

## COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 287/2019/R/EEL – AGGIORNAMENTO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL SEMIPERODO DI REGOLAZIONE 2020-2023

Con il presente documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione alle proposte illustrate dall'Autorità nel Documento per la Consultazione 287/2019/R/EEL (di seguito: il Documento), pubblicato nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 126/2019/R/EEL, relativa all'aggiornamento della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel semiperiodo di regolazione 2020-2023.

### Premessa

Pur condividendo, in termini generali, l'intenzione dell'Autorità di procedere all'aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio elettrico in **sostanziale continuità** con la metodologia adottata nel precedente quadriennio 2016-2019, si ritiene opportuno cogliere l'occasione per evidenziare alcune criticità riscontrate. In particolare, **l'obiettivo di garantire un miglioramento costante delle performance di servizio** in relazione ai target di riferimento annuali e tendenziali di durata e numero delle interruzioni fissati dal Regolatore risulta **sempre più sfidante**, principalmente per effetto di **significativi e rapidi cambiamenti** intervenuti nelle **abitudini di consumo degli utenti finali** e nel **contesto urbano, soprattutto quelli con alta densità demografica**, in cui i distributori si trovano ad operare.

Inoltre negli ultimi anni si è assistito ad un marcato aumento dei “fenomeni atmosferici estremi”, tema affrontato dall'Autorità con la Delibera 668/2018 (Resilienza del sistema elettrico). Tuttavia è doveroso segnalare come lo scenario stia evolvendo da una condizione di eccezionalità ad una di ordinarietà con previsioni di peggioramento già a breve/medio termine.

### ***Q.1 Si condividono gli elementi della Valutazione di Impatto della Regolazione della continuità del servizio.***

Alla luce di quanto esposto in premessa, si reputa importante tenere in considerazione il fatto che **gli scenari, sui quali sono stati calcolati dall'Autorità, all'inizio dell'attuale periodo regolatorio, gli obiettivi al 2023, sono ormai superati** e, nonostante gli sforzi per consolidare l'efficientamento energetico e l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, i **consumi elettrici** seguono un trend di **costante aumento**, così come la loro previsione nel medio-lungo termine, anche in ottica di attuazione del PNIEC. La transizione energetica sempre più orientata ad una **crescente penetrazione del vettore elettrico** comporterà, pertanto, la necessità di **importanti interventi di ammodernamento delle reti di distribuzione** finalizzati a sostenere profili di carico in progressivo incremento (soprattutto in aree fortemente urbanizzate) e a garantire **coefficienti di contemporaneità dei prelievi** maggiormente **adeguati all'evoluzione degli usi finali** registrata negli ultimi anni caratterizzati da elevate punte di carico.

Si aggiunga il fatto che tali investimenti, inoltre, richiedono, per loro natura, **l'ottenimento di autorizzazioni** che presentano lunghi iter approvativi (spesso non compatibili con gli obiettivi prefissati), tanto da far auspicare uno snellimento procedurale da parte del MiSE come più volte ribadito all'interno del PNIEC.

Inoltre, tenuto conto del **peggioramento**, registrato dall'Autorità, dei **livelli di continuità** del servizio nel biennio 2017-2018 rispetto a quello precedente e delle maggiori criticità constatate per **gli ambiti con più di 250.000 utenti**, con particolare

riferimento alla **durata media delle interruzioni** (si veda Appendice 3 al Documento), si ritiene necessario introdurre uno **specifico ambito ad altissima concentrazione**.

Tale ulteriore distinzione era stata, del resto, già prospettata dall'Autorità nell'ambito del processo di consultazione (DCO n. 16/17: "...*si potrebbero per esempio considerare i Comuni con più di 500.000 abitanti...*") propedeutico alla definizione della regolazione della qualità nel terzo periodo regolatorio, sebbene il livello di congestione delle aree metropolitane non fosse quello attuale.

La complessità implementativa dettata dalla necessità, evidenziata dal Regolatore nel succitato DCO, di effettuare gli "*opportuni ricalcoli, anche nelle serie storiche dei dati di continuità del servizio*" potrebbe, ad oggi, essere considerata un'**opportunità per ricalibrare gli obiettivi 2023** in modo maggiormente coerente con il contesto precedentemente descritto.

