

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**173/2023/R/EEL**

**VERSO UN MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI  
NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA**

*Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani*

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL

Mercati di incidenza: energia elettrica

*20 aprile 2023*

### *Premessa*

*Il presente documento per la consultazione illustra principalmente gli orientamenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) relativamente all'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.*

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento riguardante le funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e i relativi piani di sviluppo, avviato dall'Autorità con la deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL e contiene anche orientamenti in merito ad alcuni aspetti connessi con lo sviluppo delle reti di distribuzione emersi da segnalazioni o connessi con specifiche questioni.*

*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, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata ([protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)) **entro il 24 maggio 2023.***

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, 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 qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente  
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling  
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano**

*email: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)*

## **INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI**

### **ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)**

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

#### **1. Base giuridica e finalità del trattamento**

##### ***a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni***

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

##### ***b. Pubblicazione delle osservazioni***

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

##### ***c. Modalità della pubblicazione***

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

#### **2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati**

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### **3. Comunicazione e diffusione dei dati**

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

### **4. Titolare del Trattamento**

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.

### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: [rpd@arera.it](mailto:rpd@arera.it).

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

## INDICE

<b>PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....</b>	<b>7</b>
1. <b>Contesto di riferimento .....</b>	<b>7</b>
2. <b>Quadro normativo europeo e nazionale .....</b>	<b>8</b>
3. <b>Oggetto della consultazione e struttura del presente documento.....</b>	<b>10</b>
4. <b>Collegamento con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) ..</b>	<b>11</b>
<b>PARTE II PRIORITÀ PER LO SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE .....</b>	<b>12</b>
5. <b>Priorità per gli investimenti nelle reti di distribuzione .....</b>	<b>12</b>
<b>PARTE III PIANI DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI CON ALMENO 100.000 CLIENTI FINALI .....</b>	<b>14</b>
6. <b>Considerazioni e orientamenti sulle tempistiche dei Piani di sviluppo.....</b>	<b>14</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>15</i>
7. <b>Elementi metodologici nei Piani di sviluppo 2023 .....</b>	<b>16</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>17</i>
8. <b>Stima dei costi nel Piano di sviluppo 2023.....</b>	<b>19</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>19</i>
9. <b>Evoluzione dei Piani di sviluppo (post 2023).....</b>	<b>20</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>20</i>
10. <b>Attività di coordinamento per la preparazione dei Piani di sviluppo (post 2023)</b>	<b>21</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>22</i>
11. <b>Rapporto annuale sulle performance di ciascuna impresa distributrice .....</b>	<b>22</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>23</i>
12. <b>Monitoraggio dell'avanzamento del Piano di sviluppo .....</b>	<b>23</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>24</i>
13. <b>Focus sugli interventi di ammodernamento delle colonne montanti vetuste ...</b>	<b>24</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>25</i>
14. <b>Focus sugli interventi di armonizzazione delle tensioni .....</b>	<b>26</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>26</i>
15. <b>Indicatori di prestazione delle reti di distribuzione .....</b>	<b>27</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	<i>29</i>
<b>PARTE IV AGGIORNAMENTO DI DISPOSIZIONI CORRELATE ALLO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE.....</b>	<b>29</b>
16. <b>Premessa .....</b>	<b>29</b>

<b>17. Aggiornamento del perimetro di interventi per la resilienza già ammessi al meccanismo incentivante .....</b>	<b>30</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	32
<b>18. Incentivo resilienza: ambito di applicazione .....</b>	<b>33</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	33
<b>19. Incentivo resilienza: tempistiche delle istanze di ammissione .....</b>	<b>33</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	34
<b>20. Incentivo resilienza: modalità di definizione dello schema incentivante .....</b>	<b>34</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	35
<b>21. Incentivo resilienza: valorizzazione dell'energia non fornita .....</b>	<b>36</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	37
<b>22. Possibili disposizioni per sviluppi di rete funzionali ad aree di nuova elettrificazione .....</b>	<b>38</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	39
<b>PARTE V SVILUPPO DELLE RETI DI IMPRESE DISTRIBUTRICI A CUI SI APPLICA LA TARIFFA PARAMETRICA.....</b>	<b>39</b>
<b>23. Contesto e tipologia dei costi coperti tramite fattore correttivo .....</b>	<b>39</b>
<b>24. Criteri di riconoscimento dei costi tramite fattore g .....</b>	<b>41</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	41
<b>25. Orientamenti sulla presentazione delle istanze .....</b>	<b>44</b>
<i>Orientamenti dell'Autorità .....</i>	44
<b>APPENDICE A OPZIONI PER L'ARMONIZZAZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO POST 2023.....</b>	<b>45</b>
Possibile struttura del Piano di sviluppo post 2023 .....	45
Appendice metodologica per l'identificazione degli interventi .....	46
Esempi di categorie elementari di investimento ai fini della stima dei costi .....	47

## PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

### 1. Contesto di riferimento

- 1.1 Il processo di transizione energetica vede come elemento centrale e abilitante lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Per entrambe le reti è previsto un *trend* di investimenti crescenti a fronte di molteplici esigenze, che variano dall'integrazione di generazione da fonti rinnovabili agli impatti dell'elettrificazione e della conseguente crescita del carico atteso, all'integrazione dei veicoli elettrici, solo per citare alcuni esempi.
- 1.2 Un rapporto preparato a inizio 2021 da due associazioni europee di imprese distributrici<sup>1</sup> ha indicato investimenti compresi tra 375 e 425 miliardi di euro (inclusi 30-35 miliardi di euro per lo *smart metering*) per il periodo 2020-2030 nei 27 paesi dell'Unione Europea e Regno Unito, con una crescita stimata degli investimenti del 50%-70% rispetto alla media su base annua. Questi investimenti sono correlati a differenti *driver*: elettrificazione degli edifici e dell'industria, mobilità elettrica, integrazione rinnovabili, modernizzazione, digitalizzazione e automazione, incremento della resilienza.
- 1.3 Per contribuire a un percorso virtuoso e socialmente utile di crescita degli investimenti, *trend* che peraltro si sta già registrando anche in Italia, uno degli strumenti identificati dal *Clean Energy for All Europeans Package* e in particolare dalla direttiva (UE) 2019/944<sup>2</sup>, è il piano di sviluppo della rete di distribuzione.
- 1.4 Mentre in alcuni paesi europei (in effetti, una quota di minoranza), il piano di sviluppo della rete di distribuzione rappresenta una novità, in Italia è uno strumento già utilizzato dal 2010, quando è stato introdotto dall'Autorità con la deliberazione 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10 principalmente alla luce della forte penetrazione di generazione distribuita (in particolare fotovoltaica) di quegli anni.
- 1.5 Inoltre, la direttiva (UE) 2019/944 ha rafforzato il ruolo di alcuni strumenti incentivanti e previsto che le autorità di regolazione identifichino degli indicatori di prestazione delle reti di distribuzione, come meglio specificato nel paragrafo successivo.
- 1.6 In questo contesto di transizione energetica, l'Autorità intende presentare in questa consultazione l'aggiornamento delle disposizioni per i piani di sviluppo, collegando questa attività al percorso di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio, previsto dall'obiettivo OS.26 del proprio Quadro Strategico 2022-2025 e agli obiettivi di sostenibilità sociale, economica e ambientale, come previsto dall'obiettivo OS.6 del medesimo Quadro Strategico 2022-2025.

---

<sup>1</sup> E.DSO e Eurelectric, “*Connecting the dots*”, gennaio 2021. Disponibile anche sul sito internet: <https://www.edsoforsmartgrids.eu/images/publications/Deloitte-Study-connecting-the-dots-full-study.pdf>

<sup>2</sup> Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.

## 2. Quadro normativo europeo e nazionale

2.1 Più in dettaglio, nell'ambito del quadro legislativo europeo, la direttiva (UE) 2019/944 ha previsto che:

- a) il gestore del sistema di distribuzione ha la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica (articolo 31, comma 1);
- b) il gestore del sistema di distribuzione fornisce agli utenti le informazioni di cui hanno bisogno per un accesso efficiente al sistema, compreso l'utilizzo di quest'ultimo (articolo 31, comma 3);
- c) gli Stati membri garantiscono l'attuazione di un sistema di accesso dei terzi ai sistemi di distribuzione applicato obiettivamente e senza discriminazioni tra gli utenti del sistema (articolo 6, comma 1);
- d) il gestore del sistema di distribuzione può rifiutare l'accesso ove manchi la capacità necessaria, con rifiuto debitamente motivato e basato su criteri oggettivi e giustificati sul piano tecnico ed economico (articolo 6, comma 2);
- e) gli Stati membri definiscono il quadro normativo necessario per consentire ai gestori dei sistemi di distribuzione di acquisire servizi di flessibilità, compresa la gestione della congestione nelle loro aree, e incentivarli in tal senso, al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione (articolo 32, comma 1);
- f) lo sviluppo di un sistema di distribuzione è basato su un piano trasparente di sviluppo della rete che l'operatore del sistema di distribuzione<sup>3</sup> pubblica almeno ogni due anni e presenta all'autorità di regolazione (articolo 32, comma 3);
- g) l'autorità di regolazione può chiedere la modifica del piano di sviluppo (articolo 32, comma 4).

2.2 È anche rilevante ricordare che la definizione del gestore del sistema di distribuzione (ossia qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica) si concentra particolarmente sul ruolo dei gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) nel soddisfare le richieste degli utenti.

2.3 La direttiva (UE) 2019/944 prevede inoltre che le autorità di regolazione monitorino e valutino le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente che promuova l'efficienza energetica e l'integrazione di energia da

---

<sup>3</sup> Con possibile deroga degli Stati membri per le imprese elettriche integrate che riforniscono meno di 100.000 clienti allacciati o che riforniscono piccoli sistemi isolati.

- fonti rinnovabili sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblichino ogni due anni una relazione nazionale che contenga raccomandazioni (articolo 59, comma 1, lettera l).
- 2.4 Inoltre, il regolamento europeo (UE) 2019/943 del 5 giugno 2019 (di seguito: regolamento (UE) 2019/943) dispone che i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperino per pianificare e gestire le rispettive reti e che, al fine di assicurare uno sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambino tutte le informazioni e i dati necessari (articolo 57, comma 1).
- 2.5 Per quanto riguarda la legislazione italiana, sono state introdotte modifiche dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21).
- 2.6 L'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nella versione attualmente vigente, modificata dall'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21<sup>4</sup> (di seguito: decreto legislativo 28/11), prevede che il gestore della rete di distribuzione alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali elabori, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, tenuto conto delle modalità stabilite dall'Autorità entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto legislativo 210/21.
- 2.7 Riguardo il ruolo dell'Autorità, la versione originale - vigente prima delle modifiche introdotte dal decreto legislativo 210/21 - già prevedeva che le modalità per il piano di sviluppo fossero individuate dall'Autorità.
- 2.8 La norma attuale dispone anche che il piano di sviluppo:
- a) sia predisposto a valle di una consultazione pubblica (nuova disposizione);
  - b) sia predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (disposizione già vigente);
  - c) abbia un orizzonte temporale almeno quinquennale (nuova disposizione, che estende la precedente);
  - d) individui il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connesse alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete (nuova disposizione);
  - e) indichi gli investimenti programmati<sup>5</sup>, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi

---

<sup>4</sup> Già in precedenza, in base alla precedente versione dell'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, le imprese distributrici avevano l'obbligo di predisporre e di pubblicare annualmente un Piano di sviluppo del sistema di distribuzione, con particolare riguardo agli investimenti resi necessari dal prorompente sviluppo della generazione distribuita.

<sup>5</sup> Nelle nuove disposizioni, non è più esplicitato l'obbligo di indicare i tempi di realizzazione previsti per gli investimenti pianificati.

- carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici (disposizione in parte già vigente);
- f) includa una comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema (nuova disposizione).
- 2.9 L'Autorità può richiedere al gestore del sistema di distribuzione modifiche rispetto al piano presentato.
- 2.10 Infine, l'articolo 35 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ha introdotto disposizioni per accelerare il potenziamento della rete elettrica in relazione a modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili, sviluppo delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili, pianificazione integrata dei gestori di rete per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici, pianificazione di opere di rete urgenti.
- 2.11 L'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 210/21 ha integrato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, prevedendo che l'Autorità monitori e valuti le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente funzionale all'integrazione di energia da fonti rinnovabili per il perseguimento degli obiettivi definiti nel PNIEC, sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblici ogni due anni una relazione nazionale che contenga raccomandazioni.

### **3. Oggetto della consultazione e struttura del presente documento**

- 3.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito del procedimento relativo alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e ai relativi piani di sviluppo, avviato dall'Autorità con la deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 121/2022/R/EEL), e contiene anche orientamenti in merito ad alcuni aspetti connessi con lo sviluppo delle reti di distribuzione emersi da segnalazioni o connessi con specifiche questioni.
- 3.2 La Parte II del documento illustra gli orientamenti dell'Autorità relativamente all'identificazione di priorità per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica.
- 3.3 La Parte III del documento tratta la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione e discute la definizione di indicatori di prestazione del servizio di distribuzione.
- 3.4 La Parte IV del documento presenta orientamenti per l'aggiornamento o l'integrazione di alcune disposizioni dell'Autorità, relative o correlate agli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, inclusi possibili aggiornamenti della regolazione per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione.

- 3.5 Infine, la Parte V tratta l'argomento delle istanze per applicazione del fattore correttivo cosiddetto *g* da parte delle imprese distributrici per cui il riconoscimento dei costi è basato sulla cosiddetta tariffa parametrica introdotta con la deliberazione 11 aprile 2018, 237/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 237/2018/R/EEL).
- 3.6 Infine, il documento è corredato da un Appendice A relativa a opzioni di medio termine per l'armonizzazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

#### **4. Collegamento con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS)**

- 4.1 Il tema degli investimenti nelle reti di distribuzione e dei relativi piani di sviluppo presenta evidenti interrelazioni con la regolazione tariffaria, che tendono a rafforzarsi nella prospettiva di sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS), di cui all'Obiettivo OS.26 del Quadro strategico dell'Autorità 2022-2025.
- 4.2 La deliberazione 121/2022/R/EEL ha indicato la finalità di implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e agli obblighi e poteri dell'Autorità riguardanti i piani di sviluppo, di cui all'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, in modalità coerenti con lo sviluppo della nuova regolazione delle infrastrutture per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS).
- 4.3 Con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM, l'Autorità ha approvato il Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS), che definisce il primo livello (ROSS-base) dell'approccio ROSS, mentre il modello ROSS--integrale è oggetto del procedimento avviato con la deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/EEL.
- 4.4 Nel documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/EEL erano stati illustrati i tratti essenziali sia dell'approccio ROSS-base che dell'approccio ROSS-integrale.
- 4.5 In particolare, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, era stata ipotizzata l'applicazione del regime ROSS-integrale per la principale impresa distributtrice a partire dal 2026 ed era stata indicata l'opportunità di valutare la possibile applicazione del ROSS-integrale per le altre (tre) imprese che servono oltre 500 mila punti di prelievo.
- 4.6 Nell'ambito dell'approccio ROSS-integrale, le principali imprese distributrici saranno tenute a predisporre periodicamente e sottoporre all'Autorità un *business plan*, la cui disciplina sarà oggetto della prossima consultazione nell'ambito del procedimento in tema di ROSS-integrale.
- 4.7 Le interrelazioni della regolazione tariffaria con la disciplina relativa ai Piani di sviluppo nell'ambito dello sviluppo del ROSS-integrale si sostanziano nelle esigenze di ben inquadrare i punti di contatto e le differenze tra i Piani di sviluppo

e i *business plan*,<sup>6</sup> ossia i piani industriali proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli *output* attesi.

- 4.8 Come già indicato nel documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL, il *business plan* ha principalmente le funzioni di:
- a) spiegare le valutazioni del gestore sulla domanda del servizio fornito (in termini non solo di quantità, ma anche di livelli di prestazione attesi);
  - b) rendere evidenti gli obiettivi perseguiti;
  - c) dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi.
- 4.9 Le caratteristiche e i requisiti dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione sono illustrati nella Parte III di questo documento per la consultazione.

## **PARTE II**

### **PRIORITÀ PER LO SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

#### **5. Priorità per gli investimenti nelle reti di distribuzione**

- 5.1 Ancora prima delle disposizioni del decreto legislativo 28/11, l’Autorità ha definito con la deliberazione 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10 modalità per la predisposizione dei piani di sviluppo.
- 5.2 Intervenendo sul Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA - articolo 4, comma 6), l’Autorità ha previsto che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno<sup>7</sup>, pubblicino e trasmettano all’Autorità e al Ministero i propri piani per lo sviluppo delle reti, anche tenendo conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica.
- 5.3 In particolare, devono essere resi pubblici e trasmessi i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione o cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre che i piani di intervento più significativi relativi alle linee in media tensione, ivi inclusa l’eventuale elettrificazione di nuove aree.
- 5.4 Oltre all’introduzione delle disposizioni riguardanti i piani di sviluppo, da alcuni anni, l’Autorità ha avviato diversi meccanismi regolatori che contengono disposizioni specifiche relative all’attività di pianificazione degli investimenti nelle reti di distribuzione:
- a) la deliberazione 25 gennaio 2018, 31/2018/R/EEL ha definito requisiti per la preparazione di sezioni del piano di sviluppo che riguardano gli interventi di incremento della resilienza, sviluppate in modo coordinato con Terna e con

---

<sup>6</sup> Maggiori elementi sui *business plan* sono disponibili nel capitolo 9 del documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL. Si vedano anche le premesse alla deliberazione 25 ottobre 2022, 527/2022/R/EEL riguardo le differenze tra piani di sviluppo e *business plan*.

<sup>7</sup> Questa disposizione è stata sospesa dall’Autorità in relazione all’anno 2022.

le imprese distributrici interconnesse e sottese; con tale deliberazione è stata anche definita una categorizzazione dei benefici attesi dagli interventi, la loro quantificazione e la predisposizione di elenchi di informazioni per ciascun intervento o raggruppamento di interventi;

- b) la deliberazione 18 dicembre 2018, 668/2018/R/EEL ha integrato le precedenti disposizioni, definendo alcuni parametri per l'analisi economica e per la monetizzazione dei benefici;
- c) la deliberazione 12 novembre 2019, 467/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 467/2019/R/EEL) ha previsto l'effettuazione di un censimento delle colonne montanti vetuste da parte di ciascuna impresa distributtrice, al fine di identificare le esigenze di investimenti per il loro ammodernamento;
- d) la determinazione DIEU 2/2021 ha previsto che Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in alta o altissima tensione inviassero all'Autorità una relazione congiunta sugli esiti delle attività di coordinamento della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva.

5.5 In alcune di queste attività l'Autorità ha avviato valutazioni in merito alla relazione tra sviluppi della rete e il loro beneficio netto, ovvero la differenza tra benefici e costi di tali sviluppi infrastrutturali.

5.6 Oltre ai *driver* di miglioramento del servizio sottesi agli interventi regolatori sopra richiamati (ossia l'incremento della resilienza della rete a eventi estremi, l'ammodernamento delle colonne montanti condominiali e il contributo al controllo della tensione e alla gestione degli scambi di energia reattiva), se ne possono identificare numerosi altri, quali ad esempio:

- a) incremento della *hosting capacity* (frequentemente riferita alle sole iniezioni di potenza attiva e quindi particolarmente connesso con l'integrazione delle fonti rinnovabili);
- b) crescita del carico/elettrificazione sia in aree già ampiamente servite, sia in aree di nuova urbanizzazione (o nuova elettrificazione di aree industriali e nuove utenze, come nell'ambito dei porti con il *cold ironing*);
- c) miglioramento della continuità del servizio;
- d) miglioramento della qualità della tensione;
- e) accelerazione del ripristino del servizio a fronte di eventi estremi;
- f) integrazione di veicoli elettrici;
- g) riduzione delle perdite di rete;
- h) armonizzazione dei livelli di tensione MT e razionalizzazione delle reti;
- i) adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento, inclusa la sostenibilità e la tutela dell'ambiente.

5.7 Oltre a questi *driver*, più immediatamente riferibili ai livelli di servizio percepiti dagli utenti finali o dal sistema elettrico nel suo complesso (c.d. *output*), sono da tenere presenti altre attività delle imprese distributrici non direttamente correlabili al livello di servizio percepito dagli utenti finali (talvolta indicate con il termine

- throughput*), quali ad esempio l’osservabilità degli utenti connessi, la protezione da rischi *cyber*, l’automazione, la digitalizzazione, lo scambio dati.
- 5.8 Inoltre, è da ricordare che il PNRR ha previsto lo stanziamento di significative risorse economiche per interventi di potenziamento delle reti elettriche di distribuzione dell’energia elettrica, pari a quasi 4 miliardi di euro complessivi (2,61 miliardi di euro per “elettrificazione”, 1,00 miliardi di euro per “*smart grid*” e 0,35 miliardi di euro per “resilienza”).
- 5.9 Tali stanziamenti si riferiscono alla missione 2, componente 2, misure M2C2I2.1 e M2C2I2.2 del PNRR e corrispondono a prestiti (*loans*).
- 5.10 I vincoli legati all’utilizzo tempestivo delle risorse per investimenti che beneficino di questi finanziamenti (30 giugno 2026) potrebbero influenzare le azioni delle imprese distributrici nei prossimi anni, modificando il livello di priorità di alcune attività rispetto ad altre.

*S I. Osservazioni in merito alle priorità per lo sviluppo selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica, indicando se possibile un livello di importanza (es. elevato, medio, limitato) annesso a ciascun driver. Si suggerisce di indicare tre priorità chiave.*

### **PARTE III**

## **PIANI DI SVILUPPO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI CON ALMENO 100.000 CLIENTI FINALI**

### **6. Considerazioni e orientamenti sulle tempistiche dei Piani di sviluppo**

- 6.1 Le disposizioni legislative non definiscono i termini e le tempistiche di predisposizione e consultazione del Piano di sviluppo di ciascuna impresa distributtrice, eccetto la cadenza biennale di tale Piano.
- 6.2 Si ritiene che, in una prospettiva di medio termine, la definizione di tali termini non possa prescindere dalle tempistiche con cui diventano disponibili le ipotesi per le valutazioni quantitative sugli interventi previsti, ipotesi che sono normalmente indicate con il termine “scenari dei piani di sviluppo”.
- 6.3 Al riguardo, l’Autorità ha già indicato l’orientamento che tutti i piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario, e l’opportunità<sup>8</sup> che Snam e Terna, nella predisposizione degli scenari per i piani di sviluppo, assicurino ampia partecipazione dei soggetti interessati e, in particolare, delle imprese distributrici di energia elettrica e di gas, al fine di favorire coerenza tra gli scenari di tutti i piani di sviluppo delle reti elettriche.

<sup>8</sup> Cfr. premesse della deliberazione 22 febbraio 2022, 65/2022/R/COM.

