruzioni						
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Comune di Roma, ARETI	1.305.765	35,76	32,67	31,35	35,41	28,54	36,00	44,49
Comune di Milano, UNARETI	878.667	27,80	24,95	21,35	26,21	27,47	25,21	31,14
Provincia di Napoli, E-DISTRIBUZIONE	780.728	46,59	41,42	37,31	47,71	41,22	47,37	54,73
Comune di Torino, IRETI	564.075	14,81	20,66	15,85	18,52	25,89	25,62	21,06
Provincia di Genova, E-DISTRIBUZIONE	374.154	35,53	31,15	26,03	25,13	24,36	27,63	32,87
Provincia di Palermo, E-DISTRIBUZIONE	364.290	61,83	60,39	41,60	46,96	29,22	47,37	52,90
Provincia di Bari, E-DISTRIBUZIONE	264.699	23,95	27,43	27,40	25,55	20,97	36,85	31,23
Provincia di Firenze, E-DISTRIBUZIONE	255.195	17,87	17,90	21,04	21,82	19,16	20,04	17,85

Dalla figura seguente si rileva che, con riferimento al 2018, vi sono 48 ambiti territoriali con durata effettiva inferiore al livello obiettivo (28 minuti, incluse le cause esterne). Nel 2000 il numero di ambiti con durata effettiva inferiore al livello obiettivo era circa 22.



La figura seguente illustra l'andamento nel tempo della durata di interruzione per gli ambiti in alta concentrazione, ed in particolare quelli compresi tra il 10° e il 90° percentile (box verde).



Appendice 4 – Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni e casi di registrazione delle interruzioni che richiedono precisazioni e/o chiarimenti

A4.1 - Aggiornamento delle regole di registrazione delle interruzioni

Vengono di seguito illustrati alcuni orientamenti di modifica delle regole di registrazione delle interruzioni che richiedono un aggiornamento del TIQE.

Nella scheda in coda al presente capitolo è riportata – in modalità revisione - la nuova formulazione dell'ISR nell'ipotesi che venga dato seguito a tutti gli orientamenti di seguito esposti.

Mancanza o guasto del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) per la registrazione della continuità del servizio

L'Autorità intende introdurre una penalizzazione pari a 10 punti di ISR nel caso di mancanza del sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) o nel caso in cui il sistema di telecontrollo (o altra strumentazione) permanga nello stato di guasto (non sia in grado di rilevare i segnali dal campo o di riprodurli in formato cartaceo o elettronico) per più di 48 ore consecutive.

Determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT

In materia di determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT:

- si conferma che, in assenza del sistema di telecontrollo della rete BT, per guasti sulla rete BT l'istante di inizio di una interruzione con origine BT coincide con l'istante della prima chiamata telefonica di un utente;
- in presenza di telecontrollo della rete BT, verrà interiorizzata nel TIQE la parte di Istruzioni tecniche che dispongono come registrare l'istante di inizio delle interruzioni con origine BT.

Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT

Il comma 13.3 del TIQE stabilisce il contenuto degli elenchi delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento, per ciascun caso in cui l'utente parli con un operatore, anche di sollecito²¹ (di una sua precedente segnalazione o riferibile ad un guasto già segnalato da un altro utente), tra cui anche il codice della linea BT oggetto di guasto²².

Nel corso dei controlli tecnici è emerso che non sempre le imprese distributrici registrano (i) il codice della linea BT oggetto di guasto e (ii) i solleciti.

²¹ La telefonata di sollecito costituisce una implicita conferma che il guasto, o la sua riparazione, è ancora in corso.

²² Al fine di associare correttamente gli utenti BT interrotti alla linea BT da essa alimentati.

Per quanto riguarda il punto (i), l'Autorità precisa che per codice di linea BT si intende il codice della linea BT così come definito dall'impresa distributrice, in partenza dall'impianto MT/BT, e non il codice della derivazione o della presa che alimenta un utente o un gruppo di utenti. Per quanto riguarda il punto (ii), l'Autorità conferma l'importanza della registrazione di tutte le informazioni correlabili alle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento in quanto funzionali alla determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT; appare tuttavia opportuno precisare al comma 13.2, lettera c) del TIQE che, tra le chiamate telefoniche oggetto di registrazione, devono essere incluse anche quelle di sollecito.