A supporto della necessaria definizione di ambiti di altissima concentrazione, è opinione della scrivente Società che il semplice criterio del numero di utenti (ipotizzato maggiore di 250.000) non sia un elemento sufficiente per descrivere la complessità del fenomeno in oggetto, il quale dovrebbe essere altresì analizzato utilizzando ulteriori parametri, come ad esempio:

- la densità urbanistica, demografica e di consumi che caratterizzano alcune città: ad esempio, con riferimento agli ambiti di alta concentrazione gestiti da Unareti, le città di Milano e Brescia evidenziano differenze significative:
  - ✓ la **densità di potenza alla punta** a Milano è circa 8,5 MW/km<sup>2</sup>, 4 volte quella di Brescia. A fronte di una punta di carico nazionale di circa 58 GW nel 2019 il solo Comune di Milano ha registrato una punta di 1,6 GW contribuendo per il 2,75%;
  - ✓ la **densità di utenti BT** per km<sup>2</sup> a Milano è 3,5 volte quella di Brescia;
- la **transizione energetica verso il vettore elettrico** che risulta **più rapida** nelle **aree ad alta urbanizzazione e densità demografica** (ad esempio, sviluppo della mobilità elettrica pubblica e privata, pompe di calore, ecc.), che sono, per contro, anche le meno impattate dallo sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, ad esempio nel Comune di Milano risulta una potenza installata da fonte rinnovabile inferiore a 50 MW (3% della punta di carico) mentre in quello di Brescia poco più di 33 MW (18% della punta di carico);

Oltre a tali caratteristiche, si devono anche considerare le **maggiori difficoltà** nei **contesti urbani ad alta densità ad ottenere spazi** per la **realizzazione di cabine** primarie AT/MT, secondarie MT/BT e nell'eseguire i lavori di scavo per i rinnovi della rete, tutti fattori che oggettivamente rallentano la messa in opera di tali iniziative di investimento e, di conseguenza, il miglioramento delle performance della rete soprattutto se si considera la rapidità con la quale sta avvenendo la transizione energetica e gli scenari di sviluppo futuri

**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**

Non si condivide l'orientamento di ARERA di adottare una regolazione finalizzata ad evitare effetti compensativi per uno stesso distributore che serva più ambiti, tale da

comportare una riduzione dei premi conseguiti da un'impresa in alcuni ambiti in un dato anno qualora consegua per due anni consecutivi penalità in altri.

Tale intervento, per come è formulato, potrebbe infatti **portare**, in fase applicativa, a delle **distorsioni**, avendo un impatto negativo sia su distributori (come Unareti) che si trovano nella situazione opposta rispetto a quella che l'Autorità vorrebbe intercettare e sanare (sovradimensionamento degli investimenti per il miglioramento della qualità del servizio negli ambiti a maggiore volume di energia distribuita rispetto a quelli con minor volume distribuito, a parità di altre condizioni) sia, in ultima analisi, sugli utenti finali: un distributore potrebbe essere soggetto a penali proprio in ambiti caratterizzati da un più elevato volume di energia distribuita (ad esempio, Unareti nella città di Milano) e, conseguentemente, il meccanismo sopra descritto si configurerebbe per l'impresa distributrice come una **penalità aggiuntiva** che andrebbe a **ridurre la propria disponibilità di cassa** utilizzabile per effettuare gli investimenti necessari ai fini dell'efficientamento delle performance.

***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?***

Per esprimere un giudizio compiuto ed esaustivo da parte della scrivente Società, sarebbero **necessari maggiori chiarimenti** da parte di ARERA sui criteri di valorizzazione dei premi/penali alternativi a quelli attualmente utilizzati, informazioni di dettaglio che non sembra trovino seguito nello svolgimento del Documento.

Tuttavia, si considera certamente **necessario rivedere il meccanismo di definizione dei premi/penali** degli indicatori di continuità, al fine di attribuire un'**adeguata rilevanza alle interruzioni nelle diverse fasce orarie** della giornata. Data la rilevanza della tematica, si ritiene, inoltre, opportuno porre alla valutazione dell'Autorità di anticipare suddetta revisione rispetto all'anno di avvio del prossimo periodo regolatorio, ad esempio al 2021, previa l'apertura, durante il 2020, di uno specifico tavolo tecnico finalizzato alla determinazione dei nuovi criteri.