- 6.4 Sia a livello europeo, sia a livello nazionale, gli scenari dei piani di sviluppo<sup>9</sup> sono predisposti ogni due anni.
- 6.5 A livello europeo, gli scenari congiunti di ENTSO-E e ENTSOG per i piani di sviluppo europei (*Ten Year Network Development Plans*, TYNDP) sono stati resi disponibili a aprile 2022 e sono stati oggetto dell'opinione ACER 06/2022 del 15 luglio 2022.<sup>10</sup>
- 6.6 A gennaio 2023, ACER ha pubblicato le proprie *framework guidelines* per gli scenari dei TYNDP europei<sup>11</sup>. Tale documento richiede che gli scenari dei TYNDP europei siano pubblicati entro la fine degli anni dispari. Successivamente, come previsto dal regolamento (UE) 2022/869 (nuovo regolamento TEN-E), decorrono tre mesi per l'opinione di ACER e altri tre mesi per l'approvazione della Commissione europea, che sarebbe quindi attesa entro il mese di giugno degli anni pari.
- 6.7 A livello nazionale, l'esercizio più recente di scenari Snam - Terna ha portato alla pubblicazione del documento congiunto di scenari<sup>12</sup> per i piani di sviluppo di trasmissione elettrica e di trasporto gas 2023 a fine luglio 2022, come previsto dalla deliberazione 22 febbraio 2022, 65/2022/R/COM.
- 6.8 Nelle premesse di questa deliberazione, l'Autorità ha indicato l'opportunità di una prossima consultazione riguardo l'introduzione di ulteriori requisiti minimi per gli scenari dei piani di sviluppo delle reti energetiche, incluse le relative scadenze, tenendo anche conto degli sviluppi legislativi in sede europea<sup>13</sup>, a valle dell'esperienza dei piani di sviluppo di distribuzione e di trasmissione elettrica e dei piani di sviluppo di trasporto gas 2023.
- 6.9 Nei prossimi anni, alla luce della stretta interdipendenza tra scenari sviluppati in sede europea e in sede nazionale, è plausibile ipotizzare che i documenti di scenario possano essere resi disponibili nei mesi centrali degli anni pari.
- 6.10 Ne consegue che le fasi di preparazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione potranno collocarsi principalmente nel secondo semestre degli anni pari, con il possibile completamento all'inizio del successivo anno dispari.

### Orientamenti dell'Autorità

- 6.11 Per i piani di sviluppo a partire dal 2025, l'Autorità è orientata a prevedere che:

---

<sup>9</sup> In ottica più ampia è previsto anche un processo di definizione degli scenari energetici in relazione ai Piani nazionali energia e clima, che hanno una frequenza di predisposizione e aggiornamento grossomodo quinquennale, che perciò non è direttamente compatibile con tutte le edizioni biennali dei Piani di sviluppo.  
<sup>10</sup>

[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2006-2022%20on%20draft%20TYNDP%202022%20Scenario%20Report.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2006-2022%20on%20draft%20TYNDP%202022%20Scenario%20Report.pdf)

<sup>11</sup>

[https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Framework\\_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG\\_For\\_Joint\\_TYNDP\\_Scenarios.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_For_Joint_TYNDP_Scenarios.pdf)

<sup>12</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete/scenari>

<sup>13</sup> Il riferimento era relativo alle attività di finalizzazione del nuovo regolamento TEN-E e in particolare all'introduzione delle ACER *framework guidelines* per gli scenari TYNDP.

- a) le imprese distributrici presentino i piani di sviluppo (nella versione pre-consultazione) all’Autorità entro il 31 gennaio degli anni dispari;
  - b) le imprese distributrici conducano una consultazione pubblica della durata di almeno 30 giorni;
  - c) le imprese distributrici trasmettano i piani di sviluppo (nella versione a valle della consultazione), le osservazioni ricevute e le proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate, all’Autorità entro il 30 aprile degli anni dispari.
- 6.12 Le tempistiche indicate a partire dal 2025 riflettono le considerazioni espone in precedenza, l’opportunità, per quanto possibile, di utilizzare dati di scenario aggiornati e la compatibilità con le attività di preparazione dei *business plan* nell’approccio ROSS-integrale.
- 6.13 Per l’anno 2023, in chiave di transizione graduale, l’Autorità è orientata a prevedere che la presentazione dei piani di sviluppo secondo quanto già previsto all’articolo 4, comma 6, del TICA sia aggiornata dalle seguenti modalità riguardanti la consultazione pubblica:
- a) le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali presentino i propri piani di sviluppo (nella versione pre-consultazione) all’Autorità e al Ministero entro il 31 agosto 2023, senza obbligo di pubblicazione, che potrà essere effettuata in un secondo momento;
  - b) le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali conducano una consultazione pubblica sullo schema di piano di sviluppo indicativamente nel mese di settembre 2023;
  - c) le imprese distributrici trasmettano i piani di sviluppo (nella versione a valle della consultazione), le osservazioni ricevute e le proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate, all’Autorità entro il 31 ottobre 2023.

*S 2.Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo a regime a partire dal 2025.*

*S 3.Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo 2023 in chiave di transizione graduale.*

## **7. Elementi metodologici nei Piani di sviluppo 2023**

- 7.1 Oltre all’obbligo per l’impresa distributtrice di effettuare una consultazione pubblica, già discusso nel precedente capitolo, le disposizioni dell’articolo 18 del

decreto legislativo 28/11 richiamate nel precedente capitolo 2 definiscono alcuni contenuti essenziali dei Piani di sviluppo<sup>14</sup>:

- a) dal punto di vista di processo, richiedono il coordinamento con il gestore del sistema di trasmissione;
- b) riguardo le esigenze del sistema elettrico, prevedono l'individuazione del fabbisogno di flessibilità e le congestioni di rete previste;
- c) riguardo la predisposizione del Piano (termine che potrebbe comprendere scenari, aspetti metodologici e investimenti previsti), richiedono la coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
- d) ancora riguardo gli investimenti previsti, indicano un orizzonte temporale almeno quinquennale.

7.2 Oltre a aggiornare le modalità già definite dall'articolo 4, comma 6, dal TICA (cfr. capitolo precedente), l'Autorità intende introdurre ulteriori disposizioni intenzionalmente minimali per il Piano di sviluppo 2023, principalmente in tema di presentazione degli investimenti, al fine di consentire il rispetto delle tempistiche sopra indicate, senza significative evoluzioni, che saranno invece introdotte a partire da attività di coordinamento durante il resto dell'anno e il 2024.

7.3 In particolare, i successivi orientamenti sono riferiti a elementi di fatto essenziali per la predisposizione di un piano di sviluppo, peraltro spesso già presenti nei precedenti piani di sviluppo delle imprese distributrici, o a implementazione delle nuove disposizioni di legge.

#### Orientamenti dell'Autorità

7.4 Per l'anno 2023, l'Autorità è orientata a prevedere che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali accompagnino il proprio piano di sviluppo con alcuni primi elementi in risposta ai requisiti di legge:

- a) identificazione delle criticità e delle esigenze per lo sviluppo delle reti di distribuzione, incluso quanto richiesto in merito dall'articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 28/11;
- b) verifica della coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo 2023 della rete di trasmissione nazionale.

7.5 Inoltre, per il Piano di sviluppo del 2023, l'Autorità è orientata a prevedere che le imprese distributrici determinino in autonomia la "granularità" degli investimenti da presentare nel Piano (ovvero il livello di raggruppamento dei singoli investimenti in interventi e quindi di fatto il numero di interventi, che è una scelta che dovrebbe contemperare la tracciabilità degli interventi e la facilità di identificazione<sup>15</sup>) e, per ciascuno degli investimenti presentati, indichino nel proprio piano di sviluppo i seguenti elementi essenziali della pianificazione:

---

<sup>14</sup> La disposizione riguardante la comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure alternative è discussa nel successivo capitolo.

<sup>15</sup> Questi obiettivi di fatto si contrappongono: la scelta di un numero limitato di interventi dovrebbe essere più tracciabile e facilmente fruibile dagli *stakeholder*, la scelta di un numero maggiore di interventi consente di identificarli più puntualmente.

- a) il costo stimato a vita intera;
- b) la data prevista di entrata in esercizio<sup>16</sup>;
- c) l'identificazione del primo Piano in cui è stato pianificato l'investimento;
- d) nel caso il primo Piano sia antecedente al 2023, l'avanzamento rispetto a quanto previsto nel piano di sviluppo 2021 (possibili opzioni: in anticipo, come previsto, in ritardo, posticipato) e, nel caso di ritardi (esogeni all'impresa) o posticipazioni volontarie da parte dell'impresa, la loro principale motivazione.

7.6 Riguardo la granularità degli investimenti, alcune indicazioni sono fornite dal capitolo 2.3 del rapporto CEER sui piani di sviluppo della distribuzione<sup>17</sup>, che suggerisce:

- a) per progetti in alta tensione e cabine primarie AT/MT: un intervento per ogni progetto, con descrizione e codice identificativo;
- b) per progetti in bassa tensione: aggregazione in un singolo intervento per area, con una chiara identificazione dell'area interessata, fornendo ad esempio il numero totale di chilometri di linee in bassa tensione (per l'intervento "linee BT nell'area di x") e la capacità totale di trasformazione MT/BT (per l'intervento "nuove cabine secondarie nell'area di x");
- c) per progetti in media tensione, flessibilità di fornire informazioni (ossia record o schede intervento) individuali oppure aggregate.

7.7 Per la consultazione pubblica (come detto, da condursi indicativamente a settembre 2023), l'Autorità è orientata a prevedere che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali accompagnino il proprio piano di sviluppo con i seguenti elementi metodologici:

- a) descrizione delle ipotesi assunte per la preparazione del piano, in particolare riguardo lo sviluppo atteso della generazione e dei carichi;
- b) categorizzazione degli investimenti previsti sulla base della loro finalità principale (ad es. crescita del carico/elettrificazione, integrazione di energie rinnovabili/incremento della *hosting capacity*, miglioramento della continuità, incremento della resilienza, riduzione delle perdite, integrazione di veicoli elettrici, controllo della tensione e gestione dell'energia reattiva)<sup>18</sup>;
- c) spiegazione della metodologia utilizzata per identificare gli investimenti di sviluppo nell'ambito di ciascuna categoria di cui al punto precedente;
- d) spiegazione della granularità scelta per presentare gli investimenti di sviluppo;
- e) stima dei costi (vd. successivo capitolo).

---

<sup>16</sup> Il termine "data" è la traduzione del termine inglese "*commissioning date*", che può essere riferito a mese, trimestre, semestre, anno.

<sup>17</sup> Council of European Energy Regulators, *CEER Views on Electricity Distribution Network Development Plans*, 24 novembre 2021. Disponibile al sito internet: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/2da60a45-6262-c6bc-080a-4f24b4c542cd>

<sup>18</sup> Si rimanda alla precedente Parte II per un elenco più esaustivo dei possibili *driver*.

*S 4. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall’Autorità riguardo gli elementi metodologici da esplicitare nei Piani di sviluppo 2023.*

## **8. Stima dei costi nel Piano di sviluppo 2023**

- 8.1 Oltre a quanto già discusso nei due precedenti capitoli, l’articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11 prevede la comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure alternative.
- 8.2 Tipicamente, per gli interventi (o “misure di investimento”, con i termini utilizzati nel decreto) l’impresa distributrice definisce la stima di costo sulla base di categorie elementari di investimento e dei relativi costi unitari di investimento, utilizzando anche ipotesi standardizzate per i costi operativi.
- 8.3 Ogni categoria elementare di investimento (es. linea aerea in media tensione con conduttore isolato) può essere oggetto di tipizzazione (es. pianura oppure montagna).
- 8.4 L’Appendice A al presente documento riporta un esempio di identificazione di categorie elementari di investimento.

### *Orientamenti dell’Autorità*

- 8.5 Per la consultazione pubblica da condursi indicativamente a settembre 2023, l’Autorità è orientata a prevedere che le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali accompagnino il proprio piano di sviluppo con la descrizione delle modalità di stima dei costi.
- 8.6 In particolare, ciascuna impresa distributrice potrebbe elencare in un documento di accompagnamento al Piano di sviluppo:
  - a) le categorie elementari di investimento;
  - b) la quantificazione del costo unitario di investimento utilizzato;
  - c) la modalità di quantificazione del costo operativo (es. percentuale annua del costo di investimento determinata da esercizio e manutenzione, differenziata per categoria di investimento).
- 8.7 Qualora non sia adottata una stima basata sui costi unitari di investimento, anche solo per alcune tipologie di intervento, l’impresa distributrice assicurerà la dovuta trasparenza sulla modalità di stima dei costi.