Vi sono inoltre due norme del TIQE, tra loro collegate, che richiedono una riflessione:

- a) il comma 13.4 del TIQE stabilisce il contenuto degli elenchi delle segnalazioni e chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento, per ciascun caso in cui l'utente non parli con un operatore;
- b) il comma 14.1 del TIQE stabilisce che alle imprese distributrici con numero di utenti inferiore o uguale a 5.000 alla data del 31 dicembre 2010 non si applica l'obbligo di registrazione vocale della chiamata di cui al comma 13.3, lettera b) del TIQE.

Durante i controlli tecnici è emerso che le imprese di cui al punto b), non avendo la registrazione vocale delle chiamate, non riescono a dare attuazione alla regola richiamata al punto a).

L'Autorità intende prevedere che la disposizione di cui al comma 13.4 del TIQE non debba applicarsi alle imprese di cui al punto b). Sul tema l'Autorità precisa che le imprese non dotate di registrazione vocale delle chiamate:

- c) devono registrare le segnalazioni di pronto intervento che siano riferibili a guasti sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica o che comportino l'uscita delle squadre di intervento; in quest'ultimo caso l'eventuale assenza di interruzione deve essere documentata da un accesso a vuoto delle stesse squadre o da altra modalità²³;
- d) devono registrare i solleciti, come sopra precisato.

Con l'occasione, l'Autorità intende ridurre da 7 a 6 il punteggio dell'ISR in caso di non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni.

Contenuti minimi della procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni

La scheda 3 definisce un punteggio dell'ISR pari a 7 punti nel caso di non conformità - riscontrata durante un controllo tecnico - corrispondente alla mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni.

Sinora non si è reso necessario stabilire, tramite il TIQE o le Istruzioni tecniche, i contenuti minimi che tale procedura dovrebbe sviluppare. L'Autorità ha ritenuto di non intervenire sul tema sia perché le imprese sottoposte a controllo tecnico – nella maggior parte dei casi

²³ Le imprese elettriche comunali che svolgono un servizio di riparazione guasti/manutenzione presso utenze comunali, quali mense, asili, etc. possono non registrare le segnalazioni provenienti da tali utenze, a condizione che i guasti ivi insorti o le manutenzioni ivi effettuate non riguardino la rete di distribuzione di energia elettrica.

partecipanti alla regolazione premi-penalità della continuità del servizio - hanno sviluppato procedure chiare ed esaustive, sia per evitare l'introduzione di norme troppo invasive dell'organizzazione dell'impresa. D'altra parte, visti gli esiti di recenti controlli tecnici presso alcune imprese distributrici di minore dimensione, l'Autorità ritiene che l'individuazione di informazioni minime che la procedura dovrebbe contenere possa essere di aiuto per le imprese di minore dimensione, e nel contempo rendere più efficace l'effettuazione dei controlli. Tali informazioni minime possono essere individuate in:

- a) richiamo alle principali disposizioni del TIQE riguardanti la registrazione delle interruzioni (Titolo 2 del TIQE);
- b) provenienza dei dati per la determinazione dell'istante di inizio e della durata delle interruzioni con e senza preavviso (sistema di telecontrollo o idonea strumentazione; registro delle segnalazioni – Titolo 2 del TIQE);
- c) modalità di calcolo del numero degli utenti interrotti ed il regime operativo utilizzato per rilevare il numero reale di utenti coinvolti nell'interruzione (comma 11.1 del TIQE);
- d) modalità di effettuazione del preavviso per le interruzioni con preavviso (articolo 48 del TIQE);
- e) firma/e della/e persona/e che ha/hanno redatto e/o verificato la procedura.

Con l'occasione, e per quanto sopra detto, l'Autorità intende ridurre da 7 a 6 il punteggio dell'ISR in caso di mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni o di accertamento di una procedura aziendale non conforme.