Non si ritiene infatti corretto che un'interruzione che avviene nel "periodo notturno" (ad es. dalle 22.00 alle 8.00) sia conteggiata in modo identico ad una che si verifica nel "periodo diurno" (ad es. dalle 8.00 alle 22.00), dato che, in termini sia di energia effettivamente interrotta che di disagio percepito dagli utenti, le due condizioni non sono tra loro comparabili. Si tenga conto che nel periodo giugno-luglio 2019, nell'area di Milano, l'energia distribuita nel "periodo notturno" sopra indicato è risultata pari al 50% di quella nel "periodo diurno" ed il 33% dell'energia totale distribuita.

***Q.6 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a ridurre i divari di continuità del servizio tramite esperimenti regolatori? Motivare le risposte.***

Si condivide l'opportunità di introdurre esperimenti regolatori, che, anche grazie alla loro impostazione basata su un approccio "*sandbox*", avranno l'obiettivo di aumentare la probabilità di raggiungimento degli obiettivi 2023 attraverso la determinazione da parte del distributore di un percorso di miglioramento "*tailor made*" in base alle specificità di determinati ambiti.

Tuttavia, il meccanismo descritto al paragrafo 4.6 iv pare eccessivamente penalizzante, lasciando in capo al distributore tutto il rischio della sperimentazione, senza bilanciarlo con incentivi adeguati. In ogni caso, si ritiene, opportuno **specificare** che il **saldo di premi/penali** venga valutato in **unica trance a fine 2023**. Ciò consentirebbe al

distributore, in applicazione ad un criterio prudenziale, di **stanziare a bilancio un accantonamento a Fondi Rischi e Oneri**, alimentato annualmente, in esito alla propria attività di monitoraggio periodica e in misura proporzionale al grado di raggiungimento dei target migliorativi da lui stesso individuati.

Data la complessità del meccanismo e la contestuale rischiosità della proposta innovativa in capo all'impresa distributrice, che sopporta il costo-opportunità della scelta economica sottesa al progetto, si rileva tuttavia la necessità di dilatare le tempistiche entro cui la medesima deve presentare la propria proposta ad ARERA. A nostro avviso, tuttavia, risulta fondamentale evidenziare il fatto che la **sperimentazione di funzionalità innovative non possa essere ritenuta sufficiente per ridurre i divari di qualità del servizio**. Per dettagli, si rimanda alle osservazioni riportate al successivo punto Q.7.

***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?***

Si valutano positivamente le caratteristiche degli esperimenti regolatori proponibili dalle imprese distributrici. Grazie alle deroghe concesse al distributore rispetto alla regolazione ordinaria e agli spazi di interlocuzione con il Regolatore, si determinano delle **fasi “virtuose” di apprendimento** utili per **implementare a regime delle modifiche strutturali nei criteri di valutazione della qualità del servizio**.

Oltre all'utilizzo di driver per dimensionare premi e penalità alternativi all'energia distribuita e funzionali a rappresentare in maniera maggiormente puntuale il fattore di scala dell'evento interruttivo, alla scrivente Società preme porre all'attenzione dell'Autorità le seguenti tematiche che incidono negativamente sul conseguimento degli obiettivi di performance:

- **Apertura dei trasformatori AT/MT: modalità di contabilizzazione nell'ambito degli indicatori di continuità del servizio e nella definizione dei Periodi di condizioni perturbate (PCP)**
  1. si ritiene necessario valutare l'esclusione delle interruzioni causate dall'apertura di trasformatori AT/MT dalla valutazione delle prestazioni della continuità del servizio elettrico.  
Tali eventi sono, infatti, assimilabili a quelli che normalmente accadono sulla rete AT, caratterizzati da **numeriche di accadimento ridotte ma con effetti significativi sugli indicatori**.
  2. Parimenti, si evidenzia l'importanza di ridefinire la casistica delle interruzioni contemplata ai fini dell'identificazione dei PCP in modo coerente con quella considerata per gli indicatori di continuità soggetti a meccanismo premi/penali: pertanto, qualora non venga accolta la proposta di cui al punto 1, nelle analisi quantitative finalizzate al **calcolo del parametro soglia per i PCP** dovrebbero essere **conteggiate** anche le **interruzioni dovute all'apertura di trasformatori AT/MT**, al pari di quelle causate dall'apertura di trasformatori MT/MT con la correlata selezione di almeno uno dei feeder MT sottesi.