*S 5. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall’Autorità riguardo la stima dei costi nei Piani di sviluppo 2023.*

## 9. Evoluzione dei Piani di sviluppo (post 2023)

- 9.1 Le attività di pianificazione delle reti elettriche sono naturalmente caratterizzate da un processo di miglioramento continuo, a ogni successiva edizione del Piano.
- 9.2 Questo approccio di “*continuous improvement*” è stato anche richiamato nel già citato rapporto del CEER sui piani di sviluppo delle reti di distribuzione, che fornisce varie raccomandazioni per la predisposizione dei piani.<sup>19</sup>
- 9.3 In tale contesto, l’Autorità è orientata a responsabilizzare le imprese distributrici a un processo di preparazione coordinata, discussione e consultazione degli aspetti metodologici dei Piani di sviluppo, da svilupparsi nel corso dei prossimi anni.
- 9.4 Come esempio delle possibili valutazioni da condurre da parte delle imprese distributrici, anche in forma associata, potrebbe essere introdotta una più evoluta definizione del concetto di *hosting capacity*. Come anche riportato nell’Appendice A al presente documento, si potrebbero differenziare una *hosting capacity* in relazione alla connessione di nuovi carichi e una *hosting capacity* in relazione alla connessione di nuova generazione distribuita (concetto già presente nell’Allegato A alla determina del Direttore della Direzione Tariffe dell’Autorità 27 ottobre 2010, n. 7/10, che - in relazione ai progetti pilota “*smart grids*” - prevedeva un indicatore *Psmart* proporzionale alla differenza tra l’energia immettabile in una porzione di rete MT post-intervento e quella ante-intervento di “*smartizzazione*”). Sarebbe inoltre utile caratterizzare o accompagnare gli indicatori di *hosting capacity* con una indicazione di costo correlato all’incremento di capacità della rete, in modo da promuovere lo “sbottigliamento” delle stesse capacità a costi più efficienti.
- 9.5 Tali attività saranno anche funzionali all’evoluzione dell’approccio di regolazione integrale per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS-integrale).

### Orientamenti dell’Autorità

- 9.6 L’Autorità è orientata a prevedere che le quattro principali imprese distributrici, sentite le altre imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali tenute alla predisposizione dei Piani di sviluppo predispongano nel resto dell’anno e nel corso del 2024:
- a) una struttura armonizzata dei contenuti del piano di sviluppo e l’identificazione puntuale dei documenti (e tabelle) di accompagnamento;
  - b) un documento comune riguardo l’identificazione di ipotesi specifiche locali da considerare a complemento delle attività di preparazione coordinata degli scenari di sviluppo del sistema energetico, attualmente predisposti da Snam e Terna;
  - c) un documento comune che descriva l’approccio metodologico adottato per l’identificazione degli investimenti;

---

<sup>19</sup> Council of European Energy Regulators, *CEER Views on Electricity Distribution Network Development Plans*, 24 novembre 2021. Disponibile al sito internet: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2da60a45-6262-c6bc-080a-4f24b4c542cd>

d) una definizione comune delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

9.7 L'Autorità è orientata a prevedere - indicativamente nel secondo e terzo trimestre 2024 – uno o più momenti di discussione sui documenti suddetti, anche in forma di *focus group* con gli operatori o di seminari pubblici.

*S 6.Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo l'evoluzione degli aspetti metodologici dei piani nel resto del 2023 e nel corso del 2024.*

*S 7.Osservazioni in merito alle opzioni di implementazione per alcuni aspetti riportate nell'Appendice A al presente documento.*

*S 8.Osservazioni in merito alla identificazione di una responsabilità comune delle quattro principali imprese distributrici.*

## **10. Attività di coordinamento per la preparazione dei Piani di sviluppo (post 2023)**

10.1 Come già indicato, la predisposizione dei Piani di sviluppo deve essere effettuata “in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione”.

10.2 Nel precedente capitolo 6, si è già indicato l'orientamento dell'Autorità che tutti i piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario. Tale orientamento presuppone un coordinamento crescente tra le imprese distributrici e Snam e Terna che attualmente predispongono gli scenari per i piani di sviluppo.

10.3 Come indicato nel precedente capitolo, una fase di approfondimento specifico riguarderebbe l'identificazione di ipotesi specifiche locali, ad esempio:

- a) ipotesi di crescita attesa del carico in aree urbane o in aree rurali;
- b) ipotesi di sostituibilità tra consumi di energia elettrica e consumi di gas naturale;
- c) ipotesi di penetrazione della generazione distribuita in diverse aree.

10.4 In relazione alla sostituzione tra energia elettrica e gas naturale, pare particolarmente importante l'interazione tra imprese distributrici di energia elettrica e imprese distributrici di gas naturale / stazioni appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale, principalmente per evitare che le attività di pianificazione degli investimenti (piani di sviluppo delle reti di distribuzione nel settore elettrico, documentazione allegata ai bandi per le nuove concessioni del

servizio di distribuzione del gas naturale e potenzialmente piani di sviluppo della distribuzione nel settore gas<sup>20</sup>) si basino su ipotesi incongruenti tra i due settori.

- 10.5 Ancora in relazione a ipotesi per la preparazione dei piani, ma anche riguardo l'identificazione degli interventi per garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici (articolo 35, comma 1, lettera c), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199), sono anche da valutare attività di coordinamento con i *charging point operator*.
- 10.6 Queste ultime attività di coordinamento potrebbero essere funzionali a raccogliere, con cadenza regolare, i piani di connessione di nuove infrastrutture di ricarica da parte di ciascun operatore, con indicazione di massima delle localizzazioni e delle potenze richieste. Un approccio più cadenzato e strutturato potrebbe portare a uno sviluppo più ordinato della rete di distribuzione e a una tempistica ottimizzata per le connessioni alla rete.

#### Orientamenti dell'Autorità

- 10.7 L'Autorità intende valutare possibili obblighi di coordinamento tra imprese distributrici di energia elettrica e altri operatori del settore energetico, almeno riguardo la definizione degli scenari di sviluppo e di specifiche ipotesi sulla domanda di energia applicabili su base locale, con efficacia a partire dai Piani 2025.
- 10.8 L'Autorità intende valutare obblighi di raccolta periodica di informazioni da altri soggetti e *stakeholder*, in particolare riguardo l'integrazione delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici.

*S 9. Osservazioni in merito al coordinamento con le imprese distributrici di gas naturale e le stazioni appaltanti il medesimo servizio.*

*S 10. Osservazioni in merito al coordinamento con altri soggetti e, in particolare, con charging point operator ai fini dell'identificazione periodica delle richieste per infrastrutture di ricarica.*

## **11. Rapporto annuale sulle performance di ciascuna impresa distributtrice**

- 11.1 Per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'attività di rendicontazione delle prestazioni delle imprese è stata finora principalmente condotta dall'Autorità, ad esempio tramite:

---

<sup>20</sup> È attualmente in corso di discussione tra Consiglio e Parlamento europeo la nuova direttiva “gas naturali e rinnovabili e idrogeno”. Nel rapporto del Comitato ITRE del Parlamento europeo di febbraio scorso, disponibile al link [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035\\_EN.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-9-2023-0035_EN.html) è proposta l'introduzione di un nuovo articolo 52b sui piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

- a) pubblicazione di dati sintetici nella relazione annuale dell’Autorità e in altre occasioni;
  - b) pubblicazione di dati di dettaglio, con possibilità di estrazioni puntuali, sul sito internet dell’Autorità;
  - c) pubblicazioni comparative della continuità del servizio di distribuzione e sulla qualità della tensione sul sito internet dell’Autorità.
- 11.2 Tale prassi si differenzia da quanto attuato in altri paesi europei e da quanto avviene in Italia per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica, per il quale Terna pubblica entro il 30 giugno di ogni anno un rapporto sugli *output* del servizio di trasmissione.

#### Orientamenti dell’Autorità

- 11.3 L’Autorità è orientata a introdurre l’obbligo per le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali di predisporre un rapporto annuale di monitoraggio delle prestazioni, il cui contenuto potrebbe basarsi inizialmente su quanto indicato nel successivo capitolo 15 e sui risultati della presente consultazione ed evolvere nel tempo anche grazie al processo di preparazione coordinata delle imprese distributrici descritto nel capitolo precedente.
- 11.4 Considerando la tempistica proposta per il piano di sviluppo a partire del 2025 (e quindi la difficoltà a incorporare al momento del Piano 2025 i dati relativi al 2024) e il possibile onere in termini di nuove attività per ciascuna impresa interessata, si ritiene preferibile che tale documento sia predisposto separatamente rispetto al Piano di sviluppo.
- 11.5 In sede di prima applicazione, con riferimento almeno ai dati di *performance* dell’intero 2023, si intende valutare una scadenza a fine settembre 2024.

*S 11. Osservazioni in merito all’introduzione di un rapporto annuale sulle performance di ciascuna impresa distributtrice e sulle relative tempistiche.*

## **12. Monitoraggio dell’avanzamento del Piano di sviluppo**

- 12.1 Per il servizio della trasmissione elettrica, in cui è stata introdotta la c.d. “biennializzazione” della frequenza dei Piani di sviluppo, con il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 convertito con modificazioni dalla legge 11 settembre 2020, n. 120, l’Autorità ha recentemente introdotto con la deliberazione 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL un rapporto di monitoraggio dell’avanzamento del piano (da predisporre entro il 28 febbraio 2024 e di ogni successivo anno pari).
- 12.2 La logica di un rapporto biennale di monitoraggio è che negli anni di Piano sia il Piano stesso a effettuare il monitoraggio medesimo.

### Orientamenti dell'Autorità

- 12.3 Oltre agli aspetti di monitoraggio che saranno contenuti in ciascun Piano di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (che è predisposto negli anni dispari), l'Autorità intende prevedere che ciascuna impresa distributrice predisponga un rapporto sintetico di avanzamento del Piano di sviluppo negli anni pari, con aggiornamenti sugli interventi riferiti al 31 dicembre dell'anno precedente.
- 12.4 Per semplicità, in sede di prima applicazione, questo rapporto di avanzamento potrebbe essere comune al rapporto annuale sulle prestazioni del servizio di distribuzione, di cui al precedente capitolo. Pertanto, la prima scadenza sarebbe il 30 settembre 2024.
- 12.5 Nelle edizioni successive (predisposte nei soli anni pari, visto che negli anni dispari il monitoraggio sarebbe incorporato nel piano di sviluppo), la tempistica potrebbe essere ipotizzata entro un termine da fissare durante il primo trimestre dell'anno.
- 12.6 Le informazioni da riportare nei rapporti di avanzamento potrebbero essere definite nell'ambito della già citata discussione sulla struttura armonizzata dei contenuti del piano di sviluppo e riguardare sia l'avanzamento "fisico", sia l'avanzamento "economico" (CAPEX speso alla data del 31 dicembre dell'anno precedente), in un'ottica di semplicità dei processi e di armonizzazione del contenuto informativo tra i Piani e i rapporti di avanzamento.

*S 12. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi.*

### **13. Focus sugli interventi di ammodernamento delle colonne montanti vetuste**

- 13.1 Con la deliberazione 467/2019/R/EEL è stata avviata la regolazione sperimentale per l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste (caratterizzate dall'anno di prima realizzazione, antecedente al 1970 o compresa tra il 1970 e il 1985 ma che, a giudizio dell'impresa distributrice e sulla base di analisi o elementi oggettivi documentabili, presentino potenziali criticità in relazione alla contemporaneità dei prelievi), operativa dal 1° gennaio 2020 fino al 30 giugno 2023.
- 13.2 Nell'ambito di tale regolazione sperimentale è stato anche previsto di:
- effettuare il censimento di tutte le colonne montanti vetuste di ogni impresa distributrice entro il 31 marzo 2023;
  - verificare l'efficacia e l'efficienza del coinvolgimento dei condomini nell'effettuazione dei lavori di ammodernamento delle colonne montanti.

