

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
460/2018/R/EEL**

**Resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica
INCENTIVAZIONE DEGLI INTERVENTI FINALIZZATI
ALL'INCREMENTO DELLA TENUTA ALLE SOLLECITAZIONI
Orientamenti finali**

Documento per la consultazione

nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/eel

20 settembre 2018

Premessa

Il presente documento si inquadra nel procedimento relativo alla regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2016-2023, avviato con la deliberazione 483/2014/R/eel e, in esito alla consultazione 645/2017/R/eel e a confronti con gli operatori, contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza, ed in particolare della tenuta alle sollecitazioni, delle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

*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@autorita.energia.it) entro il **19 ottobre 2018**. 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 – 20122 Milano

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

1	Introduzione	3
	<i>Pianificazione degli interventi per la resilienza</i>	4
	<i>Oggetto della presente consultazione</i>	6
2	Esito della consultazione 645/2017/R/eel in materia di incentivazione economica della tenuta alle sollecitazioni e valutazioni dell'Autorità	8
	<i>Richiamo degli orientamenti iniziali dell'Autorità contenuti nel documento 645/2017/R/eel</i>	8
	<i>Sintesi dei contributi pervenuti alla consultazione</i>	9
	<i>Valutazione dei contributi pervenuti</i>	10
3	Risultanze del primo esame delle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo e dei dati forniti dalle principali imprese distributrici	12
	<i>Fattori di rischio e metodologie di analisi</i>	12
	<i>Indice di rischio (IRI) e Tempo di ritorno (TR)</i>	12
	<i>Benefici e costi</i>	13
	<i>Ulteriori benefici di sistema</i>	14
4	Orientamenti in materia di incentivazione economica per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni	15
	<i>Definizione dell'ambito degli interventi</i>	17
	<i>Granularità delle scadenze temporali</i>	18
	<i>Determinazione delle penalità</i>	18
	<i>Determinazione dei premi</i>	19
	<i>Condizionalità e controlli</i>	20
	<i>Decorrenza, orizzonte di incentivazione e aspetti di natura transitoria</i>	20
5	Prossimi passi in materia di linee guida per la selezione degli interventi per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell'energia elettrica	22
	Appendice 1: Bozza della scheda tecnica "Criteri per la selezione degli interventi per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell'energia elettrica"	24
	Appendice 2: Analisi quantitative dei dati relativi alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo trasmessi dalle principali imprese distributrici entro il 30 giugno 2018	27

1 Introduzione

- 1.1 La resilienza è la capacità di un sistema di ritornare velocemente nella situazione iniziale dopo aver subito una perturbazione¹. Sono componenti essenziali della resilienza sia la tenuta alle sollecitazioni, sia la capacità di ripristinare il servizio anche in condizioni di emergenza. Nel periodo di regolazione 2016-2023, l’Autorità ha dato seguito a diverse iniziative per promuovere l’incremento della resilienza del sistema elettrico, e ha posto le basi per ulteriori sviluppi, che sono in parte oggetto della presente consultazione.
- 1.2 In una prima fase propedeutica (aprile 2016 - marzo 2017), l’Autorità ha costituito il Tavolo resilienza, a cui hanno partecipato Terna, e-distribuzione, Utilitalia, Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a (di seguito: RSE), il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) e Confindustria². Il Tavolo resilienza ha fornito importanti contributi in tema di definizione dell’indice di rischio³, che sono stati utilizzati dall’Autorità ai fini dell’adozione di una prima versione delle Linee guida per la presentazione all’Autorità, da parte delle imprese distributrici con più di 50.000 utenti⁴ ed entro il 31 marzo 2017, dei primi piani di lavoro per l’incremento della resilienza, ai sensi dell’articolo 77 del TIQE allora vigente.
- 1.3 L’esame dei primi piani di lavoro ha consentito all’Autorità di affrontare in modo organico il tema dell’incremento della resilienza del sistema elettrico, e di sviluppare in modo strutturato i propri orientamenti, nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel, con cui l’Autorità ha:
- a) evidenziato come l’incremento della resilienza di un sistema debba essere perseguito attraverso due vie: (i) aumentando la *tenuta alle sollecitazioni*, vale a dire elevando i limiti di progetto che individuano la capacità infrastrutturale di resistere a sollecitazioni estreme e (ii) intervenendo sulla

¹ In ecologia, si intende per resilienza “*la velocità con cui una comunità (o un sistema ecologico) ritorna al suo stato iniziale, dopo essere stato sottoposta a una perturbazione che l’ha allontanata da quello stato; le alterazioni possono essere causate sia da eventi naturali, sia da attività antropiche*” (www.treccani.it/enciclopedia/resilienza/).

² Il Tavolo resilienza è stato istituito con la determinazione della Direzione Infrastrutture dell’Autorità, n. 6/2016, in attuazione del punto 3, lettera c) della delibera 646/2015/R/eel con cui è stato approvato il Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (di seguito: TIQE).

³ L’indice di rischio è il prodotto tra la probabilità di interruzione del servizio a seguito di eventi avversi (di natura estrema) e la magnitudo dell’evento, misurabile in termini di numero di utenti disalimentati.

⁴ Le “Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima” sono state approvate con la determinazione della Direzione Infrastrutture dell’Autorità n. 2/2017 (di seguito: Linee guida).

efficacia e tempestività di *ripristino*, ovvero sulla capacità gestionale del sistema di riportarsi in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori;

- b) presentato alcune opzioni per promuovere, anche con nuovi strumenti regolatori, l'incremento della resilienza dei sistemi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, sotto il profilo del *mix* più efficiente tra maggiore tenuta alle sollecitazioni e un ripristino più tempestivo ed efficace.

1.4 Nello specifico, con il documento 645/2017/R/eel l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per il settore della distribuzione in materia di:

- a) incentivi reputazionali, correlati alla pianificazione degli interventi di sviluppo e potenziamento della rete, nonché dei relativi meccanismi di trasparenza e monitoraggio;
- b) possibili meccanismi incentivanti e relativi meccanismi di controllo in relazione alla tenuta alle sollecitazioni;
- c) possibili meccanismi incentivanti e relativi meccanismi di controllo in relazione al ripristino della fornitura.

Pianificazione degli interventi per la resilienza

1.5 Successivamente, con la delibera 31/2018/R/eel⁵, l'Autorità ha dato seguito ai propri orientamenti in materia di incentivazione reputazionale sviluppati nel documento 645/2017/R/eel, ed ha stabilito, con particolare riferimento alla tenuta alle sollecitazioni, che:

- a) tutte le imprese distributrici devono dotarsi di un piano resilienza con orizzonte triennale;
- b) le principali imprese distributrici⁶:
 - i. devono predisporre una sezione dedicata all'incremento della resilienza, con orizzonte triennale e rispondente a determinati requisiti (commi 78.3 e 78.4 del TIQE), all'interno del proprio piano

⁵ La delibera 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel ha aggiornato gli articoli 77, 78 e 79 del TIQE.

⁶ Le principali imprese distributrici sono:

- dal 2018, le imprese distributrici con più di 300.000 utenti (95,53% di utenti serviti);
- dal 2019, con facoltà di anticipare al 2018, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti (98,08% di utenti serviti);
- dal 2020, con facoltà di anticipare al 2018 o al 2019, anche le imprese distributrici con meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale (99,27% di utenti serviti).

di sviluppo che, come noto, è soggetto ad obblighi di pubblicazione annuale (entro il 30 giugno) ai sensi del TICA⁷;

- ii. in occasione della pubblicazione del piano di sviluppo devono anche inviare all'Autorità informazioni di maggior dettaglio per ogni intervento di incremento della resilienza (comma 78.6 del TIQE);
- iii. devono presentare periodicamente l'avanzamento del Piano, al fine di assicurare trasparenza nelle attività di realizzazione degli interventi e rendere possibile il loro monitoraggio da parte dell'Autorità.

1.6 La deliberazione 31/2018/R/eel, inoltre:

- a) elenca esempi di fattori critici che possono essere esaminati nei piani resilienza e nelle sezioni dei piani di sviluppo dedicate alla resilienza (di seguito: Sezioni resilienza);
- b) in relazione al fattore critico “manicotto di ghiaccio o neve” ha dato mandato al CEI per avviare il percorso di verifica delle mappe dei carichi attesi, al fine di un loro aggiornamento, anche valutando l'attendibilità di approcci modellistici innovativi alle luce dei risultati delle prime sperimentazioni nazionali e internazionali.