Si chiede, inoltre, all'Autorità di valutare l'opportunità di modificare il meccanismo di individuazione dei PCP, applicando una **metodologia rolling**. L'attuale strutturazione per fasce orarie fisse di 6 ore non tiene in debito conto dell'effettiva natura dell'evento eccezionale che potrebbe verificarsi a cavallo di due o più fasce e dovrebbe, pertanto, essere rivista in modo tale da introdurre **finestre temporali dinamiche** con inizio al verificarsi del primo evento interruttivo.

- **Interruzioni non accertate**

1. Ulteriore aspetto di criticità che si desidera sottolineare è costituito dalle **interruzioni non accertate** che accadono sulla rete di distribuzione che sono a carico del distributore nella totalità dei casi.

In particolare, tale regola arreca un danno all'impresa distributrice che, in questo modo, si deve fare carico degli attuali limiti della **norma che consente agli utenti MT di non adeguare i propri impianti a fronte del versamento annuale del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS)**.

Tale situazione nella pratica si traduce in **decine di interruzioni provocate dagli utenti non adeguati**, che vanno a riflettersi negativamente sugli indicatori di continuità del servizio in base ai quali è valutata la qualità tecnica dell'attività svolta dal distributore.

Proprio in virtù dell'impatto sopra descritto, si ritiene altresì opportuno che ARERA opti per **meccanismi idonei a ridurre celermente il numero di tale fattispecie di utenti**, ad esempio decidendo di allargare la platea di utenza cui applicare il **CTS maggiorato (CTS<sub>M</sub>)**. In tal senso, sarebbe auspicabile una revisione della Delibera ARG/elt 33/08 prevedendo la corresponsione di un CTS<sub>M</sub> **per quegli utenti MT che non provvedano ad adeguare gli impianti** entro una data limite fissata dall'Autorità, considerando che sembra ormai trascorso un lasso temporale congruo (10 anni) all'assolvimento dell'obbligo di adeguamento. Tale iniziativa potrebbe essere motivata dalla finalità di contenere la crescita del numero di interruzioni non accertate che si verificano sulla rete di distribuzione e le correlate conseguenze peggiorative sugli standard di qualità.

Parallelamente a quanto sopra proposto, si considera opportuno che ARERA introduca un **meccanismo incentivante** a favore del distributore finalizzato all'**installazione** nei punti di connessione degli utenti MT di **protezioni direzionali per sovraccarico, corto circuito e guasto a terra**, utili ad accertare quando la causa dell'interruzione sia imputabile proprio agli stessi utenti. In tal caso, il Regolatore dovrebbe consentire al distributore di inviare **specificata lettera per l'imputazione a "Cause esterne" del disservizio**.

Per fornire, a titolo esemplificativo, un parametro dimensionale della problematica in analisi, si segnala che nel corso del **2018**, nel comune di **Milano**, a fronte dei circa 300 guasti accertati sulla rete, si sono verificate **almeno 100 interruzioni** per le quali la **causa non è stata accertata**.

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

Non si hanno particolari osservazioni a riguardo, dal momento che le società del Gruppo A2A non hanno riscontrato, con riferimento al 2018 rispetto al biennio precedente, un aumento del numero delle interruzioni brevi causate da un significativo incremento di episodi connessi a mutamenti climatici, quali le fulminazioni al suolo.

In relazione ai principali fattori critici che possono comportare un rischio di disalimentazione sulla propria rete, la scrivente Società ha già provveduto ad esporli a codesta Autorità in sede di presentazione del Piano Resilienza, predisposto ed inviato in conformità con le disposizioni del Titolo 10 del TIQE.



**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?**

Non si condivide la proposta di introdurre uno **standard unico nazionale** di durata massima per le interruzioni senza preavviso.

La regolazione sulla durata, in vigore dal 2000, ha, infatti, previsto, anche a seguito di un percorso di miglioramento e di ottimizzazione di alcuni anni, l'adozione di un approccio assimilabile al c.d. "*Clustering density-based*", con soglie limite di interruzione, espresse in ore, differenziate a seconda dei diversi gradi di concentrazione. Non si comprende, pertanto, la ratio sottostante alla proposta di ridurre da 12 a 8 ore lo standard di durata massima delle interruzioni per gli utenti BT serviti in ambiti in bassa concentrazione, disposizione che porterebbe a ricondurre le specificità oggi contemplate al rispetto di un'unica soglia temporale, tra l'altro la più stringente.

In relazione alla revisione delle condizioni di erogazione degli **indennizzi automatici a carico del Fondo Eventi Eccezionali (FEE)**, si richiede di **rivedere il meccanismo di attribuzione degli oneri dei rimborsi** in caso di eventi con causa "*Forza Maggiore*" di **durata superiore alle 72 ore**.