Guasto al display e sostituzione del contatore con display guasto

Attualmente il guasto (o anomalia) al display del contatore elettronico non è trattato nell'ambito della regolazione della qualità, dal momento che:

- a) non rientra tra i guasti di cui all'articolo 92 del TIQE (tempo di comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura) poichè la mancata visualizzazione dei dati sul display non pregiudica la corretta registrazione dei prelievi/immissioni;
- b) non è riferibile all'articolo 99 del TIQE (tempo di ripristino della fornitura in seguito a guasto del gruppo di misura) dal momento che la mancata visualizzazione dei dati sul display non comporta una interruzione della fornitura.

Come emerso da alcuni controlli tecnici, quando si verifica un guasto al display del contatore, il cliente sembra non richiedere la verifica del gruppo di misura, riferibile all'articolo 92 del TIQE, ma comunica la circostanza direttamente all'impresa distributtrice, tramite chiamata telefonica al servizio di pronto intervento. Per quanto detto al precedente punto b), l'impresa distributtrice non riferisce tale circostanza all'articolo 99 del TIQE.

Dalle informazioni acquisite, l'impresa distributtrice sembra accordarsi con il cliente per la sostituzione del contatore, che avviene attraverso una breve interruzione del servizio, non oggetto di registrazione.

In merito al guasto al display del contatore l'Autorità precisa che:

- c) non è applicabile il concetto di “*guasto*” come inteso nell’ambito della continuità del servizio²⁴, dal momento che il guasto al display non pregiudica l’erogazione e la misura dell’energia elettrica; pertanto, nell’ambito della continuità del servizio, un contatore con display guasto non deve essere considerato “*guasto*”;
- d) le Istruzioni tecniche chiariscono che le interruzioni del servizio di distribuzione dell’energia elettrica occorse in occasione della sostituzione di un contatore non “*guasto*” (ad esempio per la sostituzione di un contatore elettronico di prima generazione con uno di seconda generazione), non devono essere conteggiate ai fini della regolazione della continuità del servizio.

Per quanto sopra discusso, l’Autorità intende pertanto:

- e) ai fini della continuità del servizio, assimilare la sostituzione di un contatore con display guasto alla sostituzione di un contatore non “*guasto*”; in tal modo, le interruzioni dovute alla sostituzione dei contatori con display guasto non devono essere conteggiate nè registrate ai fini della regolazione della continuità del servizio;
- f) attraverso la presente consultazione, acquisire informazioni utili al fine di valutare l’introduzione di un nuovo standard per tale tipologia di disservizio, nell’ambito della regolazione della qualità commerciale.

Cartografia

Il comma 13.2 del TIQE prevede che, tra gli strumenti deputati alla verificabilità delle informazioni registrate, vi sia anche la cartografia, come definita all’articolo 1, lettera g) del TIQE: “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 e, per la rete BT, i punti di sezionamento (cassette di derivazione e prese) e i POD”.

L’Autorità precisa che, ai fini della regolazione della continuità del servizio:

- a) la cartografia deve indicare il percorso della rete di distribuzione in media e bassa tensione ed i punti di sezionamento principali per la rete in bassa tensione²⁵;
- b) l’Autorità non ha la necessità di utilizzare la cartografia per la verificabilità delle interruzioni con origine in media tensione o superiore, dal momento che a tali fini è sufficiente l’utilizzo dalla schematica di rete;
- c) nella stampa o visualizzazione della cartografia non è necessario indicare l’elenco dei POD associati alle prese; in caso di controllo tecnico l’impresa distributrice deve comunque rendere disponibile, su richiesta, l’elenco dei POD associati alle prese (anche attraverso interrogazione di archivi “gestionali” dell’utenza) per la rete BT.

²⁴ In materia di continuità del servizio un guasto è una circostanza che comporta una interruzione del servizio.

²⁵ L’indicazione dei punti di sezionamento sono obbligatori per le imprese che rilevano il numero reale di utenti BT coinvolti in ciascuna interruzione con il sistema indicato ai commi 11.1 lettera b) o c) del TIQE.