1.7 Ai fini della predisposizione delle Sezioni resilienza, gli interventi di incremento della resilienza vengono individuati dalle imprese distributrici sulla base delle caratteristiche costruttive e di esercizio delle attuali reti di distribuzione, delle registrazioni delle interruzioni del servizio, con particolare riferimento a quelle attribuite a forza maggiore, nonché del progressivo sviluppo, nell'ambito del Tavolo resilienza, di metodologie di calcolo degli indici di rischio finalizzate ad individuare le porzioni di rete sui cui intervenire, in particolare:

- a) in materia di tenuta alle sollecitazioni, nel primo semestre del 2018 il Tavolo resilienza si è organizzato in sottogruppi *ad-hoc* mirati all'aggiornamento delle specifiche metodologie di calcolo degli indici di rischio in relazione ai fattori critici “*allagamenti dovuti a piogge particolarmente intense o frane ed alluvioni provocate da dissesto idrogeologico*” (di seguito: allagamenti), “*cadute di alberi di alto fusto su linee aeree, al di fuori della fascia di rispetto*” (di seguito: caduta alberi) e “*ondate di calore e prolungati periodi di siccità*” (di seguito: ondate di calore);
- b) per quanto riguarda il fattore critico “precipitazioni nevose di particolare intensità in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve (*wet snow*)” (di seguito: manicotto di ghiaccio), l'Appendice 2 della vigente versione delle Linee guida contiene gli elementi metodologici per il calcolo

⁷ Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

degli indici di rischio e per la selezione delle porzioni di rete su cui intervenire.

- 1.8 Parallelamente, RSE sta completando la realizzazione di un *dataset* di rianalisi meteorologica relativo al periodo 2000-2018 ed all'intero territorio italiano, con risoluzione spaziale di 4 km e risoluzione temporale di 1 h. Tale *dataset* consente, in ultima analisi, di correlare con buona precisione l'impatto dei diversi fattori critici accaduti dal 2000 all'effettivo comportamento della rete elettrica.
- 1.9 Va segnalato, infine, che in data 30 novembre 2017 il Ministero dello sviluppo economico (di seguito: MiSE) ha trasmesso ai concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica i propri "Indirizzi per prevenzione e gestione di eventi meteo avversi" nella quale gli stessi concessionari sono invitati a individuare interventi "ad alta priorità", tenendo conto del livello di rischio della linea o del componente della rete su cui intervenire, dei benefici attesi e impatti sui clienti della linea/componente oggetto di intervento, a partire da quelli a più elevata efficacia in termini di riduzione del rischio e di benefici per i clienti.

Oggetto della presente consultazione

- 1.10 Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di meccanismi incentivanti e relativi meccanismi di controllo in relazione alla tenuta alle sollecitazioni, in esito a quanto posto in consultazione nel capitolo 5 del documento per la consultazione 645/2017/R/eel, e di un primo esame delle Sezioni resilienza pubblicate entro il 30 giugno 2018 dalle principali imprese distributrici, ed è così strutturato:
 - a) nel capitolo 2 sono riportati (i) una sintesi degli orientamenti dell'Autorità in materia di incentivazione dell'incremento della tenuta alle sollecitazioni contenuti nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel, (ii) un richiamo dei contributi più significativi pervenuti alla consultazione sul medesimo tema e (iii) le valutazioni dell'Autorità circa tali contributi;
 - b) nel capitolo 3 sono riportati ulteriori elementi di contesto e alcune risultanze dell'esame dei dati ed informazioni relativi alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo 2018-2020, inviate all'Autorità dalle principali imprese distributrici nel giugno 2018;
 - c) nel capitolo 4 sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in materia di incentivazione dell'incremento della tenuta alle sollecitazioni alla luce delle valutazioni di cui ai capitoli precedenti;
 - d) nel capitolo 5 viene illustrato un possibile percorso di sviluppo delle Linee guida alla luce dei lavori dei sottogruppi *ad-hoc* del Tavolo resilienza nel corso del 2018;

- e) nell'Appendice 1 è riportata una possibile versione delle disposizioni per la selezione degli interventi per l'incremento della resilienza, che tiene conto del percorso di sviluppo delle metodologie di calcolo degli indici di rischio per i diversi fattori critici ipotizzato nel capitolo 5;
 - f) nell'Appendice 2 vengono riportati alcuni dati di sintesi degli interventi di incremento della resilienza contenuti nelle Sezioni resilienza 2018-2020 delle principali imprese distributrici.
- 1.11 In tema di tempestività ed efficacia del ripristino della fornitura in condizioni di emergenza, l'Autorità ha già messo in atto primi interventi di rafforzamento della regolazione; in particolare, l'Autorità:
- a) con la delibera 646/2015/R/eel (approvazione TIQE) ha avviato un percorso progressivo abbassamento degli standard sulle interruzioni prolungate o estese che saranno uniformati ad 8 ore per tutto il territorio italiano, a partire dal 2020; oltre tale tempo massimo sono riconosciuti indennizzi agli utenti per ogni causa e origine di interruzione;
 - b) con la delibera 127/2017/R/eel, ha fissato un limite di 72 ore oltre le quali, sino ad un massimo di 240 ore, gli indennizzi agli utenti disalimentati sono a carico degli operatori di rete, anche se la causa di innesco delle interruzioni è attribuibile a forza maggiore, fatte salve alcune cause specifiche del ripristino⁸;
 - c) nel capitolo 6 e nell'Appendice 4 del documento per la consultazione 645/2017/R/eel sono stati delineati possibili meccanismi incentivanti per favorire una maggiore efficacia delle azioni di ripristino in condizioni di emergenza, basati sull'*assessment* di specifiche "azioni qualificate" raggruppabili secondo quattro criteri: riduzione del rischio, prontezza, gestione dell'emergenza e ritorno alla normalità;
 - d) nell'ambito del Tavolo resilienza è stato avviato un sottogruppo di lavoro *ad-hoc* avente l'obiettivo di finalizzare al meglio le "azioni qualificate" di cui alla precedente lettera.
- 1.12 In tema di possibili incentivi (premi e/o penali) per tempestività ed efficacia del ripristino della fornitura in condizioni di emergenza, l'Autorità ritiene opportuno che, in esito ai lavori del sottogruppo *ad hoc* sopra richiamato, i partecipanti al Tavolo resilienza formulino una proposta basata sulle indicazioni contenute nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel, che potrà essere esaminata

⁸ Non sono attribuibili agli operatori di rete i tempi relativi alla sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza (es.: ordinanza di un'autorità competente che impedisca di accedere agli impianti danneggiati; impedimenti derivanti dalle norme di sicurezza del lavoro); le relative quote parti degli oneri relativi agli indennizzi erogati ai clienti finali disagiati e disalimentati sono a carico del Fondo eventi eccezionali.

dagli Uffici dell’Autorità prima di procedere a una successiva consultazione dedicata a tale argomento.

2 Esito della consultazione 645/2017/R/eel in materia di incentivazione economica della tenuta alle sollecitazioni e valutazioni dell’Autorità

Richiamo degli orientamenti iniziali dell’Autorità contenuti nel documento 645/2017/R/eel

2.1 Nel capitolo 5 del documento per la consultazione 645/2017/R/eel, sono state illustrate opzioni di incentivazione economica alle azioni per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, in applicazione della metodologia AIR:

- a) *Opzione TE-0*: limitarsi agli incentivi reputazionali (quelli adottati con la delibera 31/2018/R/eel) e non introdurre né penalità né premi;
- b) *Opzione TE-1*: introdurre un meccanismo incentivante in forma di penalità nel caso in cui l’impresa distributrice non effettui, in un tempo opportunamente stabilito, almeno gli interventi “ad alta priorità”;
- c) *Opzione TE-2*: in aggiunta alle penalità dell’opzione precedente TE-1 in caso di mancata o ritardata realizzazione degli interventi “ad alta priorità”, introdurre anche un meccanismo incentivante in forma di premialità (soggette ad alcune condizionalità) per la realizzazione di ulteriori interventi che presentino benefici maggiori dei costi.

2.2 L’Autorità ha tra l’altro delineato:

- a) che le suddette forme di premialità si applichino ai soli interventi (o gruppi di interventi) con rapporto beneficio/costo maggiore di 1 (o di un’altra soglia definita dall’Autorità), in una logica di *sharing* del beneficio netto per il sistema elettrico, prevedendo un *cap* al premio, espresso come frazione del costo stimato per la realizzazione dell’intervento;
- b) forme di condizionalità nell’erogazione dei premi:
 - i. per evitare di incentivare interventi che rivestano carattere di ordinarietà e/o siano già oggetto di incentivazione con i vigenti meccanismi tariffari o della continuità del servizio;
 - ii. per assicurare il rispetto delle tempistiche previste dalle imprese distributrici nella realizzazione degli interventi;
 - iii. all’evidenza di addizionalità degli investimenti per la resilienza rispetto a un *trend* storico di attività connesse al rinnovo delle reti.