Il FEE provvede a coprire, in termini di indennizzi da riconoscere alle utenze, le sole prime 72 ore di fuori servizio, mentre, oltre tale soglia, gli oneri sono a carico del distributore.

Tale previsione non tiene però in considerazione la possibilità che possano esistere determinati vincoli tecnico-operativi che il distributore deve gestire in relazione alle interruzioni con origine MT, partendo dal presupposto che da parte sua è impossibile attuare qualsiasi azione di ripristino in caso di assenza di tensione dalla rete AT, la cui ri-alimentazione è a carico di Terna.

Entrando, poi, nel merito di una casistica più specifica, nell'ipotesi in cui dovesse intercorrere **un atto di Autorità pubblica**, che dispone **forzatamente** la **sospensione delle attività di ripristino** per motivi di sicurezza (ad esempio, chiusura di strade per un arco temporale che può arrivare anche ad un mese), non è corretto che il distributore si faccia carico del rimborso per le quote di durata eccedenti le 72 ore.

**Generalizzando, nei casi in cui sia presente un impedimento non "governabile" dall'impresa distributrice, il rimborso all'utenza dovrebbe avvenire per il tramite del FEE.**

A supporto di tale istanza, si cita la recente sentenza del Tar Lombardia sul ricorso proposto da E-Distribuzione S.p.A. contro ARERA per l'annullamento della Delibera 127/2017/R/eel, in cui il giudice amministrativo, pur non pronunciandosi sul merito della disciplina, accoglie la tesi della società del Gruppo Enel per difetto di consultazione.

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

Tra le opzioni prospettate dall'Autorità per sanare il debito del FEE, senza dubbio quelle che si ritengono **preferibili** sono:

- a) la **fissazione di un tetto massimo all'indennizzo automatico per un utente MT** a carico del Fondo, anche in virtù del fatto che la proposta descritta nel Documento in analisi dimensiona il *cap* ad un parametro oggettivo e direttamente correlato all'attività di distribuzione elettrica, quale il "*doppio della sua spesa annua storica per il trasporto*";

- e) l'utilizzo di **parte del Fondo utenti MT** alimentato dal CTS versato dai utenti MT che non hanno ancora adeguato i propri impianti tenendo altresì conto di quanto proposto al punto Q.7

**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?**

Nell'ambito dell'esame comparativo delle interruzioni, **non si condivide la proposta dell'Autorità** né di introdurre l'obbligo per i distributori di attivare una specifica sezione del loro sito internet con i principali dati di qualità del servizio e i relativi effetti economici né di estendere la *disclosure* anche ai buchi di tensione.

Si fatica infatti a comprendere il valore aggiunto di tali disposizioni, tanto più che **il distributore fornisce già periodicamente agli utenti connessi alla propria rete informazioni tecniche sulla qualità del servizio offerto**, mentre gli utenti di un determinato ambito territoriale che sono **potenzialmente interessati ad una nuova connessione** hanno facoltà di inviare al distributore di riferimento un'**apposita richiesta scritta** al fine di ricevere informazioni di dettaglio sui livelli di continuità afferenti all'impianto di rete da cui saranno alimentati.

Con riferimento all'obbligo di **versamento del CTS** per utenti MT che non abbiano provveduto entro il 2023 ad adeguare i propri impianti ai sensi degli artt. 39 e 40 del TIQE e della norma CEI 0-16, **si concorda con l'intenzione dell'Autorità di confermarne il pagamento** per tale tipologia di utenti. Per completezza informativa, si rimanda alle osservazioni riportate al punto Q.7 in merito alla fattispecie delle interruzioni non accertate.

Infine, relativamente agli **utilizzi del Fondo Utenti MT**, si concorda con le opzioni prospettate da ARERA.

Inoltre, a supporto della suddetta opinione, considerando i Piani di Resilienza 2019-2021 pubblicati recentemente dai principali distributori sui propri siti internet e il tetto massimo ai premi erogabili, così come definito dalla stessa Autorità, si riporta di seguito una semplice analisi quantitativa a verifica della capienza del Fondo Utenti MT finalizzata a risanare il debito del FEE e a finanziare gli incentivi di incremento della robustezza delle reti di distribuzione.