- 13.3 Da quanto emerso dalle comunicazioni annuali delle imprese distributrici all’Autorità relative al 2021 solamente due imprese distributrici (operanti prevalentemente in ambiti a forte urbanizzazione) hanno individuato e contattato i condomini potenzialmente interessati, con riscontro dai condomini quasi nullo, mentre nel caso dei restanti distributori risulta che 174 condomini si sono proposti per l’ammodernamento, di cui 11 hanno stipulato un accordo con l’impresa distributtrice.
- 13.4 Questi risultanti scarsamente significativi, pur potendo essere in parte determinati da un fenomeno di elettrificazione che deve ancora dispiegarsi più compiutamente, indicano l’opportunità di sospendere la regolazione sperimentale attualmente in vigore in corrispondenza con il termine già previsto del 30 giugno 2023, anche al fine di raccogliere ulteriori elementi per valutarne una eventuale reintroduzione, anche con modifiche.
- 13.5 Va poi tenuto presente l’ordinamento europeo prevede ormai da quasi 15 anni che il gestore della rete di distribuzione ha *“la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell’ambiente e dell’efficienza energetica”*.<sup>21</sup>

#### Orientamenti dell’Autorità

- 13.6 Per quanto richiamato, l’Autorità considera che l’impresa distributtrice non possa limitare una ragionevole domanda di aumento di potenza in ambito condominiale in relazione al mancato ammodernamento di una colonna montante vetusta.
- 13.7 Per evitare tali rischi, l’impresa distributtrice sarà tenuta a indicare nel proprio Piano di sviluppo le esigenze di ammodernamento delle colonne montanti in condizioni di criticità, le eventuali problematiche in termini di coinvolgimento del condominio, e gli investimenti previsti a fronte di tale esigenza.
- 13.8 A seguito delle esigenze indicate nei Piani di sviluppo (e di una maggiore rilevanza delle criticità relative alle colonne montanti vetuste rispetto a quanto finora emerso), l’Autorità potrà valutare la eventuale riattivazione del meccanismo incentivante, anche modificato, o altre azioni da parte delle imprese distributrici o dell’Autorità stessa.

*S 13. Osservazioni in merito agli investimenti per l’ammodernamento di colonne montanti vetuste, sia nell’ambito dei Piani di sviluppo, sia in relazione a possibili azioni da parte delle imprese distributrici o dell’Autorità.*

---

<sup>21</sup> Articolo 25, comma 1, della direttiva n. 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE. Successivamente confermato come articolo 31, comma 1, della direttiva (UE) 2019/944.

#### 14. Focus sugli interventi di armonizzazione delle tensioni

- 14.1 La presenza di porzioni di rete di distribuzione - in alcuni casi ormai vetuste - con diversi livelli di tensione a causa della loro realizzazione in periodi e contesti storici differenti determina diseconomie nella loro gestione, sviluppo e manutenzione, rendendo in alcuni casi urgente il loro ammodernamento e la standardizzazione dei livelli di tensione a cui sono gestite al fine di ridurre le perdite di rete, i costi di esercizio e manutenzione, i costi di magazzino, aumentare l'affidabilità della rete, ecc.
- 14.2 La modifica del livello di tensione comporta il coinvolgimento degli utenti connessi, stante la necessità di sostituire gli impianti in modo da adattarsi al nuovo livello di tensione.
- 14.3 La regolazione dell'Autorità dispone gli obblighi in capo all'utente nei casi di interventi sulla rete di distribuzione che coinvolgano l'utente stesso; in particolare, la deliberazione 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08 riconosce la Norma CEI 0-16 quale Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti che immettono o prelevano dalle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.
- 14.4 Al punto 8.5.3.2 tale Norma dispone, con riferimento a tutte le categorie di utenti connessi in media tensione, che *“Il Distributore può modificare le caratteristiche dell'energia che fornisce all'Utente ovvero i propri impianti, nonché i criteri di esercizio della rete, sulla base dell'evoluzione della normativa, del progresso tecnologico che interessa sistemi ed apparecchiature e della situazione regolatoria, alla luce delle più recenti e affidabili acquisizioni tecniche e scientifiche, o a standard internazionalmente accettati. In tal caso la necessaria trasformazione degli impianti ed apparecchi deve aver luogo a cura del Distributore e dell'Utente per quanto di rispettiva proprietà. All'Utente deve essere garantito un anticipo adeguato (minimo 6 mesi) per l'adeguamento eventualmente necessario dei propri impianti ed apparecchi”*.

#### Orientamenti dell'Autorità

- 14.5 L'Autorità ritiene che, quando l'impresa distributrice lo ritenga economicamente efficiente, sia necessario favorire il rinnovamento delle porzioni di reti di distribuzione caratterizzate da livelli di tensione non standardizzati o che richiedano di essere armonizzate con i livelli di tensione esistenti nelle restanti porzioni della rete di distribuzione, al fine di garantire a tutti gli utenti connessi livelli per quanto possibile omogenei di qualità ed affidabilità del servizio elettrico.
- 14.6 Fermo restando la preliminare informativa agli utenti, da attuare con l'anticipo disposto nella regola tecnica di riferimento (Norma CEI 0-16), l'Autorità intende prevedere la pubblicazione degli interventi previsti per “armonizzazione livelli di tensione” da parte dell'impresa distributrice nel proprio piano di sviluppo, con indicazioni delle motivazioni tecniche ed economiche che giustificano la necessità dell'intervento, delle tempistiche e delle modalità attuative.

*S 14. Osservazioni in merito al trattamento degli interventi di armonizzazione delle tensioni di rete*

## 15. Indicatori di prestazione delle reti di distribuzione

- 15.1 L’Autorità ha già indicato nel documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/EEL, l’evoluzione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica (oltre che dei piani resilienza e dei piani di rinnovo delle reti) in “piani integrati di distribuzione”.
- 15.2 In particolare, i piani integrati di distribuzione includerebbero gli interventi di rinnovo e più in generale tutte le attività di investimento, costituendo un importante tassello nella prospettiva del ROSS-integrale.
- 15.3 Inoltre, i piani integrati di distribuzione dovrebbe progressivamente includere la dimensione della prestazione (o “servizio”) delle reti di distribuzione.
- 15.4 A tale riguardo, l’articolo 59(1), lettera (l), della direttiva (UE) 2019/944 prevede che l’autorità di regolazione debba monitorare e valutare le prestazioni dei gestori dei sistemi di trasmissione e dei gestori dei sistemi di distribuzione in relazione allo sviluppo di una rete intelligente che promuova l’efficienza energetica e l’integrazione di energia da fonti rinnovabili sulla base di una serie limitata di indicatori e pubblicare ogni due anni una relazione che contenga raccomandazioni.
- 15.5 La direttiva (UE) 2019/944 non fornisce una definizione del termine rete intelligente (*smart grid*). Si ritiene pertanto di fare riferimento alla definizione sviluppata oltre dieci anni fa dai regolatori europei<sup>22</sup>, secondo cui “*Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety*”. Tale definizione non è significativamente diversa da quella prevista dalla Comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01, paragrafo 19(36)(a)(iv), né da quella introdotta dall’articolo 2(9) del nuovo regolamento TEN-E 2022/869.
- 15.6 Si ritiene perciò che la valutazione degli indicatori di prestazione debba riguardare tutti gli *output* del servizio di distribuzione, che sono in larga parte riconducibili all’elenco dei driver al precedente articolo 5.
- 15.7 Nel corso degli anni, l’Autorità ha individuato vari indicatori di *performance* delle reti di distribuzione, con differenti finalità, fra cui:
- a) monitoraggio da parte dell’Autorità (senza pubblicazione sistematica);
  - b) pubblicazione da parte dell’Autorità;
  - c) regolazione incentivante.

<sup>22</sup> Position Paper on Smart Grids - An ERGEG Conclusions Paper. Disponibile al link: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/3cf25df7-88cb-3ce3-f838-aa2d012ac45c>

15.8 La seguente tabella 1 elenca gli indicatori di prestazione, l'anno di prima introduzione e la finalità per cui sono adottati.

Tabella 1 – Indicatori di prestazione delle reti di distribuzione attualmente in uso

<b>Indicatore di performance</b>	<b>Anno</b>	<b>Finalità</b>
Durata media per utente delle interruzioni (lunghe) senza preavviso	2000	Reg. incentivante
Numero medio per utente delle interruzioni (lunghe e brevi) senza preavviso	2008	Reg. incentivante
Numero annuale di interruzioni per singolo utente MT	2004	Reg. incentivante
Durata media per utente delle interruzioni con preavviso	2017	Reg. incentivante
Durata di singola interruzione prolungata (maggiore di 8 ore o di 12 ore per aree rurali) per utenti MT e BT	2008	Reg. incentivante
Interruzioni rilevanti sulla rete di distribuzione (in base al momento di interruzione: durata x clienti coinvolti)	2012	Monitoraggio
Numero medio per utente di interruzioni transitorie per utente MT e BT	2012	Pubbl. Autorità
Livelli di qualità della tensione (buchi di tensione severi)	2021	Monitoraggio e pubblicazione
Livelli di qualità della tensione (variazione lente di tensione, dai misuratori elettronici)	2016	Monitoraggio
Indice di rischio / indice di resilienza per specifiche porzioni di rete	2019	Reg. incentivante
Energia controalimentata a seguito di disalimentazioni della rete di trasmissione (servizi di “mitigazione”)	2010	Reg. incentivante
Perdite di energia elettrica nelle reti di distribuzione	2013	Reg. incentivante
Prelievi e immissioni di energia reattiva ai punti di interconnessione tra reti	2016	Monitoraggio e pubblicazione

15.9 Il suddetto elenco è principalmente riferito ad aspetti “di rete” e non è esaustivo delle *performance* dell’impresa distributrice; in particolare non contiene elementi relativi al servizio di misura svolto dalla stessa impresa e inoltre, ad esempio:

- a) sono stati definiti gli *standard* (garantiti, ossia con indennizzo automatico al cliente in caso di mancato rispetto dei tempi minimi) per numerose prestazioni di qualità commerciale del servizio di distribuzione, ad es. attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura, preventivazione, esecuzione di lavori semplici, esecuzione di lavori complessi, rispetto della fascia di puntualità per appuntamenti, tempo di risposta a reclami (parte II del TIQE);
- b) sono inoltre previsti standard garantiti per quanto riguarda gli aspetti di connessione dei “clienti attivi” in base a quanto previsto dal Testo integrato delle connessioni attive (TICA).

### Orientamenti dell'Autorità

- 15.10 L'Autorità intende valutare le osservazioni in risposta alla presente consultazione sulla scelta dei più significativi indicatori di prestazione della rete di distribuzione (sia già utilizzati, sia di nuova introduzione a seguito della consultazione), sia nell'ottica della loro pubblicazione periodica, sia nell'eventualità di nuovi meccanismi incentivanti gli *output* del servizio (o della revisione dei meccanismi esistenti).
- 15.11 In relazione agli indicatori potenzialmente oggetto di (nuovi o aggiornati) meccanismi incentivanti, si chiede di focalizzare la risposta alla consultazione sulla possibile natura dello strumento incentivante (ad es. regolazione generale per indicatori che sono attualmente usati ai fini di *standard* garantiti individualmente) e su aspetti generali, evitando quindi di trattare aspetti implementativi di ciascun meccanismo, quali le modalità di definizione della *performance* obiettivo, la potenza dell'incentivo, l'eventuale utilizzo di franchigie e di tetti a premi/penalità.

*S 15. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione delle reti di distribuzione e a potenziali meccanismi incentivanti collegati a tali indicatori.*

## **PARTE IV AGGIORNAMENTO DI DISPOSIZIONI CORRELATE ALLO SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE**

### **16. Premessa**

- 16.1 La presente Parte IV tratta gli orientamenti per l'aggiornamento delle seguenti disposizioni, che sono relative o correlate agli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica:
- a) alcuni aspetti del meccanismo incentivante gli investimenti per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione;
  - b) aspetti di sviluppo rete per nuova elettrificazione di aree rurali, a integrazione delle disposizioni dell'Allegato C (TIC) alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL.