Sintesi dei contributi pervenuti alla consultazione

- 2.3 Nella presente sezione vengono riassunti i principali contributi pervenuti alla consultazione 645/2017/R/eel in materia di incentivazione economica della tenuta alle sollecitazioni⁹.
- 2.4 Nel complesso l'opzione AIR ritenuta preferibile dai partecipanti alla consultazione è risultata la TE-2; gli operatori di rete hanno sottolineato che le decisioni finali dell'Autorità dovrebbero essere armoniche con quelle dettate dal Ministero dello Sviluppo Economico in quanto ente concedente.
- 2.5 Secondo i partecipanti alla consultazione:
- a) obblighi di rinnovo della rete generalizzati costituirebbero un irrigidimento critico per le scelte di investimento delle imprese distributrici, e non in linea con la logica *output-based*;
 - b) il ricorso a forme di premialità, da parte dell'Autorità, come strumento di indirizzo degli investimenti degli operatori di rete, ha sempre rappresentato lo strumento più efficace con il quale si sono conseguiti i risultati; tale impostazione dovrebbe essere confermata poiché va nella logica dello *sharing* dei benefici netti;
 - c) non dovrebbero essere previsti elementi di rigidità, come le penalità per ritardi negli interventi, dal momento che i progetti possono richiedere modifiche, o il condizionamento degli incentivi all'utilizzo di particolari tecnologie;
 - d) dovrebbero essere promossi ed incentivati anche interventi con rapporto Beneficio/Costo minore di 1, con particolare riferimento a quelli di irrobustimento della rete localizzati nelle aree a maggiore vulnerabilità, caratterizzati da un bassa concentrazione di utenze servite prevalentemente da linee aeree di media tensione realizzate in conduttore nudo e contraddistinti da un costo particolarmente elevato derivante dalle complessità realizzative legate agli interventi stessi (estensione e percorso delle linee, orografia del terreno, aree sottoposte a vincoli ambientali etc.) a fronte di un beneficio piuttosto contenuto proprio per via della suddetta esiguità del numero delle forniture;
 - e) il dimensionamento di premi e penalità dovrebbe avvenire sulla base del numero di utenti piuttosto che sull'energia distribuita;

⁹ I contributi completi pervenuti possono essere consultati nel sito internet dell'Autorità, nella pagina del documento 645/2017/R/eel <https://www.arera.it/it/docs/17/645-17.htm>.

- f) è condivisibile l'utilizzo dell'indice di rischio *IRI* (o del suo inverso, indice di resilienza $IRE = 1/IRI$) per l'individuazione di massima degli interventi, secondo una logica di selettività che si focalizza sugli interventi a rischio più elevato; ma deve essere garantita la necessaria flessibilità agli operatori nelle scelte degli interventi in rapporto sia al beneficio netto sia alle peculiarità della rete; devono inoltre essere tenute in conto la specificità del territorio e le problematiche autorizzative;
- g) dovrebbe essere minimizzato il perimetro degli interventi a cui applicare solo penalità ed essere previsti premi su un numero maggiore di interventi, senza tetti massimi, visto che l'impatto atteso in tariffa sarà presumibilmente scarso; inoltre, le forme di condizionalità nell'erogazione dovrebbero agire su leve esclusivamente a disposizione dei distributori per la realizzazione degli interventi, indipendentemente da eventuali ritardi negli *iter* autorizzativi non di loro responsabilità;
- h) risulterebbe critico condizionare i premi all'evidenza di addizionalità degli interventi rispetto ad un trend storico: potrebbe penalizzare le imprese che hanno evidenziato ammortamenti molto significativi in alcuni anni e un andamento del livello di ammortamento poco omogeneo;
- i) dovrebbero essere oggetto di incentivazione anche gli interventi mirati a contrastare le sollecitazioni alle reti in cavo sotterranee derivanti da ondate di calore, a causa dell'incremento dell'intensità e della frequenza di eventi che vanno ben oltre i *trend* storici di temperature e siccità registrati negli anni.

Valutazione dei contributi pervenuti

2.6 Con riferimento alle osservazioni pervenute alla consultazione 645/2017/R/eel circa l'adozione di possibili meccanismi incentivanti (premi/penalità), è in generale opportuno precisare quanto segue:

- a) è intenzione dell'Autorità disegnare un meccanismo incentivante che contempli sia penalità che premi, a fronte di uno sforzo straordinario di investimento, su un orizzonte temporale ragionevolmente concentrato, che promuova selettivamente l'incremento della resilienza della rete di distribuzione, in termini di tenuta alle sollecitazioni derivanti dai diversi fattori critici;
- b) deve essere evitata, per quanto possibile, la sovrapposizione di effetti tra i nuovi incentivi (premi/penalità) per la resilienza e i diversi meccanismi incentivanti già disciplinati dai vigenti Testi integrati della regolazione *output-based* e delle tariffe; in particolare, lo scopo della regolazione è quello di fornire uno stimolo economico ad interventi che prevengono

interruzioni che sono escluse dalla regolazione incentivante della continuità del servizio¹⁰;

- c) tenuto conto della aleatorietà con cui si possono manifestare i fattori critici, il meccanismo incentivante prospettato nel presente documento da un lato deve risultare di effettivo stimolo agli investimenti per le imprese, dall'altro deve evitare ritardi nella realizzazione degli interventi di incremento della resilienza; le penalità perseguono l'obiettivo primario di evitare ritardi ingiustificati nella realizzazione degli interventi, dal momento che si tratta di situazioni ad alto rischio e quindi a elevata priorità di interventi;
- d) in linea di massima l'Autorità ritiene inopportuno premiare interventi con rapporto *B/C* inferiore a 1; tuttavia, tutti gli interventi ad alto rischio presenti nei piani devono essere realizzati, inclusi quelli che presentano un rapporto *B/C* inferiore a 1, in ragione del carattere di universalità del servizio elettrico, che deve essere reso disponibile a tutti gli utenti a prescindere dalla loro ubicazione geografica e, tenuto conto delle condizioni specifiche nazionali, ad un prezzo accessibile;
- e) vista la numerosità e complessità degli interventi messi a piano dalle principali imprese distributrici, è comprensibile che in corso d'opera alcuni interventi possano richiedere modifiche o ripianificazioni; tuttavia occorre considerare anche che il programma degli interventi è definito dall'impresa e per tale motivo la facoltà di riprogrammazione non deve essere utilizzata dalle imprese distributrici per evitare penalità o per ottenere premi aggiuntivi;
- f) l'opzione di dimensionamento dei premi sulla base di una quota parte del beneficio netto conseguibile con gli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni sembra risultare una soluzione efficace e, al contempo, di più semplice attuazione;
- g) l'Autorità conferma che in linea di principio i premi dovrebbero essere condizionati all'evidenza di addizionalità negli investimenti per la resilienza rispetto ad un *trend* storico degli investimenti di rinnovo, almeno per le imprese per le quali tali *trend* sia stato decrescente; ciò allo scopo anche di evitare effetti di spiazzamento rispetto agli investimenti non incentivati;
- h) è infine condivisibile l'applicazione dell'incentivazione al fattore critico ondate di calore dal momento che le analisi condotte dalle imprese distributrici sembrano evidenziare situazioni di guasto multiplo su linee tra loro controalimentanti che rendono inefficaci i provvedimenti normalmente

¹⁰ Le interruzioni possono essere escluse dall'indicatore utilizzati nella regolazione della continuità del servizio se l'impresa distributtrice può dimostrare che sono dovute a cause di forza maggiore o se ricadono nei cosiddetti Periodi di condizioni perturbate – PCP (TIQE, scheda 1).

previsti in sede di progettazione, sia in relazione alla componentistica che alla gestione ed esercizio della rete.

Spunti per la consultazione

Q.1 *Si condividono le valutazioni dell’Autorità? Se no, per quali motivazioni?*

3 Risultanze del primo esame delle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo e dei dati forniti dalle principali imprese distributrici

Fattori di rischio e metodologie di analisi

- 3.1 Dall’analisi delle Sezioni resilienza emerge una situazione ancora in via di approfondimento circa le metodologie di analisi dell’impatto dei diversi fattori critici di rischio sulla *performance* della rete di distribuzione. In particolare risulta che, nonostante i lavori avviati nel Tavolo resilienza, le imprese distributrici identifichino gli interventi di incremento della resilienza tramite l’applicazione di metodologie di analisi dei rischi tra loro non omogenee (anche in relazione al medesimo fattore critico).
- 3.2 L’Autorità ritiene che in una prima fase, almeno fino a che non si siano consolidate per ciascun fattore di rischio metodologie omogenee per tutte le imprese distributrici, sono le stesse imprese che devono selezionare gli interventi più efficienti per i principali fattori critici che impattano sul loro territorio.
- 3.3 Successivamente, una volta consolidati i modelli matematici e rese omogenee le metodologie di calcolo degli indici di rischio finalizzate ad individuare le porzioni di rete sui cui intervenire, l’Autorità potrà valutare una evoluzione del meccanismo incentivante qui delineato nel senso di una maggiore omogeneità, considerando che comunque solo le imprese distributrici hanno informazione sulla effettive condizioni di fattibilità degli interventi.