Quantificazione del tetto massimo ai premi netti erogabili	Principali Distributori	Investimenti totali attesi nei Piani per la Resilienza 2019-2021 (€M)	Valore massimo degli incentivi erogabili (€M)	Ammontare del Fondo Utenti MT al 31/12/2018 (€M)	Debito FEE al 31/12/2018 (€M)	Δ residuo Fondo Utenti MT, al netto di: 1) incentivi massimi per la resilienza 2) copertura debito del FEE (€M)
pari al 25% del valore attuale netto della <b>somma dei costi attesi</b> C di tutti gli <b>interventi eleggibili</b> dal medesimo distributore	<b>e-Distribuzione</b>	417,0	104,3	285,0	89,0	68,2
	<b>Areti</b>	69,1	17,3			
	<b>Unareti</b>	12,7	3,1			
	<b>Ireti</b>	12,6	3,1			
	<b>TOTALE</b>	<b>511,4</b>	<b>127,8</b>			

**Dato l'avanzo di bilancio che il Fondo Utenti MT mostra in esito alla simulazione** riportata in tabella, si potrebbe **ragionevolmente ritenere** che, tra le ipotesi esposte al punto 6.6 del Documento per pervenire ad un equilibrio tra le entrate ed le uscite del FEE, quella che comporta un **aumento della contribuzione al Fondo a carico delle imprese distributrici** risulti **non necessariamente applicabile**.

**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?**

Con specifico riferimento al paragrafo Determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT è necessario che ARERA recepisca i limiti della norma introdotta.

La seguente regola che ARERA infatti dispone: “*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.*” è troppo generica e **in molti casi si riflett in maniera negativa sugli indicatori di continuità del DSO.**

Il riferimento è ad esempio ai casi seguenti:

- a) utente che chiama segnalando che al momento è fuori casa ma ha notizia che casa sua è al buio;
- b) utente che chiama segnalando che è al buio e che per le verifiche del caso deve scendere in cantina per cui richiama appena torna in casa.

E' chiaro che per queste casistiche, **non potendo essere eseguita durante la chiamata una minima verifica sullo stato di alimentazione/contatore della fornitura, non sussistono le condizioni** per la definizione dell'istante di inizio dell'interruzione.

Nel caso a) è evidente la necessità per la quale l'utente richiami una volta giunto nei pressi del punto di fornitura.

Nel caso b) è evidente la necessità per la quale l'utente richiami una volta giunto nei pressi del punto di fornitura; è indispensabile prendere atto del fatto che il DSO non può mantenere l'utente in conversazione perché questo provocherebbe un aumento importante del tempo di attesa per gli utenti in coda.

In considerazione di quanto sopra **è quindi necessario** che ARERA **completi** nella maniera opportuna l'attuale testo della norma specificando che la Determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT può essere individuata solo dalla chiamata durante la quale **l'utente sia in grado** di svolgere una minima verifica sullo stato di alimentazione/contatore.

Con specifico riferimento al paragrafo Raccolta dati di continuità del servizio riportato all'Appendice 4 del Documento, **non si condivide il proponimento dell'Autorità** di “...**anticipare la raccolta dati** di cui alla precedente lettera b) dal 31 maggio al 31 marzo...”.

La raccolta dati disposta all'art. 45.1 del TIQE relativa alla continuità del servizio per gli utenti MT da effettuarsi entro il 31 marzo a carico dell'impresa distributrice risulta già stringente, soprattutto alla luce dei sempre più recenti accadimenti eccezionali di guasti sulla rete elettrica dovuti al maltempo, che costringono il distributore ad un recupero oneroso di dati a conclusione della gestione dell'emergenza.

Inoltre per la raccolta disposta all'art. 45.2 è necessario recuperare ulteriori informazioni diverse dalla raccolta del 31 marzo.

**Si ritiene pertanto necessario mantenere le attuali diverse tempistiche vigenti**, anche considerando il fatto che non si ravvede del valore aggiunto nell'unificare le scadenze.



***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?***

Non si condivide l'ipotesi avanzata dall'Autorità di introdurre un nuovo standard di qualità commerciale riferito alla fattispecie del guasto al display del contatore, dal momento che, in tali situazioni, il cliente non subisce un reale disservizio, in quanto il contatore continua a erogare elettricità e a trasmettere regolarmente i dati di misura, ma solo un difetto informativo.