Ciò premesso, l’Autorità intende modificare la scheda 3 prevedendo che la non conformità “mancata adozione della cartografia” sia applicabile alla sola verifica delle interruzioni con origine BT (punteggio ISR pari a 5), e che per le interruzioni con origine MT o superiore sia prevista una penalizzazione pari a 5 punti nel caso di assenza sia della schematica di rete MT che della cartografia MT.

Interruzioni occorse in periodi di condizioni perturbate

La scheda 1 del TIQE definisce il periodo di condizioni perturbate (PCP) e le regole per l’attribuzione a causa di forza maggiore delle interruzioni senza preavviso che hanno avuto inizio nei PCP.

Vi sono alcune tipologie di interruzioni che, pur avendo inizio nei PCP, devono mantenere l’effettiva causa “scatenante” e non devono essere classificate come interruzioni eccezionali (con attribuzione a forza maggiore statistica):

- a) le interruzioni dovute a furti o dovute a sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, anche al fine di evitare una non corretta applicazione della disciplina di cui al Titolo 7 del TIQE (regolazione delle interruzioni prolungate o estese);
- b) le interruzioni con preavviso.

Mancata trasformazione in BT di punti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW

L’articolo 42 del TIQE prevede un incentivo per le imprese distributrici che riducono il numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW, trasformandone la consegna in BT.

Il TIQE non prevede che, una volta che l’utente abbia dato l’assenso all’impresa distributtrice per la trasformazione del proprio punto di consegna da MT a BT, l’impresa distributtrice non possa poi portarla a termine per cause da essa non dipendenti.

E’ pertanto necessario aggiornare il TIQE, prevedendo che la mancata trasformazione in BT per cause terzi o per cause forza maggiore o per cessazione della fornitura, non comporti una penalità per l’impresa distributtrice.

Correzione di un errore materiale nella scheda 5 del TIQE

Alla scheda 5 del TIQE “Indice di correttezza” deve essere meglio specificata la quota di durata delle interruzioni correttamente attribuite dall’impresa distributtrice a “origine su reti di esercenti interconnessi”. Di conseguenza, al primo alinea (D_{escl}), dopo le parole “o con origine AT” devono essere aggiunte le parole “o con origine su reti di esercenti interconnessi”.

Errori di calcolo della durata delle interruzioni

L'Autorità intende non prevedere penalizzazione tramite ISR nel caso in cui l'impresa distributrice attribuisca una durata di interruzione superiore a quella effettiva, dal momento che risulta evidente l'autopenalizzazione (attualmente il TIQE prevede 4 punti di penalizzazione ISR per errori sistematici di classificazione di interruzioni lunghe anziché brevi, e 1 punto di penalizzazione ISR nel caso in cui la classificazione - lunga o breve - non cambi).

Attraverso la presente consultazione l'Autorità intende valutare la possibilità di non prevedere penalizzazione tramite ISR per i casi di calcolo di una durata di singola interruzione con origine BT inferiore a quella effettiva, entro una franchigia da stabilire, orientativamente pari a 10 minuti. Parimenti si intende valutare la penalizzazione dell'errore di calcolo (in aumento o diminuzione) della durata di singola interruzione di qualsiasi origine MT o superiore, se superiore ad un determinato valore (orientativamente pari a 3 minuti).

Condizione di "sistematicità" per alcune non conformità

La scheda 3 definisce "sistematiche" le non conformità rilevate almeno due volte nel corso della verifica a campione delle interruzioni di un controllo tecnico.

L'Autorità ritiene che la condizione di sistematicità debba essere confermata, estesa ad ulteriori non conformità, ma essere riscontrabile solamente in esito alla verifica delle interruzioni o all'esame della documentazione di supporto, effettuati durante il controllo tecnico. Di conseguenza l'Autorità ritiene di:

- a) introdurre le seguenti nuove non conformità sistematiche:
 - i. mancata registrazione di interruzioni transitorie²⁶, con 4 punti di ISR;
 - ii. errore di determinazione della durata delle interruzioni con origine BT, nei casi di cui al paragrafo precedente, che superi l'eventuale franchigia che potrà essere individuata in esito alla consultazione, con 3 punti di ISR;
 - iii. impossibilità di ascolto della registrazione vocale delle chiamate con 4 punti di ISR;
- b) applicare la condizione di sistematicità alle seguenti non conformità per le quali non è attualmente prevista:
 - i. attribuzione di interruzioni a origine "sistema elettrico" senza che ne ricorrano i presupposti;
 - ii. insufficienza di documentazione per le interruzioni con preavviso;
 - iii. "insufficienza di documentazione", precisando che si tratta della documentazione necessaria alla ricostruzione della durata e del numero di utenti interrotti;

²⁶ L'interruzione transitoria è definita al comma 1.1, lettera y) del TIQE. La durata convenzionale delle interruzioni transitorie è posta pari a 0 secondi o a 1 secondo in funzione dei criteri definiti dall'impresa distributrice.

- iv. calcolo del numero di utenti disalimentati con criteri difforni da quelli previsti dal TIQE o da quelli dichiarati dall'impresa distributrice²⁷;
- v. non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT.

Raccolte dati di continuità del servizio

L'Autorità intende integrare le raccolte dati di continuità del servizio con le informazioni di seguito indicate, già disponibili presso le imprese distributrici e trasmesse all'Autorità in modalità non strutturata:

- a) con riferimento alla raccolta dati di cui al comma 16.1 del TIQE, aggiungere al registro delle interruzioni (comma 16.3) l'ammontare degli indennizzi erogati/da erogare, suddivisi per Fondo per eventi eccezionale, impresa distributrice, Terna e impresa distributrice interconnessa;
- b) con riferimento alla raccolta dati di cui al comma 45.2 del TIQE, aggiungere l'ammontare degli indennizzi corrisposti ad ogni utente MT dall'impresa distributrice nell'anno di riferimento per superamento degli standard di cui all'articolo 37 del TIQE (indicando anche le quote di competenza di Terna e delle imprese distributrici interconnesse).

L'Autorità intende inoltre anticipare la raccolta dati di cui alla precedente lettera b) dal 31 maggio al 31 marzo, portando in tal modo al 31 marzo le scadenze di tutte le raccolte dati relative alla continuità del servizio elettrico: commi 16.1 e 45.2 del TIQE.

Nuova formulazione della scheda 3 del TIQE "Indice di sistema di registrazione" ISR

L'indice di sistema di registrazione *ISR* esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni.

L'*ISR* ha una struttura "a punti". Il valore massimo di 1 (=100%) esprime totale adeguatezza del sistema di registrazione.

$$ISR = 1 - \frac{\sum p_i}{100}$$

I punti p_i saranno attribuiti in relazione alle diverse non conformità di sistema riscontrate durante il controllo tecnico secondo la seguente nuova formulazione (in modalità revisione rispetto alla versione vigente), nell'ipotesi in cui venga dato seguito a tutti gli orientamenti esposti nel presente capitolo A4.1:

²⁷ Per guasti sulla rete di distribuzione in BT relativi a piccole porzioni di rete che coinvolgono un limitato gruppo di utenti (ad esempio per guasto su una presa che alimenta pochi utenti o per guasto su una derivazione che alimenta un solo utente o una presa singola) è data facoltà all'impresa distributrice di conteggiare il numero di utenti effettivamente interrotti (anche se l'impresa utilizza il regime operativo di al comma 11.1, lettera a)) purché riesca a comprovarne il numero (e la lista dei medesimi) e la durata.