Indice di rischio (IRI) e Tempo di ritorno (TR)

- 3.4 E’ opportuno in particolare focalizzare l’attenzione sul concetto di indice di rischio (*IRI*) associato ad un intervento. L’*IRI* è stato introdotto nell’ambito del Tavolo Resilienza e successivamente recepito nelle Linee guida: tale indice è dato dal rapporto tra il numero di utenti disalimentati *NUD* (che misura l’impatto o il danno di un disservizio) e il tempo di ritorno dell’evento *TR* (dato dall’inverso della probabilità annua che si verifichi un disservizio per uno specifico fattore di rischio).

- 3.5 Appaiono efficaci interventi che abbiano un *IRI* valutato prima dell'intervento (*IRI-pre*) sufficientemente "alto" e che riducano sensibilmente l'*IRI* valutato su base previsionale a seguito della realizzazione dell'intervento.
- 3.6 In tale contesto è necessario precisare che, per la valutazione dell'*IRI* ai fini di un possibile sistema di incentivazione (premi-penali), tale indicatore deve essere riferito a uno specifico intervento e non a gruppi di interventi, in modo da assicurare selettività attraverso il ricorso a indici riferiti a un perimetro che non permette compensazioni tra un intervento e l'altro. Alla luce dei dati forniti dalle imprese distributrici all'Autorità in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera 31/2018/R/eel, appare necessario che, ai fini dell'incentivazione, ogni intervento debba riferirsi ad una linea in media tensione o ad un tratto di rete in media tensione circoscrivibile (ad esempio una linea MT e la sua controalimentante).
- 3.7 Nell'Appendice 2 del presente documento sono riportate alcune analisi quantitative ottenute dal primo esame delle Sezioni resilienza e dei dati forniti dalle imprese distributrici all'Autorità. Risulta che, su un universo di 886 interventi mirati alla riduzione del rischio per manicotto di ghiaccio e analizzabili (ovvero, che hanno le caratteristiche topologiche di cui al punto precedente), il 14% circa presenta valori di *TR* superiori a 50 anni (quindi, situazioni non particolarmente critiche; corrispondentemente, circa il 12% presenta valori di *IRI-pre* inferiori a 10). Per gli interventi mirati alla riduzione del rischio dovuto a ondate di calore, nonostante la frequenza con cui gli eventi per ondate di calore si sono manifestati negli ultimi anni, su un universo di 954 interventi analizzabili risulta che circa il 35% di questi interventi presenta valori di *IRI-pre* inferiori a 10 (nonostante tali interventi siano realizzati in contesti urbani e quindi con densità di utenza significativa) e ben il 70% con valori di *TR* superiori a 50 anni.

Benefici e costi

- 3.8 Le Linee guida e la scheda 7 del TIQE forniscono elementi per la valutazioni dei benefici degli interventi mirati alla riduzione del rischio; il beneficio principale è dovuto al costo di interruzione evitato per i clienti in relazione a interruzioni di lunga durata dovute a eventi estremi. Tra tali elementi, in particolare viene raccomandata l'adozione di una durata media di interruzione di 16 ore (in base a stime effettuate dall'Autorità analizzando grandi eventi critici negli ultimi anni), nonchè valori di carico perso in linea con la regolazione della continuità del servizio aggiornati a prezzi 2017.¹¹

¹¹ Tali valori sono pari a 12 €/kWh perso per i clienti domestici e 54 €/kWh perso per i clienti non domestici; per un confronto su base internazionale, si rimanda al rapporto del Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity*

- 3.9 Tra le imprese che hanno valutato i benefici degli interventi mirati alla riduzione del rischio da ondate di calore, in mancanza di indicazione dalle Linee guida, le imprese si sono orientate verso una durata media di interruzione di 7 ore, congruente con la possibilità di ripristino per casi di guasti multipli contemporanei, mantenendo le indicazioni per il valore del carico perso. In linea di massima l'Autorità ritiene che per fattori critici che impattano su linee aeree possa essere utilizzata una durata media di interruzione pari a 16 ore, mentre per fattori critici che impattano su cavi interrati possa essere utilizzata una durata media di interruzione pari a 8 ore.
- 3.10 Dalla prima analisi del rapporto benefici/costi (*B/C*) risulta che (sugli stessi universi di interventi sopra definiti) il valore *B/C* è superiore a 1 per il 60% degli interventi mirati alla riduzione del rischio da manicotto di ghiaccio e per il 43% degli interventi mirati alla riduzione del rischio da ondate di calore.
- 3.11 In termini di valore gli interventi, considerando tutti gli interventi inclusi nelle Sezioni resilienza (anche quelli per i quali non sono stati forniti tutti gli elementi necessari per l'analisi) con valori *B/C* superiori a 1 rappresentano il 50% del volume di investimenti previsti nel triennio 2018-20 per la riduzione del rischio da manicotto di ghiaccio e il 33% del volume di investimenti previsti nel triennio 2018-20 per la riduzione del rischio da ondate di calore.

Ulteriori benefici di sistema

- 3.12 Infine, è opportuno evidenziare che l'intervento di incentivazione dell'incremento della resilienza prospettato dall'Autorità coglierebbe un obiettivo nel medio/lungo termine che non deve essere trascurato, vale a dire una significativa riduzione degli indennizzi automatici ai consumatori per interruzioni prolungate o estese a carico del Fondo per eventi eccezionali¹².

Interruptions and Voltage Disturbances, December 2010 (Ref: C10-EQS-41-03, www.ceer.eu/1279) che mette a confronto i risultati delle *survey* condotte in Italia, in Olanda e in Norvegia su tale aspetto.

¹² 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 €/MWh con riferimento alle cabine primarie e 7.500 €/MWh con riferimento ai clienti finali AAT o AT. Il Fondo per eventi eccezionali viene utilizzato per l'erogazione agli utenti MT e BT degli indennizzi automatici relativi alle interruzioni prolungate o estese non attribuibili alle responsabilità dei gestori di rete (vd Titolo 7 del TIQE). Dati sull'andamento del Fondo eventi eccezionali (entrate e uscite) dalla sua costituzione fino al 2013 sono stati pubblicati nell'appendice A1 al documento di consultazione 48/2015/R/eel.

- 3.13 Nel periodo 2009-2017 l'esborso a carico del Fondo per eventi eccezionali è stato di 360 M€ pari a 40 M€ all'anno. L'incremento della resilienza delle reti di distribuzione nei prossimi anni dovrebbe comportare una riduzione delle interruzioni prolungate o estese, e consentire all'Autorità di destinare risorse economiche all'incentivazione degli investimenti di incremento della resilienza.

Spunti per la consultazione

Q.2 *In relazione al calcolo del beneficio atteso, si condivide l'ipotesi di fissare la durata media delle interruzioni conseguenti a eventi estremi come indicato al punto 3.9?*

Q.3 *Quali ulteriori aspetti si ritengono meritevoli di approfondimento?*

4 Orientamenti in materia di incentivazione economica per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni

- 4.1 Nel presente capitolo vengono sviluppati gli orientamenti dell'Autorità in materia di incentivazione economica per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione delle principali imprese distributrici.
- 4.2 In primo luogo, è opportuno sintetizzare i criteri che ispirano gli orientamenti dell'Autorità, basati sia sulla valutazione delle osservazioni pervenute (vd capitolo 2) sia su un primo esame delle Sezioni resilienza 2018-2020 delle principali imprese distributrici (vd capitolo 3).
- 4.3 Tali criteri possono essere espressi in 5 punti:
- a) *pertinenza*: il meccanismo incentivante è *finalizzato alla riduzione del rischio*, e pertanto deve applicarsi solo a interventi pertinenti a tale finalità: vanno quindi esclusi dal meccanismo incentivante eventuali interventi che, seppure contenuti nelle Sezioni resilienza, non appaiono pertinenti alla riduzione del rischio (di seguito: "interventi esclusi");
 - b) *priorità*: con l'eccezione degli "interventi esclusi", gli interventi individuati dalle imprese distributrici nelle Sezioni resilienza rappresentano gli interventi *ad alta priorità*, in quanto le imprese devono selezionarli assegnando priorità, per ciascun fattore di rischio, agli interventi con indice di rischio più elevato;
 - c) *penalizzabilità*: gli interventi ad alta priorità (diversi da quelli esclusi) meritano di essere realizzati in relazione al principio dell'universalità del

servizio elettrico; di conseguenza, l’Autorità ritiene necessario prevedere *penalità in caso di mancata realizzazione, o ritardo* nella realizzazione, di tutti gli interventi presenti nelle Sezioni resilienza (e non esclusi);

- d) *premierità in base a ripartizione dei benefici netti*: per gli interventi non esclusi e con benefici superiori ai costi ($B/C > 1$), l’Autorità è orientata a introdurre un incentivo in forma di condivisione del beneficio netto (ovvero, la differenza tra benefici e costi: $B-C$) tra clienti finali e imprese distributrici, nel caso di realizzazione degli interventi entro i tempi previsti nel primo piano di sviluppo in cui l’intervento è stato indicato; l’incentivo è un *premio addizionale alla remunerazione ordinaria* degli investimenti, e pertanto dovrebbe essere condizionato all’effettivo aumento della capacità di investimento rispetto al *trend* storico;
- e) *efficienza ed effettività degli output*: è necessario prevedere modalità di erogazione dei premi che stimolino le imprese distributrici all’efficienza nella realizzazione degli interventi e a realizzare interventi efficaci rispetto alla effettiva riduzione del rischio. Ciò può essere garantito attraverso il ricorso ai costi effettivi per la valutazione dello *sharing* del beneficio netto, nonché attraverso controlli sull’efficacia *ex post* degli interventi realizzati.