## **17. Aggiornamento del perimetro di interventi per la resilienza già ammessi al meccanismo incentivante**

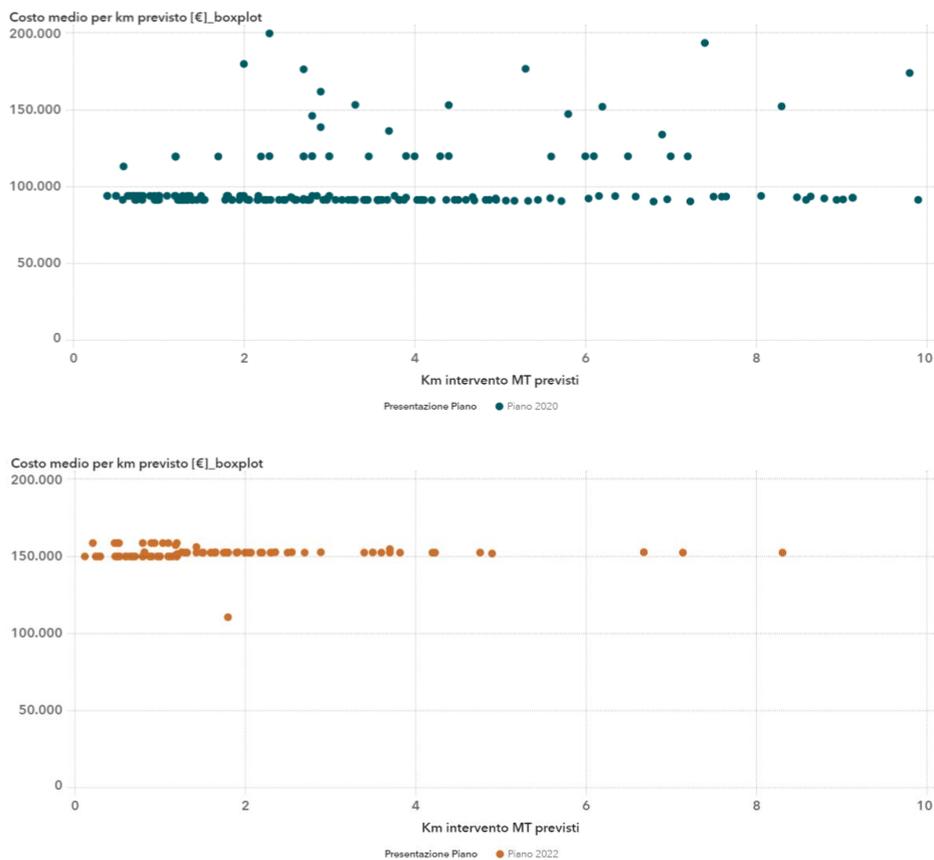
- 17.1 A seguito delle relative comunicazioni da parte delle imprese distributrici, l’Autorità ha finora ammesso al meccanismo incentivante l’incremento della resilienza 1.874 interventi, di cui:
- a) circa il 40% degli interventi associato al rischio “manicotto ghiaccio e neve”;
  - b) circa il 30% relativo alla minaccia “ondata di calore”;
  - c) circa il 20% correlato al rischio di caduta piante fuori fascia; e
  - d) poco meno del 10% per minaccia di allagamenti.
- 17.2 Gli interventi ammessi hanno queste caratteristiche complessive:
- a) un investimento atteso di circa 900 milioni di euro;
  - b) un impatto positivo atteso in termini di incremento della resilienza per circa 3 milioni di utenti.
- 17.3 L’impatto economico complessivo del meccanismo incentivante, a consuntivo del primo triennio di regolazione della resilienza (2019-2021) è stato di circa 40 milioni di premi netti, calcolati come saldo tra premi lordi e penalità (che sono comminate in caso di ritardo di almeno due semestri rispetto alle tempistiche previste).
- 17.4 Come evidenziato nelle premesse dell’ultima deliberazione di determinazione delle partite economiche (deliberazione 27 dicembre 2022, 722/2022/R/EEL), la principale impresa distributrice ha segnalato alcuni casi di mancate realizzazioni correlati al protrarsi dei tempi per l’ottenimento delle autorizzazioni. Più in generale, nonostante il semestre di posticipo introdotto dall’Autorità a causa dell’emergenza epidemiologica Covid-19, circa il 25% degli interventi della principale impresa distributrice (153 su 600) sono risultati in ritardo alle previsioni iniziali.
- 17.5 L’analisi delle informazioni a preventivo e a consuntivo dei piani resilienza evidenzia inoltre:
- a) modifiche di consistenza degli interventi previsti;
  - b) modifiche (incrementi, anche significativi) dei costi di investimento consuntivati rispetto alle previsioni.
- 17.6 La seguente tabella 2 riporta informazioni sull’evoluzione della consistenza chilometrica e dei costi di investimento rispetto alle previsioni iniziali, per i raggruppamenti di interventi ritenuti significativi (almeno 5 interventi per impresa riguardanti la medesima minaccia).

Tabella 2 – Variazioni di perimetro (lunghezza, espressa in km) e di costo di investimento (C, espresso in milioni di euro) rispetto alle consistenze e costi previsti degli interventi nei piani resilienza di alcune imprese distributrici – campione di 847 interventi sugli 860 interventi completati, escludendo i raggruppamenti con numero di interventi inferiore a 5

<b>Impresa</b>	<b>Minaccia</b>	<b>N.</b>	<b>km (prev.)</b>	<b>km (cons)</b>	<b>Var %</b>	<b>C (prev)</b>	<b>C (cons)</b>	<b>Var %</b>
DSO1	Allagamento	61	0	0	n.a.	2,0	5,4	176%
DSO2	Caduta piante	5	11	11	-	1,4	1,7	16%
DSO3	Manicotto	425	2.986	3.428	15%	217,9	356,9	64%
DSO1	Ondata calore	138	227	227	-	65,9	75,0	14%
DSO3	Ondata calore	172	196	223	13%	21,4	30,4	42%
DSO4	Ondata calore	7	68	68	-	10,5	16,4	56%
DSO5	Ondata calore	39	0	0	n.a.	4,2	5,7	36%

- 17.7 In particolare, come esemplificato nella seguente figura 1 che pone a confronto i costi di investimento unitari attesi nei Piani 2020 e 2022 della principale impresa distributrice relativamente alla minaccia di caduta piante fuori fascia, si è registrato nel corso degli ultimi anni un considerevole incremento dei costi (unitari) di investimento attesi.
- 17.8 La seguente figura 1 mostra che, ad eccezione di un numero limitato di interventi la cui stima di costo segue logiche differenti, da un costo unitario di circa 90.000-115.000 euro/km per la gran parte degli interventi del Piano resilienza 2020 del principale distributore si è passati a un costo unitario di oltre 150.000 euro/km nel Piano resilienza 2022, con un incremento dell'ordine del +50%.

Figura 1 – Costi unitari per km di intervento relativo a caduta piante fuori fascia – 202 interventi nel Piano 2020 di e-distribuzione (sopra) vs. 101 interventi nel Piano 2022 di e-distribuzione (sotto)



### Orientamenti dell'Autorità

- 17.9 L'Autorità ritiene che le suddette condizioni (ritardo delle tempistiche, forte aumento dei costi) meritino una riflessione e una potenziale revisione del disegno del meccanismo incentivante l'incremento della resilienza. In particolare, potrebbe non essere opportuno che un investimento ancora da avviare con un rapporto benefici / costi significativamente peggiorato (e quindi inefficiente dal punto di vista socioeconomico) sia considerato "obbligatorio" nell'ambito del meccanismo di incentivazione.
- 17.10 L'Autorità intende perciò prevedere la possibilità di escludere, su istanza del proponente, dal meccanismo incentivante interventi già ammessi, a condizione che:
- a) l'intervento sia ancora da avviare;
  - b) il rapporto tra benefici e costi stimati dell'intervento sia inferiore a 1.

*S 16. Osservazioni in merito a possibili istanze di esclusione di interventi ancora da avviare che presentano un bilancio negativo tra costi attesi e benefici attesi*

## **18. Incentivo resilienza: ambito di applicazione**

- 18.1 Attualmente l'ambito di applicazione della regolazione incentivante è relativo alle imprese distributrici che preparano il Piano di sviluppo ai sensi del TICA e alle imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, per un totale di 26 imprese distributrici potenzialmente coinvolte.
- 18.2 Fino alla deliberazione 28 febbraio 2023, 69/2023/R/EEL, ultima ammissione di interventi al meccanismo incentivante, le proposte di interventi sono state formulate da:
- 9 delle 10 imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali;
  - nessuna delle 9 imprese distributrici con un numero di clienti finali compresi tra 25.000 e 100.000;
  - 3 imprese distributrici con meno di 25.000 clienti finali: ASM Bressanone S.p.A., Azienda Reti Elettriche S.r.l. e Odoardo Zecca S.r.l..

### Orientamenti dell'Autorità

- 18.3 Per ragioni di semplicità, prioritizzazione dei meccanismi regolatori e coerenza con la disciplina dei piani di sviluppo, l'Autorità è orientata a limitare l'ambito di applicazione delle prossime istanze di partecipazione al meccanismo incentivante l'incremento della resilienza alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, modificando opportunamente i commi 77.1, 77.6, 77.7, 78.1 e 78.2 del TIQE.

*S 17. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica dell'ambito di applicazione della regolazione incentivante per gli anni 2023-2024*

## **19. Incentivo resilienza: tempistiche delle istanze di ammissione**

- 19.1 Attualmente la regolazione incentivante (articolo 78, comma 5 del TIQE), prevede che la predisposizione e invio all'Autorità delle sezioni resilienza e delle relative informazioni, che funge da istanza di ammissione al meccanismo incentivante, sia da effettuarsi entro il 30 giugno di ciascun anno, fino al 2024.
- 19.2 Tale scadenza nel 2022 è stata posticipata al 30 settembre 2022.
- 19.3 Di conseguenza, la finestra per le istanze "giugno 2023" attualmente prevista sarebbe ravvicinata alla precedente finestra "settembre 2022", con la probabile conseguenza di uno scarso numero di interventi proposti.

- 19.4 Gli interventi di incremento della resilienza devono essere completati al più tardi entro il secondo semestre 2024. Per questo motivo, anche la finestra di istanze “giugno 2024” attualmente prevista rischia di essere scarsamente significativa in termini di interventi proposti.

#### Orientamenti dell’Autorità

- 19.5 Per ragioni di semplicità, maggiore efficacia dell’azione regolatoria, riduzione delle attività implementative in capo alle imprese distributrici, l’Autorità è orientata a prevedere una sola finestra per istanze per nuovi investimenti di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, da effettuarsi entro la scadenza del 31 gennaio 2024, a sostituzione delle scadenze “giugno 2023” e “giugno 2024”.
- 19.6 Tenendo conto dei cinque mesi attualmente previsti per le valutazioni di competenza dell’Autorità, il provvedimento di ammissione da parte dell’Autorità verrebbe adottato entro il 30 giugno 2024.
- 19.7 Si intende inoltre confermare che le consuntivazioni saranno effettuate entro il 30 giugno di ogni anno. Tale consuntivazione troverebbe applicazione fino all’anno 2027, poiché gli interventi raggiungeranno comunque entro il 2026 il massimo ritardo rilevante ai fini del meccanismo incentivante (ossia tre semestri di ritardo rispetto al secondo semestre del 2024, che è l’ultimo semestre di realizzazione prevista degli interventi).
- 19.8 Per esigenze di semplificazione della regolazione, si prevede che per gli interventi già ammessi alla data della presente consultazione, con forte ritardo (ossia non entrati in esercizio neanche entro il 31 dicembre 2026), la penalità sarà pari al 25% dei costi attesi invece che il 25% dei costi a consuntivo (non potendo essere quantificati i costi a consuntivo).