Punti p_i	Non conformità di sistema
10	<ul style="list-style-type: none"> a. Mancanza, o guasto per 48 ore consecutive, del sistema di telecontrollo o altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio b. Mancata registrazione sistematica di interruzioni lunghe o brevi c. Errore nell'applicazione della modalità di calcolo per l'identificazione di Periodi di Condizioni Perturbate di cui alla Scheda n. 1
7	<p>Non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT</p> <p>Mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni</p>
6	<ul style="list-style-type: none"> d. Non corretta tenuta sistematica dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento per ciascun caso in cui l'utente parli con un operatore, anche di sollecito o riferibili ad un guasto già segnalato, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT e. Mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni
5	<ul style="list-style-type: none"> f. Attribuzione sistematica di interruzioni a origine "sistema elettrico" senza che ne ricorrano i presupposti g. Insufficienza sistematica di documentazione per le interruzioni con preavviso h. Mancata adozione della cartografia per la rete BT i. Insufficienza sistematica di documentazione necessaria alla ricostruzione del numero di utenti interrotti e della durata dell'interruzione (es.: mancanza di entrambe schematica di rete MT e cartografia MT) j. Impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate
4	<ul style="list-style-type: none"> k. Errori sistematici di classificazione delle interruzioni brevi o transitorie anziché lunghe (es.: brevi invece di lunghe e viceversa) l. Errori sistematici di attribuzione dell'origine delle interruzioni m. Errori sistematici di attribuzione della causa delle interruzioni n. Mancata registrazione sistematica di interruzioni transitorie o. Impossibilità sistematica di ascolto della registrazione vocale delle chiamate
3	<ul style="list-style-type: none"> p. Calcolo sistematico del numero di utenti disalimentati con criteri difformi da quelli previsti dal presente provvedimento o da quelli dichiarati dall'impresa distributrice q. Errore sistematico nel calcolo in riduzione della durata della singola interruzione con origine BT di oltre 10 minuti, oppure nel calcolo in aumento o riduzione della durata della singola interruzione con origine MT o superiore di oltre 3 minuti
2	<ul style="list-style-type: none"> r. Mancata documentazione sistematica dell'istante di inizio per malfunzionamento al sistema di telecontrollo o altra strumentazione, inclusa indisponibilità dei vettori di comunicazione, per durate del malfunzionamento inferiori a 48 ore s. Non corretta tenuta sistematica dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche degli utenti per richieste di pronto intervento per ciascun caso in cui l'utente non parli con un operatore ma con un risponditore automatico (applicabile alle imprese con registrazione vocale delle chiamate)
1	<ul style="list-style-type: none"> t. Incoerenza nell'applicazione sistematica di criteri tecnici dichiarati dall'impresa distributrice ove non specificati dal provvedimento

Note:

1. Per “sistematico” si intende una non conformità rilevata almeno due volte nel corso del controllo in esito alla verifica delle interruzioni. ~~o desumibile dalla verifica delle procedure dell’esercente.~~
2. Non comportano penalizzazione dell’indice ISR:
 - l’attribuzione alla responsabilità dell’impresa distributrice anche per interruzioni che dovrebbero essere attribuite a cause o origini diverse dalla responsabilità dell’impresa;
 - l’adozione di criteri di accorpamento che utilizzano la durata lorda in luogo di quella netta;
 - la mancata applicazione del criterio di unicità dell’origine in caso di cambi di origine da BT a MT e viceversa, se gli impianti coinvolti sono di proprietà della medesima impresa.

A4.2 - Casi di registrazione delle interruzioni che richiedono precisazioni e/o chiarimenti

Vengono di seguito illustrati alcuni casi di registrazione delle interruzioni che richiedono chiarimenti e/o precisazioni da incorporare nelle Istruzioni tecniche.

Attribuzione dell’origine “Sistema elettrico” alle interruzioni che avvengono nelle Isole non interconnesse

Il comma 6.1 del TIQE prevede che le interruzioni che avvengono nelle reti di distribuzione di piccole isole non interconnesse al sistema elettrico e sono dovute all’intervento delle protezioni di frequenza degli impianti di generazione, possono essere attribuite a origine “sistema elettrico”.

In questi casi, con riferimento alla Tabella 3 del TIQE (classificazione delle cause di interruzione di primo e secondo livello), queste interruzioni sono attribuite alla causa di secondo livello “Intervento delle protezioni degli impianti di generazione (isole non interconnesse)”, con acronimo SE-GEN.

In esito all’esame dei dati di continuità del servizio di alcune imprese distributrici che operano su isole non interconnesse, è opportuno precisare che:

- a) i guasti che avvengono nella rete di distribuzione devono essere “selettivati” dalle protezioni di linea e non dalle protezioni dell’impianto di generazione; in altre parole, le interruzioni che hanno origine nella rete di distribuzione non possono essere attribuite all’origine “sistema elettrico”;
- b) le interruzioni dovute a guasti nell’impianto di produzione devono essere registrate con:

- i. origine “sulle reti di altre imprese distributrici interconnesse” se il produttore è un soggetto terzo rispetto al distributore (per convenzione);
- ii. origine MT o BT, se il produttore non è un soggetto terzo rispetto al distributore (impianto di generazione di proprietà del distributore).