4.4 Nel complesso, il meccanismo di incentivazione delineato nel presente documento per la consultazione, che prevede sia penali che premi per le imprese distributrici, è in linea con l’opzione *TE-2* presentata nel precedente documento di consultazione 645/2017.

4.5 In applicazione della metodologia AIR, si ritiene che tale ipotesi sia preferibile in quanto caratterizzata, rispetto alle altre opzioni considerate, da:

- a) maggior coerenza con gli indirizzi dell’ente concedente (MiSE) richiamati al precedente punto 1.9: da una parte, tutti gli interventi *ad alta priorità* finalizzati alla riduzione del rischio sono sottoposti a penalità nel caso di ritardata o mancata realizzazione, e dall’altra il meccanismo premiale favorisce la risoluzione di criticità ove i benefici siano superiori a costi;
- b) maggior simmetria, rispetto alle altre opzioni considerate, del profilo di rischio derivante dall’adesione al meccanismo incentivante: una impresa distributtrice che ambisce a ottenere i premi deve sottoporsi anche all’eventualità di penalità;
- c) maggior verificabilità dell’efficacia dei risultati: il monitoraggio degli interventi sottoposti al meccanismo di incentivazione permette di evidenziare che eventuali problemi di tenuta insufficiente si ripetano successivamente alla realizzazione; in tali casi si prevede che il premio erogato venga ridotto, fino alla sua totale restituzione.

- 4.6 Nel seguito vengono illustrati i meccanismi con cui l’Autorità intende applicare concretamente i 5 criteri sopra enunciati.

Definizione dell’ambito degli interventi

- 4.7 Secondo il criterio di pertinenza di cui alla lettera a) del punto 4.3, l’Autorità ritiene che debbano essere esclusi dall’ambito del meccanismo incentivante gli interventi presenti nelle Sezioni resilienza che presentino tempi di ritorno (valutati prima dell’intervento) sufficientemente alti: indicativamente, e tenendo conto delle analisi condotte (vd capitolo 3), si ritiene che una soglia di esclusione adeguata possa essere espressa come $TR-pre > 50$ anni.
- 4.8 Con la presente consultazione l’Autorità intende inoltre valutare se escludere dall’ambito del meccanismo incentivante anche gli interventi presenti nelle Sezioni resilienza che presentino indici di rischio (valutati prima dell’intervento) significativamente bassi: una soglia in tal senso potrebbe essere espressa come $IRI-pre < 5 \div 10$, ma salvaguardando situazioni particolari¹³.
- 4.9 Ogni intervento presente nel piano e che non sia escluso dal meccanismo premi/penali dovrebbe essere classificato, oltre che da un codice identificativo, anche in base all’anno in cui compare per la prima volta nel piano di sviluppo. Ciò al fine di evitare che con eventuali ripianificazioni vengano evitate penalità per ritardi rispetto alla prima data prevista per la realizzazione dell’intervento.
- 4.10 In caso di ritardi nelle realizzazioni, la ripianificazione, per ragioni di trasparenza, deve essere tracciata nel successivo piano di sviluppo, senza per questo comportare effetti ai fini del meccanismo dei premi e penalità che sono erogati o irrogate a fronte del rispetto della scadenza originaria.
- 4.11 Inoltre, secondo il criterio di priorità di cui alla lettera b) del punto 4.3, l’Autorità ritiene necessario inserire nel Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione l’obbligo per le imprese distributrici di selezionare gli interventi finalizzati alla riduzione del rischio, da inserire nelle Sezioni resilienza, secondo una logica di priorità in ordine di indice di rischio *IRI* decrescente.

¹³ Ad esempio, potrebbero non essere esclusi gli interventi di incremento della resilienza per manicotto di ghiaccio che, pur presentando un *IRI-pre* basso a livello di linea MT, includano casi di tratte che alimentino anche una sola cabina secondaria con indice di rischio pre-intervento, a livello di cabina secondaria, superiore a una determinata soglia.

Granularità delle scadenze temporali

- 4.12 Dato che l'analisi dei dati forniti dalle principali imprese distributrici ha mostrato una certa disomogeneità su tale aspetto, l'Autorità è orientata a introdurre l'obbligo di esprimere le scadenze di inizio e fine degli interventi con l'indicazione del semestre in cui si prevede che avvengano (o in cui sono avvenuti, a consuntivo) tali eventi, almeno con riferimenti ai dati di dettaglio che le imprese distributrici hanno l'obbligo di comunicare all'Autorità ai sensi della delibera 31/2018/R/eel.
- 4.13 L'utilizzo di una granularità semestrale appare fattibile alla luce dei dati pervenuti e non eccessivamente oneroso dal lato amministrativo, permettendo al contempo un certo margine di flessibilità alle imprese all'interno di ciascun semestre per assorbire variazioni di entità infrasemestrale.
- 4.14 La verifica dello stato di avanzamento avverrebbe quindi sulla base della granularità semestrale, intervento per intervento. E' da valutare se i semestri siano da riferire ai periodi gennaio-giugno e luglio-dicembre, oppure, per meglio allineare le scadenze alla intrinseca stagionalità dei fenomeni meteorologici, ai periodi *marzo-ottobre* e *novembre-marzo* (dell'anno successivo), che comporterebbe una leggera complicazione amministrativa ma permetterebbe di osservare la prontezza degli interventi rispettivamente rispetto ai fenomeni invernali ed estivi.
- 4.15 Gli elementi raccolti dalla consultazione non hanno fatto emergere, per questo tipo di interventi, particolari complessità autorizzative, bensì altri tipi di complessità (quali la continuità del servizio durante i lavori o la disponibilità di imprese locali sul territorio per la realizzazione dei cantieri) che le imprese distributrici hanno presenti quando pianificano gli interventi e fissano la scadenza di realizzazione che viene comunicata all'Autorità ai sensi della delibera 31/2018/R/eel.

Determinazione delle penalità

- 4.16 In attuazione del criterio di cui alla lettera c) del punto 4.3, l'Autorità è orientata a prevedere penalità per ritardi o mancata effettuazione degli interventi "non esclusi", rapportando le penalità al costo dell'intervento secondo una logica di penalizzazione progressiva in funzione del ritardo realizzativo rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento (ovvero, il semestre indicato dall'impresa distributtrice nel primo Piano di sviluppo in cui l'intervento è stato incluso):
- a) un ritardo di un semestre rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporterebbe il mancato ottenimento del premio ma non farebbe scattare alcuna penalità;

- b) un ritardo di due semestri rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporterebbe una penalità dell'ordine del 10-15% del costo;
 - c) un ritardo di tre semestri rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporterebbe una penalità dell'ordine del 25-30% del costo;
 - d) un ritardo superiore a tre semestri rispetto alla scadenza originaria di realizzazione dell'intervento comporterebbe una penalità del 40-50% del costo.
- 4.17 In caso di ritardo di realizzazione di tre o più semestri, l'Autorità intende prevedere l'obbligo per l'impresa distributrice di predisporre una relazione dettagliata sulle cause di ritardo, le azioni intraprese per il recupero di tale ritardo e sugli extracosti derivanti. Tale relazione dovrebbe essere pubblicata sul sito internet dell'impresa e inviata all'Autorità e all'ente concedente.