*S 18. Osservazioni in merito alla tempistica per le istanze di ammissione al meccanismo incentivante l’incremento della resilienza e alla tempistica per le consuntivazioni*

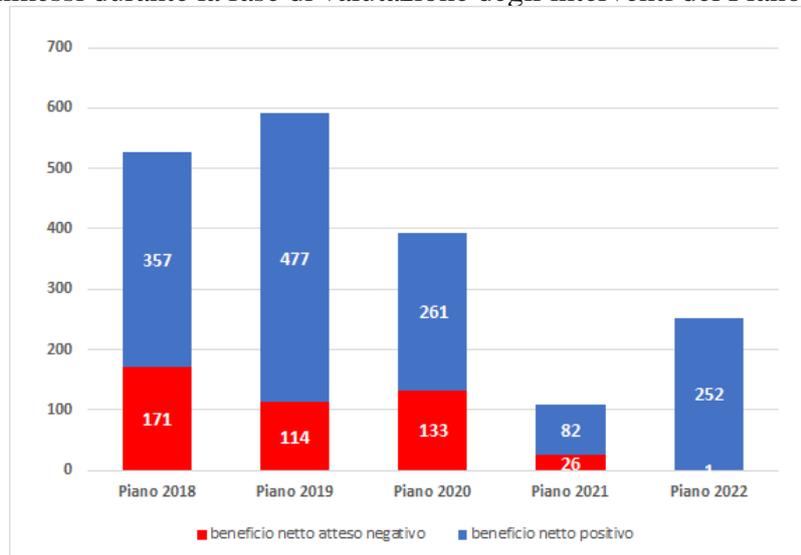
## **20. Incentivo resilienza: modalità di definizione dello schema incentivante**

- 20.1 Come accennato nel precedente capitolo 17, il meccanismo incentivante prevede la possibilità di:
- a) Premi (in caso di realizzazione tempestiva<sup>23</sup> di interventi con benefici superiori ai costi, nella misura del 20% del beneficio netto attualizzato, pari al beneficio atteso su vita economica di 25 anni meno il costo a consuntivo);
  - b) Penalità (in caso di ritardo nella realizzazione di due o più semestri).

<sup>23</sup> Il ritardo di un semestre rispetto alla previsione comporta il dimezzamento del premio. Il ritardo di due semestri comporta l’annullamento del premio.

- 20.2 Il meccanismo ha quindi natura di sola penalità per gli interventi con beneficio atteso netto negativo.
- 20.3 Nel corso del 2022 sono avviati e aggiudicati i bandi PNRR per interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione. Tali bandi non hanno un simile effetto penalizzante e quindi consentono alle imprese distributrici di realizzare anche interventi a beneficio netto atteso negativo senza rischi economici per l'impresa.
- 20.4 Presumibilmente per questi due motivi, come si può osservare nella figura 2, le imprese distributrici hanno progressivamente orientato le proprie istanze ai soli interventi con beneficio netto atteso positivo.

Figura 2 – Numero di interventi ammessi al meccanismo incentivante e loro beneficio netto atteso, con rappresentazione separata degli interventi già presenti nei Piani 2018 che sono stati ammessi durante la fase di valutazione degli interventi del Piano 2019



- 20.5 La presenza di tale rischio economico per l'impresa potrebbe costituire un disincentivo implicito a proporre e realizzare interventi per l'incremento della resilienza, nell'ambito del meccanismo incentivante.
- 20.6 Il rischio economico per l'impresa è peraltro potenzialmente incrementato dagli effetti di ritardo di realizzazione, anche per autorizzazioni tardive, e di incremento dei costi, già richiamati nel precedente capitolo 17.

#### Orientamenti dell'Autorità

- 20.7 Per ragioni di efficacia e di semplicità del meccanismo incentivante, l'Autorità è orientata ad aggiornare il meccanismo (per le istanze del prossimo anno) prevedendo uno schema di sola premialità.
- 20.8 Per ragioni di coerenza nella calibrazione degli effetti economici del meccanismo incentivante, il premio potrebbe essere inferiore a quanto previsto in precedenza e pari al 10% o al 15% del beneficio netto attualizzato, salvo dimezzamento nel

caso di un semestre di ritardo e annullamento nel caso di due o più semestri di ritardo.

- 20.9 Inoltre, il beneficio netto verrebbe calcolato in riferimento ai soli benefici B1, B2, B3, B4 (benefici correlati alla riduzione di interruzioni per eventi estremi e alla riduzione di interruzioni ordinarie) di cui alla scheda n. 7 del TIQE, escludendo cioè i benefici correlati ad altri *driver*.

*S 19. Osservazioni in merito agli orientamenti sull'evoluzione dello schema di regolazione incentivante della resilienza*

## **21. Incentivo resilienza: valorizzazione dell'energia non fornita**

- 21.1 Il meccanismo incentivante l'incremento della resilienza è principalmente basato sui benefici in termini di riduzione di energia non fornita (sia a fronte di interruzioni per eventi estremi sia a fronte di interruzioni ordinarie).
- 21.2 In particolare, la scheda n. 8 del TIQE definisce attualmente i valori di 12 €/kWh non fornito per gli utenti domestici e 54 €/kWh non fornito per gli utenti non domestici.
- 21.3 Tali valori sono basati sulle c.d. *willingness to pay* e *willingness to accept* interruzioni del servizio, valutate nel corso di uno studio e collegata indagine demoscopica condotti nel 2003-2004, con aggiornamenti successivi per tenere conto dell'inflazione.
- 21.4 Nell'ambito del procedimento per la valutazione di parametri per l'adeguatezza del sistema elettrico (deliberazione 1 dicembre 2020, 507/2020/R/EEL di avvio procedimento e deliberazione 7 settembre 2021, 370/2021/R/EEL), l'Autorità ha richiesto a Terna l'effettuazione di uno studio sugli standard di adeguatezza e, in particolare, sul parametro Value of Lost Load (VOLL), valore dell'energia non fornita, che nel contesto dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2019/943 è definito VOLL-RS.
- 21.5 È importante ricordare che il VOLL-RS è un parametro per l'adeguatezza e quindi fa riferimento a interruzioni con breve preavviso, quali ad esempio l'attivazione del PESSE che viene allertata e comunicata agli utenti la sera del giorno prima dell'interruzione.
- 21.6 Lo studio di Terna del 2021 ha valutato interruzioni di un'ora, con preavviso (di un giorno) e senza preavviso<sup>24</sup>.
- 21.7 Lo studio di Terna ha confermato i risultati tipici della letteratura, in particolare:

---

<sup>24</sup> Terna, Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano, <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21studio.pdf>

- a) per i tre segmenti analizzati (residenziale e terziario sulla base di *willingness to accept* e *willingness to pay*, industriale sulla base di *direct worth*), si individuano valori di VOLL con preavviso pari a circa la metà del VOLL senza preavviso<sup>25</sup>;
  - b) la stima basata su *willingness to accept* (WTA) è significativamente superiore alla stima basata su *willingness to pay* (WTP).<sup>26</sup>
- 21.8 Lo studio di Terna ha quantificato un VOLL medio (funzionale al successivo calcolo del VOLL-RS) tenendo conto in ugual misura dei valori di VOLL senza preavviso e dei valori di VOLL con preavviso.
- 21.9 A seguito di tale studio, con la deliberazione 7 settembre 2021, 370/2021/R/EEL, l’Autorità ha determinato il VOLL-RS nella misura di 20.000 euro/MWh non fornito.
- 21.10 Per le modalità con cui è stato calcolato, il VOLL-RS è pari a circa il 75% del VOLL senza preavviso.
- 21.11 Passando ad analizzare la segmentazione dei clienti finali, lo studio Terna ha confermato valori di VOLL inferiori per il segmento residenziale rispetto ai segmenti terziario e industria, ma con una differenza significativamente meno accentuata rispetto ai risultati dello studio condotto nel 2003-2004<sup>27</sup>.
- 21.12 Studi condotti su altre nazioni europee hanno evidenziato un allineamento delle valorizzazioni tra i diversi segmenti di clienti o anche valorizzazioni per i cosiddetti *households* (clienti domestici) superiori a quelle per gli altri segmenti.<sup>28</sup>
- 21.13 Per tali motivi, la marcata differenza di valorizzazione tra clienti domestici attualmente in uso dovrebbe essere oggetto di revisione.

#### Orientamenti dell’Autorità

- 21.14 Per ragioni di semplicità, tenendo anche conto dei risultati sopra richiamati, l’Autorità intende prevedere un’unica valorizzazione per l’energia non fornita, indipendentemente dalla tipologia di utenza (domestica o non domestica), ai fini del calcolo dei benefici attesi.
- 21.15 Per l’aggiornamento delle precedenti stime, tenendo conto dello studio condotto da Terna nel 2021 su richiesta dell’Autorità, l’Autorità intende prevedere una valorizzazione pari a 27 euro/kWh per l’energia non fornita.

---

<sup>25</sup> Nel dettaglio, il rapporto tra VOLL con preavviso e VOLL senza preavviso è pari a 0,55 per il segmento residenziale, 0,49 per il segmento terziario e 0,54 per il segmento industriale.

<sup>26</sup> Per tale motivo, tipicamente si fa riferimento alla media di WTP e WTA ai fini delle valutazioni. Tale approccio è stato utilizzato anche nello studio Terna.

<sup>27</sup> A livello di utilizzo regolatorio della survey su value of lost load, è utile ricordare che la regolazione della continuità del servizio di distribuzione non riflette il rapporto quasi 5 a 1 del VOLL non domestico rispetto al VOLL domestico, ma calibra i due parametri in rapporto 2 a 1, di fatto smussando la differenza di valori.

<sup>28</sup> È il caso di Irlanda e Olanda.

*S 20. Osservazioni in merito alla valorizzazione dell'energia non fornita attesa*

**22. Possibili disposizioni per sviluppi di rete funzionali ad aree di nuova elettrificazione**

- 22.1 Il Testo Integrato Connessioni (TIC), Allegato C alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, individua la tipologia di connessione definita come “permanente particolare”, relativa ad una serie di casistiche ed in particolare alle seguenti:
- a) installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
  - b) singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2.000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
  - c) costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.
- 22.2 Nel caso di connessioni permanenti particolari, sono previsti contributi di connessione pari alla spesa relativa (articolo 23, comma 1 del TIC), cioè pari al costo dei materiali a piè d’opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti.
- 22.3 Il rationale di tale disposizione (che è sostitutiva rispetto al calcolo a *forfait* dei contributi di connessione) è non far gravare sulla collettività costi elevati che hanno natura prettamente individuale, o comunque limitata a pochi utenti.
- 22.4 D’altro canto, soprattutto nel contesto della transizione energetica, l’assenza di elettrificazione di ampi nuclei abitativi ad esempio in zone montane rurali può comportare impatti socioeconomici negativi in termini di costi e di emissioni inquinanti (legati ad esempio all’utilizzo di combustibili fossili o di legna per le esigenze di riscaldamento). Inoltre, la possibile presenza di generazione fotovoltaica non sarebbe ottimizzata per l’impossibilità di immettere in rete l’eccesso di produzione.
- 22.5 Un possibile approccio alternativo (peraltro già utilizzato come prassi in aree di nuova urbanizzazione) è la realizzazione di una nuova cabina secondaria MT/BT in prossimità del carico da servire, con la socializzazione dei relativi costi, con l’applicazione dei contributi a *forfait* alle singole connessioni (che avrebbero distanze e costi reali molto inferiori, grazie alla realizzazione della nuova cabina secondaria).
- 22.6 L’efficienza sistemica di tale approccio alternativo dipende essenzialmente dalla presenza di una “sufficiente quantità” di utenze da connettere alla nuova cabina secondaria.

### Orientamenti dell'Autorità

- 22.7 Tenendo conto da un lato dell'opportunità di sviluppare la rete nel modo più economico ed efficace possibile, dall'altro dell'esigenza di non ostacolare l'elettrificazione di aree potenzialmente sede di sviluppo turistico e di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, l'Autorità ritiene opportuno consentire la connessione contemporanea di più utenze in prelievo applicando corrispettivi a *forfait*, calcolati con riferimento alla cabina MT/BT allo scopo realizzata.
- 22.8 Per l'attivazione di questa deroga dall'applicazione dei corrispettivi di connessione che permette di considerare la nuova cabina MT/BT in luogo della cabina MT/BT di riferimento (ossia, una deroga dalla definizione di "cabina di riferimento" di cui all'articolo 1, comma 1 del TIC), l'Autorità intende prevedere che la connessione multipla sia richiesta da almeno il 50% del numero medio di clienti finali connessi alle cabine di trasformazione MT/BT dell'impresa distributrice in territori con caratteristiche simili.
- 22.9 L'istanza all'Autorità dovrà contenere le caratteristiche tecniche della rete, la localizzazione delle nuove trasformazioni MT/BT, le stime di costo che l'impresa distributrice avrà fornito preliminarmente agli utenti e l'elenco degli utenti interessati a formalizzare le richieste di connessione sulla base delle suddette stime.
- 22.10 Per ragioni di semplicità amministrativa, l'istanza potrà essere accolta in modalità di silenzio-assenso.