Qualora, tuttavia, ARERA intenda comunque regolare anche i tempi di sostituzione in seguito a segnalazione di guasto al display, si propone di seguire le modalità adottate in passato per nuovi indicatori, ovvero introdurre un indicatore generale tipo 90% di sostituzioni entro 30 giorni solari, senza tuttavia prevedere un meccanismo sanzionatorio nei casi di mancato rispetto delle tempistiche.

***Q.14 Come potrebbero essere dimensionate le franchigie applicabili richiamate al paragrafo dell'Appendice 4 "Errori di calcolo della durata delle interruzioni"?***  
Nessuna osservazione in merito a tale tematica.

***Q.15 Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di aggiornamento dell'ISR di cui all'Appendice 4? Se no, per quali motivazioni?***

Con riferimento alla valutazione dell'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni, si ritiene importante porre all'attenzione dell'Autorità l'esigenza di **integrare la tabella di "Non Conformità di Sistema"** (cfr. Scheda n. 3 – Indice di sistema di registrazione del TIQE) con le **tematiche specifiche riguardanti il cosiddetto Regime operativo c**, di cui all'art. 11 del TIQE, che prevede l'ausilio dei misuratori elettronici per la determinazione dell'istante di fine del processo interruttivo originato su rete BT.

La regolazione è stata introdotta quando non si aveva contezza dell'efficacia delle funzioni di registrazione delle interruzioni da parte dei misuratori elettronici. Dopo 10 anni di attuazione di tale funzionalità sono **evidenti dei limiti tecnologici dello strumento** tali da non consentire il raggiungimento di una copertura informativa pari al 100% sui fenomeni di guasto oggetto di rilevazione. Tale problematica dovrebbe, a nostro avviso, trovare un opportuno riscontro nella norma.

***Alcune ulteriori osservazioni rispetto alla regolazione della qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica***

Nell'ambito della regolazione della continuità del servizio e tenuto conto delle previsioni dell'Autorità in materia di contenimento delle perdite commerciali di energia elettrica (cfr. meccanismo ex art. 26 TIV e recente richiesta di informazioni in materia di gestione dei prelievi fraudolenti), si consideri la seguente casistica:

Qualora l'impresa distributrice abbia rilevato un **allaccio abusivo alla propria rete BT** realizzato mediante il collegamento di un cavo alla colonnina di derivazione, per ragioni

di sicurezza, la rimozione di tale collegamento richiede la disalimentazione della corrente elettrica dalla cabina secondaria da eseguire tramite l'apertura dell'interruttore della linea BT interessata. Ciò comporta, di conseguenza, la disalimentazione anche degli utenti BT alimentati da tale linea e ad essa regolarmente connessi.

In ogni caso, l'intervento per l'eliminazione del collegamento abusivo e messa in sicurezza dell'impianto viene realizzato solo nel momento in cui le FF.OO siano in grado di assicurare lo svolgimento in piena sicurezza delle operazioni di ripristino resesi necessarie.

Nel caso appena descritto, **la scrivente Società ritiene corretto attribuire alla casistica "Forza Maggiore"** l'interruzione subita dagli utenti connessi all'interruttore della linea BT, conseguente all'implementazione degli interventi necessari per l'eliminazione del collegamento abusivo sopra descritto.

La classificazione proposta per questa fattispecie di episodio interruttivo è ascrivibile alla necessità di effettuare le seguenti operazioni connesse, in particolare, a specifiche finalità di sicurezza:

- rimozione urgente:
  - delle condizioni di pericolo di elettrocuzione per i soggetti che hanno realizzato l'allaccio abusivo e stanno prelevando fraudolentemente energia elettrica,
  - del collegamento abusivo, onde evitare eventuali danni agli impianti di distribuzione, nonché agli impianti di utenza connessi alla rete stessa,
- limitare la durata del prelievo fraudolento.

Com'è evidente, **nessuna delle citate operazioni è direttamente attribuibile alla gestione ordinaria e caratteristica dell'attività di distruzione elettrica**, mentre le modalità operative sopra elencate **ne rappresentano una corretta e diligente applicazione** nel caso in cui soggetti terzi compromettano, anche parzialmente, attraverso atti illegali e non autorizzati, la sicurezza e la qualità del servizio che l'impresa distributrice è tenuta a fornire ai propri utenti.

Le suddette **azioni, finalizzate alla cessazione del comportamento fraudolento**, verrebbero paradossalmente disincentivate qualora le stesse dovessero **comportare un peggioramento degli indici di continuità** rilevanti ai fini della definizione dei premi e delle penalità.