Determinazione dei premi

- 4.18 Secondo il criterio di premialità in base alla ripartizione dei benefici di cui alla lettera d) del punto 4.3, l'Autorità è orientata a riconoscere ad ogni impresa un premio per ogni intervento di incremento della resilienza presente nelle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo, non escluso e realizzato nel semestre indicato nel primo Piano in cui è stato inserito (scadenza "originaria"), applicando una logica di *sharing* del beneficio netto dell'intervento. Tale logica è applicabile solo in presenza di un beneficio netto positivo; pertanto, gli interventi con benefici inferiori ai costi, soggetti alle penalità in caso di ritardo o di mancata realizzazione, non daranno luogo a premi in caso di realizzazione.
- 4.19 Il premio potrebbe essere pari al 20% del beneficio netto effettivo di ciascun intervento con benefici superiori ai costi, che si concluda nel rispetto dei tempi previsti per la sua realizzazione e che non sia stato escluso in via preliminare dall'ambito del meccanismo. Per beneficio netto effettivo si intende la differenza tra benefici stimati nel Piano e costi effettivi: in conformità al criterio di efficienza di cui alla lettera e) del punto 4.3, i costi effettivi sono consuntivati a conclusione dell'intervento, se il progetto viene realizzato nella consistenza prevista a piano; qualora la consistenza dovesse essere diversa (per es. il numero di utenti interessati dall'intervento dovesse essere diverso da quello inizialmente previsto, per una differenza superiore al +/- 10%), anche i benefici inizialmente stimati dovrebbero essere ricalcolati per determinare i benefici netti effettivi.
- 4.20 A livello complessivo appare corretto prevedere un tetto massimo ai premi, dell'ordine del 25% dei costi complessivi di tutti gli interventi per la resilienza presenti nel piano (inclusi gli interventi con benefici inferiori ai costi e gli interventi con *TR-pre*>50 anni).

Condizionalità e controlli

- 4.21 Attraverso la consultazione l'Autorità intende inoltre acquisire elementi utili per valutare:
- a) se vi siano le condizioni per prevedere l'*annullamento, totale o parziale, delle penalità*; ad esempio nel caso in cui nel triennio che termina con l'anno dell'intervento, la percentuale di clienti impattati da interventi che si sono conclusi nel rispetto dei tempi previsti sia decisamente elevata, per es. il 90-95% di tutti gli interventi presenti nel piano (inclusi gli interventi con benefici inferiori ai costi e gli interventi con *TR-pre*>50 anni);
 - b) quale/i indicatore/i di realizzazione fisica degli investimenti di rinnovo potrebbe essere utilizzato per verificare l'*addizionalità rispetto al trend storico dell'impresa per investimenti di rinnovo*; tale verifica potrebbe avvenire su base triennale; la mancata addizionalità potrebbe dare luogo a un annullamento parziale o totale dei premi. L'Autorità esaminerà anche altre ipotesi alternative che emergessero dalla consultazione.
- 4.22 L'Autorità darà seguito a controlli sistematici e a campione mirati ad accertare la veridicità delle informazioni ricevute, la rispondenza agli obblighi di selezione degli interventi in logica di priorità (secondo l'indice *IRI* decrescente, vd punto 4.11) e la ragionevolezza della programmazione (es. durata prevista dei singoli interventi).
- 4.23 In applicazione del criterio di efficienza ed effettività degli *output* (lettera e del punto 4.3), l'Autorità intende prevedere l'obbligo di restituire, in tutto o in parte, i premi qualora nei cinque anni successivi quello di fine intervento si verifichi almeno un evento interruttivo - dovuto allo stesso fattore di rischio a causa del quale è stato effettuato l'intervento - che metta fuori servizio per almeno 8 ore una linea o parte di linea oggetto di intervento di incremento della resilienza, inclusa nella sezione resilienza del piano di sviluppo. In tal caso, la riduzione del premio potrebbe essere orientativamente pari a 1/3-1/2 del premio erogato in relazione all'intervento specifico, per ciascun evento.

Decorrenza, orizzonte di incentivazione e aspetti di natura transitoria

- 4.24 Per quanto concerne la decorrenza, l'Autorità intende prevedere un avvio del meccanismo a decorrere dal 2019 in relazione alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo 2019-2021. L'Autorità intende prevedere che il meccanismo di incentivazione (premi e penali) possa applicarsi agli interventi che hanno data di conclusione prevista a partire dal 2019 (anche se sono stati avviati nel 2017 o 2018).
- 4.25 Per quanto riguarda l'orizzonte di mantenimento del meccanismo incentivazione, data l'aspettativa che lo sforzo per l'incremento della resilienza

debba essere ragionevolmente concentrato in un periodo relativamente breve, l’Autorità prevede che il meccanismo premi/penali si possa estendere fino ai Piani di sviluppo riferiti al triennio 2021-23, con un limite per la conclusione degli interventi al 2024.

- 4.26 L’Autorità potrebbe inoltre considerare, alla luce degli esiti della presente consultazione, un aspetto di natura transitoria per le imprese distributrici principali (ai sensi della deliberazione 31/2018/R/eel) che devono ancora mettere a punto le metodologie di analisi del rischio per i fattori critici di proprio interesse; tali imprese potrebbero avere facoltà all’Autorità di richiedere di *posticipare* l’applicazione dei meccanismi premi/penalità per un anno, in particolare ove ciò sia utile al consolidamento delle metodologie di analisi del rischio per aspetti non ancora consolidata alla luce dell’avanzamento dei lavori del Tavolo resilienza e, come auspicato nel successivo capitolo 5, del CEI.

Spunti per la consultazione

- Q.4** *Si condividono in generale gli orientamenti dell’Autorità in materia di incentivazione economica per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni?*
- Q.5** *Considerazioni specifiche sulle soglie degli indicatori TR, ed eventualmente anche IRI-pre, ipotizzate per identificare gli interventi da escludere dal meccanismo premio/penali.*
- Q.6** *Considerazioni specifiche sugli orientamenti in tema di granularità delle scadenze temporali.*
- Q.7** *Considerazioni specifiche sugli orientamenti in tema di determinazione delle penali.*
- Q.8** *Considerazioni specifiche sugli orientamenti in tema di determinazione dei premi.*
- Q.9** *Considerazioni specifiche sugli orientamenti in tema di condizionalità e controlli.*
- Q.10** *Considerazioni specifiche sulla decorrenza, l’orizzonte di incentivazione e l’aspetto di natura transitoria.*
- Q.11** *Si ritiene che il meccanismo di premi e penalità debba essere applicato anche agli interventi con data di conclusione nel 2018? Se sì, quali sono le condizioni che dovrebbero essere rispettate? Motivare le risposte.*

5 Prossimi passi in materia di criteri per la selezione degli interventi per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell'energia elettrica

- 5.1 Come già accennato nella parte introduttiva, è attualmente in vigore una prima versione delle Linee guida che, oltre a prevedere un contesto metodologico generale finalizzato all'individuazione degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni, dei loro costi e benefici attesi (Appendice 1), contengono una sezione nella quale il contesto metodologico è stato applicato al fattore critico manicotto di ghiaccio (Appendice 2).
- 5.2 Su iniziativa degli Uffici dell'Autorità, nel primo semestre del 2018 il Tavolo resilienza si è organizzato in sottogruppi *ad-hoc* che hanno approfondito l'applicabilità del contesto metodologico generale anche ai fattori critici allagamenti, caduta di alberi e ondate di calore.
- 5.3 I primi esiti dei lavori di tali sottogruppi sono stati presentati in una sessione plenaria del Tavolo resilienza; tuttavia, da un primo esame della documentazione resa disponibile e da confronti con le imprese di distribuzione, è emerso che le metodologie presentate in esito dei lavori dei diversi sottogruppi:
 - a) richiedono di essere consolidate, anche alla luce della loro prima applicazione;
 - b) non sono ancora pienamente condivise tra le imprese di distribuzione;
 - c) affrontano in alcuni casi temi di natura tecnico-ingegneristico che non sono disciplinabili dall'Autorità.
- 5.4 Quanto evidenziato è conseguenza del fatto che, come emerso dagli incontri tecnici del Tavolo resilienza, per i fattori critici diversi dal manicotto di ghiaccio non sono ancora disponibili modelli matematici o statistici che possano rappresentare compiutamente l'effetto di tali fattori critici sulle reti di distribuzione. In altre parole, le attività di studio e ricerca che stanno conducendo le imprese di distribuzione italiane sono da considerarsi pionieristiche nel panorama mondiale di studio della resilienza delle reti elettriche, con particolare riferimento a quelle connaturate ai fattori critici diversi dal manicotto di ghiaccio.
- 5.5 L'esame dei dati forniti dalle principali imprese distributrici ha confermato che sussistono ancora disomogeneità nelle metodologie adottate dalle singole imprese, per certi aspetti anche in relazione al fattore di rischio del manicotto di ghiaccio.
- 5.6 L'Autorità ritiene pertanto che:

- a) sia opportuno attendere il consolidamento delle metodologie di cui si è avviato lo sviluppo, nella prospettiva di pervenire ad una piena condivisione di questi tra le diverse imprese distributrici;
- b) il taglio che dovrebbe caratterizzare le Linee guida dovrebbe prescindere dalle singole metodologie specifiche per fattore critico, e limitarsi esclusivamente a descrivere il contesto metodologico generale, in termini di criteri generali da applicare per la selezione degli interventi per la resilienza; pertanto, tali criteri generali verrebbero integrati nel TIQE, sotto forma di scheda tecnica (vd schema in Appendice 1);
- c) le singole metodologie specifiche per i diversi fattori critici, sviluppate nell'ambito dei sottogruppi *ad hoc* del Tavolo resilienza, dovrebbero essere armonizzate in un ambito prettamente tecnico, piuttosto che dal Tavolo resilienza o dagli Uffici dell'Autorità; allo scopo l'Autorità ritiene che il Comitato Elettrotecnico Italiano, attraverso la costituzione di uno o più gruppi di lavoro *ad-hoc*, possa rappresentare l'alveo naturale nel quale far confluire tali attività. Questo approccio è di gran lunga preferibile perché appare il più idoneo a favorire il consenso tra i diversi operatori di rete.