Registrazione delle interruzioni che hanno origine nei gruppi di misura BT

Il comma 6.3 del TIQE prevede che le interruzioni che hanno origine nei gruppi di misura degli utenti BT, che coinvolgono un solo utente BT, non devono essere conteggiate ai fini degli indicatori di continuità del servizio, ma devono essere registrate nell’ambito della regolazione della qualità commerciale per la verifica dello standard specifico applicabile (articolo 99 del TIQE).

L’Autorità precisa che tali interruzioni non devono essere registrate nel registro delle interruzioni. Un caso tipico potrebbe essere quello del guasto al limitatore del contatore elettronico che disalimenta l’utente BT. In tal caso l’interruzione deve essere registrata solamente nell’ambito della regolazione della qualità commerciale.

Accorpamento delle interruzioni

Il comma 4.7 del TIQE stabilisce i criteri per la classificazione delle interruzioni, ed in particolare, alla lettera a), il criterio di accorpamento con la durata netta: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso utente per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l’una dall’altra entro 60 minuti, vengono accorpate in un’unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l’una e l’altra.

L’Autorità precisa che il termine “stessa causa” si riferisce alla causa di primo livello di cui alla Tabella 3 del TIQE.

Interruzione che si originano negli impianti di trasformazione su palo

Il comma 6.2, del TIQE stabilisce che per le interruzioni che si originano negli impianti di trasformazione, se gli interruttori asserviti alla protezione dei guasti originati nel trasformatore hanno funzionato correttamente, l’interruzione deve essere attribuita al lato a monte se provoca la disalimentazione della sbarra a monte.

L’Autorità chiarisce che qualora l’interruzione abbia inizio con la disalimentazione del lato MT del trasformatore su palo (ad esempio con l’apertura del sezionatore da palo a monte), la corretta attribuzione dell’origine è MT. In tutti gli altri casi l’origine dell’interruzione deve essere BT.

Appendice 5 – Applicazione della regolazione della qualità del servizio ai Sistemi di distribuzione Chiusi

Viene di seguito riportato il testo del chiarimento del 3 agosto 2018, a cura della Direzione Infrastrutture, in materia di “applicazione della regolazione della qualità del servizio per i Sistemi di distribuzione Chiusi” per la parte riguardante la distribuzione:

“A seguito della pubblicazione del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (Allegato A alla deliberazione 539/2015/R/eel), la Direzione Infrastrutture dell'Autorità chiarisce che, in relazione alla regolazione della qualità del servizio elettrico:

1. per quanto riguarda la trasmissione ... *omissis* ...
2. per quanto riguarda la distribuzione (Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/eel: TIQE):
 - a. i SDC sono trattati come utenti della rete di distribuzione in media o bassa tensione (si vedano anche le definizioni del TIQE);
 - b. per gli utenti connessi ai SDC (si vedano anche le definizioni del TISDC):
 - i. che accedono al sistema elettrico tramite la rete del SDC avvalendosi delle prestazioni dell'impresa di distribuzione concessionaria, si applica la disciplina individuale applicabile agli utenti MT o BT (es.: Titoli 5 e 7 del TIQE) salvo esplicito consenso dei predetti utenti a rinunciare ai diritti tutelati dalla predetta disciplina;
 - ii. che accedono al sistema elettrico senza avvalersi delle prestazioni dell'impresa di distribuzione concessionaria - che quindi non hanno rapporti diretti con l'impresa distributrice concessionaria, ma solamente con il gestore del SDC - il gestore del SDC non applica la regolazione individuale del TIQE applicabile agli utenti MT o BT;
 - c. per i sistemi Semplici di Produzione e Consumo continua ad applicarsi la regolazione individuale del TIQE applicabile agli utenti MT o BT.”