Spunti per la consultazione

Q.12 *Si condividono gli sviluppi delineati dall'Autorità in materia di evoluzione delle Linee guida?*

Appendice 1: Bozza della scheda tecnica “Criteri per la selezione degli interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell’energia elettrica”

La presente scheda tecnica fornisce un ausilio alle imprese distributrici per la selezione degli interventi finalizzati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, ai sensi degli articoli 77 e 78 [del TIQE (allegato A alla delibera 646/2015/R/eel)].

CONTESTO METODOLOGICO

Vengono nel seguito descritti i principali elementi metodologici di ausilio all’individuazione degli interventi per l’incremento della resilienza.

Elementi di calcolo di indici di resilienza e degli impatti attesi

L’analisi della resilienza è basata su un indice di rischio di disalimentazione degli utenti di una rete elettrica per ciascun fattore di rischio, come illustrato nella documentazione di riferimento.

Tale indice di rischio (IRI) è il prodotto della probabilità che l’evento produca un disservizio e dell’entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio.

La probabilità di disservizio è individuata come l’inverso del tempo di ritorno dell’evento (TR).

L’entità del danno è individuata come il numero di utenti in bassa tensione disalimentati (NUD).

L’indice di rischio risulta quindi $IRI = NUD/TR$.

L’indice di resilienza (IRE) è l’inverso dell’indice di rischio ed è quindi pari al tempo di ritorno dell’evento diviso il numero di utenti in bassa tensione disalimentati ($IRE = TR/NUD$).

L’impatto atteso, cioè il miglioramento dell’indice di rischio, è valutato dalle imprese distributrici come differenza tra l’indice di rischio in condizioni post-intervento e l’indice di rischio in corrispondenza della situazione pre-intervento.

Laddove necessario, le imprese distributrici si coordinano con Terna e le imprese distributrici interconnesse al fine di stabilire se gli interventi devono essere effettuati solo sulla rete Alta Tensione (AT), solo sulla rete Media Tensione (MT) o su entrambe le reti.

Elementi di calcolo del beneficio atteso

Si veda anche la scheda 7 [del TIQE].

Per quanto riguarda il beneficio B1 devono essere stimati i minori costi per la riduzione delle interruzioni legate alla scarsa resilienza della rete ottenibile grazie all'intervento allo studio (*utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh¹⁴ non fornito per gli utenti non domestici, ed una ipotesi di durata delle interruzioni costante, pari a H ore.*

H è posto convenzionalmente pari a (facendo salva la possibilità per le imprese di definirlo diversamente a seguito di appropriata giustificazione):

- 16h per i fattori critici manicotto di ghiaccio e caduta piante;
- 8 h per i fattori critici allagamenti e ondate di calore.

Per quanto riguarda il beneficio B3 devono essere stimati i minori costi per la riduzione di interruzioni ordinarie ottenibile grazie all'intervento allo studio (*utilizzando i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici*).

Le imprese distributrici adottano e motivano le ipotesi per l'individuazione dell'energia non fornita associata alla disalimentazione degli utenti, facendo riferimento a valori medi di prelievo.

Elementi di calcolo del costo atteso

Il costo comprende almeno¹⁵:

- a) il costo di investimento per la realizzazione dell'intervento, inclusi costi compensativi esogeni alle infrastrutture dedicate ai servizi di trasmissione e di distribuzione, costi per la eventuale demolizione di infrastrutture preesistenti;
- b) i costi di esercizio e di manutenzione durante la vita economica dell'intervento.

Si vedano anche il comma 78.4, lettera i), il comma 78.6, lettera a) e la scheda 7 [del TIQE].

¹⁴ I valori economico sono definiti aggiornando, in via semplificata, i valori medi di disponibilità a pagare per evitare interruzioni (Willingness To Pay, WTP) e disponibilità ad accettare interruzioni (Willingness To Accept, WTA). Tali valori medi, espressi in valuta dell'anno 2003, sono pari a 10,39 Euro/kWh non fornito per utenti domestici e 45,23 Euro/kWh non fornito per utenti non domestici, (vd. tabella 10 del DCO 20/2011).

¹⁵ Le voci di costo da considerare per gli interventi di trasmissione sono le stesse definite dall'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel.

Parallelamente alla determinazione del costo atteso degli interventi le imprese distributrici individuano gli eventuali maggiori costi correlati alla sostituzione di linee AT oppure MT esistenti non ammortizzate.

Altri elementi dell'analisi economica

Deve tenere conto delle seguenti ipotesi:

- tasso di sconto 4% reale;
- vita economica 25 anni di esercizio;
- nessun valore residuale.

Appendice 2: Analisi quantitative dei dati relativi alle Sezioni resilienza dei Piani di sviluppo trasmessi dalle principali imprese distributrici entro il 30 giugno 2018

Tabella A2-1a: interventi per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni per impresa distributtrice e per fattore critico

Impresa	Fattore critico	Sezioni resilienza 2018 – 2020		
		N° clienti BT beneficiari	Benefici Attualizzati k€	Costi Attualizzati k€
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	Ondata di calore	2.816.663	131.347	97.337
	Manicotto di ghiaccio o neve (*)	1.270.875	886.130	383.811
UNARETI S.P.A.	Ondata di calore	685.467	109.517	12.083
	Allagamenti	6.165	12.241	6.093
	Manicotto di ghiaccio o neve	3.921	5.088	5.194
ARETI S.P.A.	Allagamenti	136.859	59.727	11.552
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	Caduta piante	24.773	16.763	3.221
IRETI S.P.A.	Ondata di calore	15.262	11.763	4.999
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.457	12.654	713

(*) inclusi 55 M€ di capex di interventi iniziati nel 2017

Tabella A2-1b: interventi o gruppi di interventi con B/C maggiore di 1 per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni per impresa distributtrice e per fattore critico

Impresa	Fattore critico	Sezioni resilienza 2018 – 2020		
		N° clienti BT beneficiari	Benefici Attualizzati k€	Costi Attualizzati k€
E-DISTRIBUZIONE S.P.A.	Ondata di calore	1.260.004	114.837	24.121
	Manicotto di ghiaccio o neve	914.254	828.611	195.539
UNARETI S.P.A.	Ondata di calore	685.467	109.517	12.083
	Allagamenti	5.450	11.343	4.622
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.506	1.754	266
ARETI S.P.A.	Allagamenti	136.859	59.727	11.552
SET DISTRIBUZIONE S.P.A.	Caduta piante	24.773	16.763	3.221
IRETI S.P.A.	Ondata di calore	9.035	9.595	1.577
	Manicotto di ghiaccio o neve	2.457	12.654	713

Tabella A2-2: valori dell'indice di rischio pre-intervento, del tempo di ritorno pre-intervento e del rapporto benefici/costi per percentili di interventi

Manicotto di ghiaccio o neve (campione esaminato: 886 interventi)

	IRI_pre	TR_pre	B/C	Δ IRI %
10° PERC.	5,70	3,35	0,03	3%
12° PERC. ¹⁶	10,15	3,60	0,04	4%
25° PERC.	38,19	4,78	0,25	34%
40° PERC.	73,38	7,11	1,03	66%
MEDIANA	111,48	9,38	1,74	80%
75° PERC.	271,48	19,96	5,11	96%
86° PERC.	426,27	50,39	9,57	99%
90° PERC.	495,46	96,83	14,18	100%
95° PERC.	671,68	205,82	27,27	100%

Ondate di calore (campione esaminato: 954 interventi)

	IRI_pre	TR_pre	B/C	Δ IRI %
10° PERC.	0,49	19,10	0,01	75%
25° PERC.	3,48	41,94	0,10	75%
29° PERC.	5,67	50,35	0,16	75%
35° PERC.	10,84	63,24	0,26	75%
MEDIANA	21,82	105,02	0,70	75%
57° PERC.	27,09	151,49	1,02	75%
75° PERC.	59,33	841,40	2,45	75%
90° PERC.	136,19	5.487,95	6,12	75%
95° PERC.	246,97	17.073,80	11,50	75%

Legenda:

IRI_pre: Indice di Rischio, valutato prima dell'intervento

TR_pre: Tempo di Ritorno, valutato prima dell'intervento

B/C: rapporto benefici / costi

Δ IRI %: variazione dell'indice di rischio a seguito dell'intervento (rispetto a IRI_pre)

¹⁶ In rosso sono indicati i valori dei percentili cui corrispondono (con la migliore approssimazione) i valori soglia di IRI_pre e TR_pre ipotizzati rispettivamente ai punti 4.8 e 4.7, e il valore del rapporto B/C=1.

Figura A2-3: investimenti nel periodo 2018-2020 in funzione del rapporto benefico/costo, per il manicotto di ghiaccio (campione esaminato: 886 interventi)

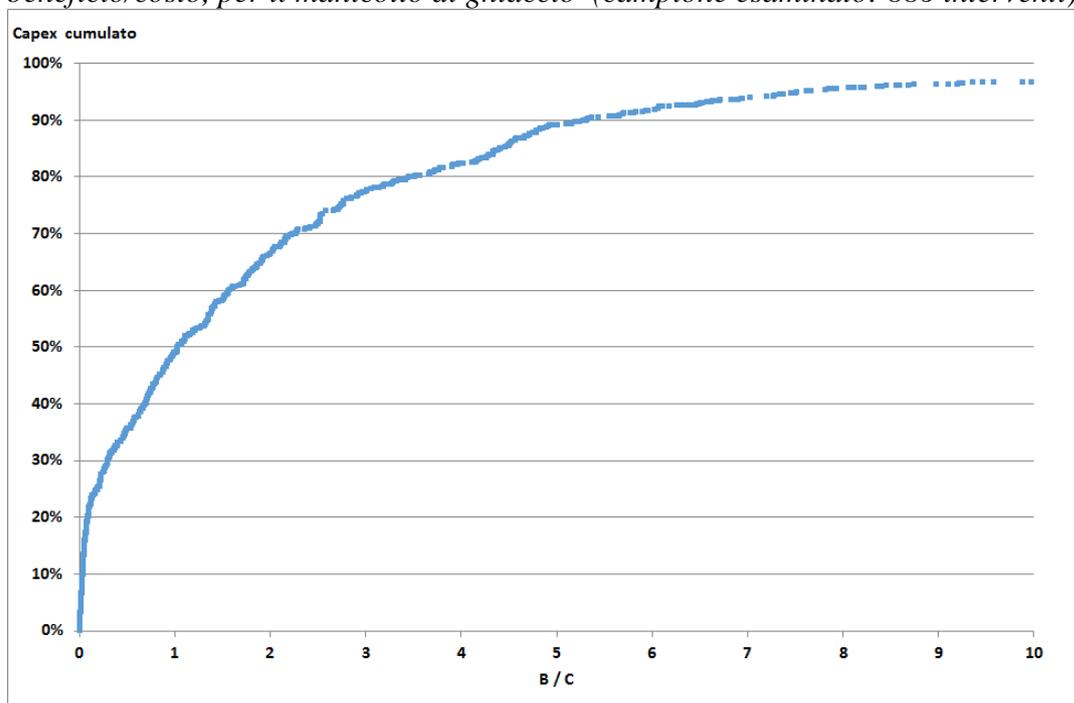


Figura A2-4: investimenti nel periodo 2018-2020 in funzione del rapporto benefico/costo, per le ondate di calore (campione esaminato: 954 interventi)

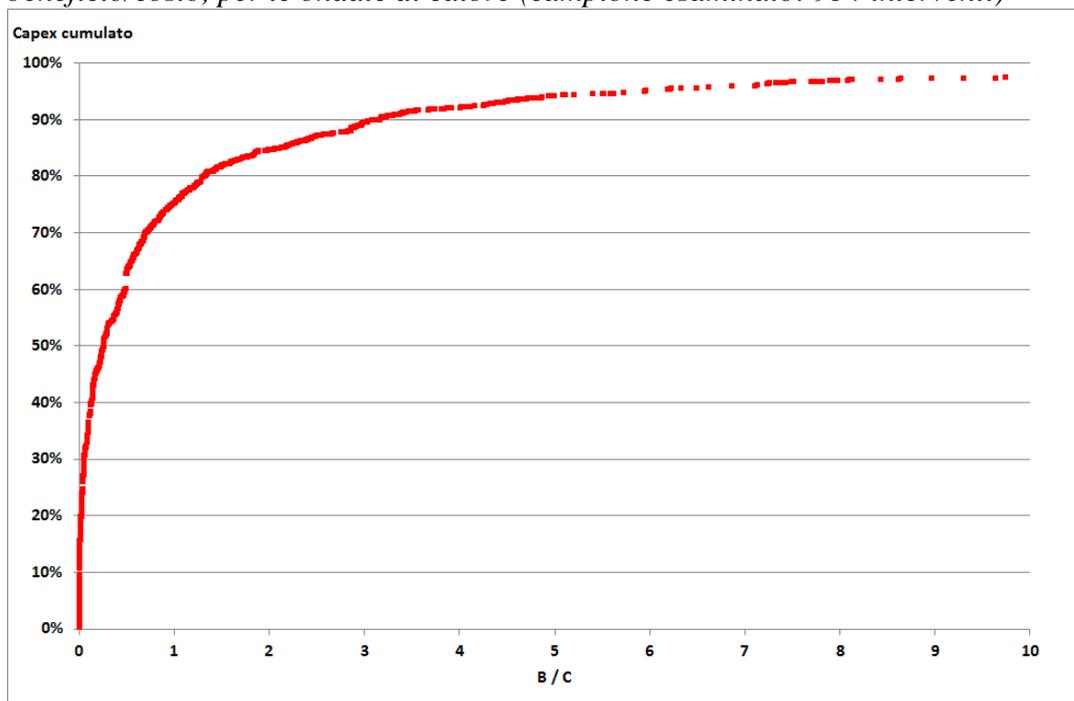


Figura A2-5: variazione percentuale dell'indice di rischio post/pre interventi nel periodo 2018-2020 in funzione del beneficio netto, per il fattore critico manicotto di ghiaccio o neve

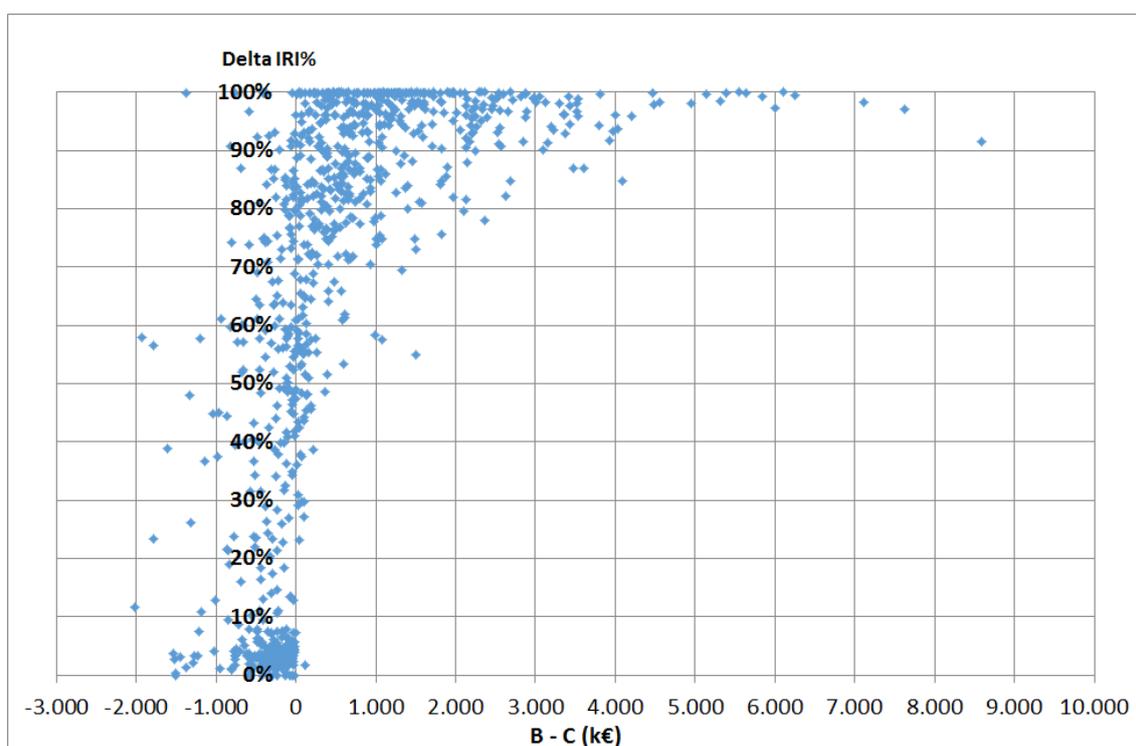


Figura A2-6: variazione percentuale dell'indice di rischio post/pre interventi nel periodo 2018-2020 in funzione del beneficio, per il fattore critico manicotto di ghiaccio o neve