*S 21. Osservazioni in merito alle possibili deroghe dal TIC per la promozione dell'elettrificazione in nuove aree.*

## **PARTE V**

### **SVILUPPO DELLE RETI DI IMPRESE DISTRIBUTRICI A CUI SI APPLICA LA TARIFFA PARAMETRICA**

#### **23. Contesto e tipologia dei costi coperti tramite fattore correttivo**

- 23.1 Nell'ambito dei criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e di misura del corrente periodo regolatorio 2016-2023, approvati con deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL, è stato introdotto per le imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo un regime tariffario parametrico che ha trovato la sua formalizzazione nella deliberazione 237/2018/R/EEL.
- 23.2 Il suddetto regime tariffario parametrico, applicabile a partire dall'anno 2018, individua il costo riconosciuto alle imprese distributrici, con particolare riferimento al servizio di distribuzione, differenziando costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e a copertura dei costi di capitale, considerando

- alcune variabili, risultanti dalle analisi economiche ed econometriche, quali la densità di utenza servita, l'energia distribuita, la vetustà della rete.
- 23.3 La definizione del regime tariffario parametrico ha seguito una fase di consultazione con gli *stakeholder* (documenti 428/2016/R/EEL, 580/2017/R/EEL e 104/2018/R/EEL), nonché l'attivazione di alcuni tavoli di lavoro, nell'ambito dei quali è stata più volte discussa la possibilità che le imprese distributrici si trovino a fronteggiare costi particolari che non sono interamente intercettati nell'ambito della formulazione parametrica adottata per la determinazione dei costi riconosciuti.
- 23.4 In particolare, con il documento per la consultazione 104/2018/R/EEL, con riferimento alla copertura dei costi di capitale, è stata prospettata la possibilità di attivazione da parte dell'Autorità di un "fattore correttivo *g*" attivabile dall'Autorità a seguito di istanza delle imprese distributrici, a fronte di quattro tipologie di costi.
- 23.5 Con deliberazione 237/2018/R/EEL l'Autorità ha accolto alcune osservazioni degli *stakeholder* ed ha confermato l'introduzione del fattore correttivo *g*, prevedendo altresì, in accoglimento degli esiti della fase di consultazione, che siano considerati oltre agli investimenti in alta tensione, anche gli investimenti in cabine primarie.
- 23.6 In dettaglio, l'articolo 3, comma 4, della deliberazione 237/2018/R/EEL prevede che *"La quota parte della tariffa di riferimento a copertura dei costi capitale può essere aggiornata annualmente tenendo conto di un fattore correttivo g, attivabile su istanza, al fine di adeguare, mediante logiche parametriche, il costo riconosciuto a seguito di eventi eccezionali riconducibili a:*
- a) obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità;*
  - b) investimenti in alta tensione (ivi inclusi gli investimenti in cabine primarie) per i quali le imprese ne attestino la necessità ai fini del funzionamento della rete;*
  - c) investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete;*
  - d) rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili".*
- 23.7 L'articolo 9, comma 5, della medesima deliberazione 237/2018/R/EEL rinvia a successivo provvedimento, in tempo utile per la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2019, la definizione dei criteri di riconoscimento di costi straordinari tramite il fattore correttivo *g*, nonché modalità e tempistiche di gestione delle relative istanze.

## 24. Criteri di riconoscimento dei costi tramite fattore g

### Orientamenti dell'Autorità

- 24.1 Con riferimento ai costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità (articolo 4, comma 3, lettera a), della deliberazione 237/2018/R/EEL), l'attivazione avverrà, al bisogno, secondo disposizioni e quantificazioni di volta in volta stabilite dall'Autorità anche a seguito, qualora necessario, di eventuale processo di consultazione.
- 24.2 Relativamente agli investimenti in alta (o altissima) tensione e in cabine primarie AT/MT (articolo 4, comma 3, lettera b), della deliberazione 237/2018/R/EEL), si ritiene che, in linea di principio, le imprese distributrici fino a 25.000 punti di prelievo non dovrebbero effettuare tali tipi di investimento negli anni a venire.
- 24.3 Investimenti di questo tipo dovrebbero essere effettuati esclusivamente dal gestore del sistema di trasmissione (per quanto riguarda le reti in alta o altissima tensione) e dalle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali che sono tenute alla consultazione pubblica dei propri piani di sviluppo.
- 24.4 Tale orientamento risponde a esigenze di efficientamento sistemico: è infatti inappropriato che un'impresa distributtrice gestisca una o pochissime cabine primarie (oppure porzioni residuali di rete in alta tensione), con la conseguente necessità di attivare risorse di esercizio e di manutenzione dedicate.
- 24.5 Per quanto sopra, l'Autorità è orientata all'eventuale riconoscimento dei soli costi già sostenuti e dei costi ancora da sostenere nell'ambito di investimenti già avviati, definendo come investimenti avviati quelli con percentuale di investimento sostenuto al 31 dicembre 2022 superiore al 10% rispetto al costo di investimento previsto.
- 24.6 Le imprese distributrici con meno di 25.000 punti di prelievo potranno proporre la realizzazione di una cabina primaria, giustificando l'efficienza socioeconomica dell'intervento proposto:
- a) nell'ambito della consultazione dei piani di sviluppo di un'altra impresa distributtrice;
  - b) in subordine, nell'ambito della consultazione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, con eventuale realizzazione da parte del gestore del sistema di trasmissione.
- 24.7 La discussione sulla realizzazione di eventuali cabine primarie potrebbe avvenire in interlocuzioni dedicate in fase di preparazione dei piani di sviluppo. Tale interlocuzione con l'impresa distributtrice "confinante" potrà comportare economie e individuazione di soluzioni condivise, potenzialmente utili alle reti di distribuzione di entrambe le imprese.
- 24.8 Ciò premesso, qualora gli investimenti siano stati sostenuti o avviati dall'impresa distributtrice, l'Autorità è orientata ad effettuare un riconoscimento di tali costi entro valori massimi definiti in base all'applicazione di costi standard per alcuni elementi di rete AT e trasformatori AT/MT che sono già indicati nella Tabella 12

del documento metodologico di Terna per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2021<sup>29</sup>.

- 24.9 Per facilità di lettura, alcuni di questi costi sono riportati nella seguente tabella 3. Il costo dello stallo AT per reattore indicato nella tabella verrebbe utilizzato anche ai fini dello stallo AT per trasformatore.

Tabella 3 – Costi standard per elementi di rete in alta tensione (nota: AIS sta per *air insulated substation* e GIS per *gas insulated substation*)

Asset elementare	Tipo	Costo standard (migliaia di euro)
Stallo linea 150 kV in semplice sbarra	AIS	348
Stallo linea 150 kV in semplice sbarra	GIS	661
Stallo linea 150 kV in doppia sbarra	AIS	386
Stallo linea 150 kV in doppia sbarra	GIS	687
Stallo congiuntore longitudinale 150 kV	AIS	332
Sbarre singola 150 kV	AIS	281
Sbarre singola 150 kV	GIS	180
Sbarre e parallelo sbarre 150 kV	AIS	625
Sbarre e parallelo sbarre 150 kV	GIS	525
Trasformatore 150 kV / MT da 60 MVA	-	203
Trasformatore 150 kV / MT da 42 MVA	-	162
Stallo 150 kV Reattore (aria) - semplice sbarra	AIS	452
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - semplice sbarra	GIS	717
Stallo 150 kV Reattore (aria) - doppia sbarra	AIS	411
Stallo 150 kV Reattore (SF6) - doppia sbarra	GIS	687

- 24.10 Con riferimento ad investimenti indotti da richieste di connessione di impianti di produzione che modifichino in maniera significativa i flussi energetici della rete (articolo 4, comma 3, lettera c), della deliberazione 237/2018/R/EEL), l'Autorità ritiene che lo sviluppo delle reti di distribuzione dovrebbe mirare a ottimizzare la connessione di nuova capacità di generazione sia in ottica di *smart grid* (peraltro già richiamata in risposta alla consultazione 104/2018/R/EEL) sia mirando al bilanciamento, per quanto possibile, con il carico locale.
- 24.11 Inoltre, la presenza di nuova capacità di generazione (che può contribuire al controllo della tensione) dovrebbe ridurre le esigenze di investimenti correlate a vincoli di tensione.
- 24.12 Va inoltre osservato che, per gli oltre due terzi delle imprese distributrici soggette a tariffa parametrica che si localizzano nell'arco alpino o prealpino, la potenziale situazione di generazione eccedente il carico (e conseguente immissione di energia attiva al punto di interconnessione con la rete "a monte") è principalmente

<sup>29</sup> Il documento metodologico è disponibile sul sito internet dell'Autorità al link: [https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/03\\_DOC%20METODOLOGICO\\_2021.pdf](https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/21/03_DOC%20METODOLOGICO_2021.pdf)

riconducibile allo sviluppo di generazione idroelettrica avvenuto già decenni fa, con investimenti nelle reti di distribuzione che potrebbero essere già completamente ammortizzati.

- 24.13 In ragione delle considerazioni sopra esposte, l’Autorità è orientata a ritenere che tali tipologie di investimenti non abbiano la natura di evento eccezionale richiesta dall’articolo 4, comma 3, della deliberazione 237/2018/R/EEL e non dovrebbero comportare extra-riconoscimenti legati a costi di capitale.
- 24.14 Relativamente a rifacimenti significativi di porzioni di rete a fronte di calamità naturali o eventi assimilabili (articolo 4, comma 3, lettera d) della deliberazione 237/2018/R/EEL), si intende introdurre un criterio di significatività (soglia di eccezionalità) dell’investimento sulla base delle porzioni di rete interessate.
- 24.15 In particolare, si propone che la calamità debba impattare direttamente almeno lo 0,5% delle reti al livello di tensione per cui l’impresa distributrice presenta istanza di riconoscimento di costi aggiuntivi tramite il fattore correttivo g.
- 24.16 Le tipologie di investimenti in media tensione e in bassa tensione si ritiene possano essere riconosciute, analogamente a quanto previsto per gli investimenti in alta tensione, mediante l’applicazione di costi standard, la cui definizione è prevista nell’ambito della declinazione dell’approccio ROSS introdotto con la deliberazione 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM.
- 24.17 Nelle more della definizione di tali costi standard, l’Autorità ritiene che il riconoscimento di queste tipologie di investimenti possa avvenire tramite l’applicazione dei criteri di riconoscimento del regime tariffario puntuale previsto dal TIT sulla base dei costi sostenuti dalle imprese.

*S 22. Osservazioni in merito agli orientamenti dell’Autorità riguardo il riconoscimento tramite fattore correttivo g di costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell’Autorità.*

*S 23. Osservazioni in merito agli orientamenti dell’Autorità riguardo gli investimenti in reti di alta tensione e cabine primarie e il riconoscimento tramite fattore correttivo g dei costi già sostenuti o relativi ad investimenti già avviati.*

*S 24. Osservazioni in merito agli orientamenti dell’Autorità riguardo gli investimenti indotti da nuova capacità di generazione distribuita.*

*S 25. Osservazioni in merito agli orientamenti dell’Autorità riguardo gli investimenti per rifacimenti rete a seguito di calamità naturali o eventi assimilabili.*

## 25. Orientamenti sulla presentazione delle istanze

### Orientamenti dell'Autorità

- 25.1 L'Autorità è orientata a prevedere che le modalità di formulazione delle istanze nonché eventuali schemi per la presentazione delle medesime vengano comunicati nel provvedimento finale o tramite determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità.
- 25.2 Con riferimento alla modalità di presentazione delle istanze, in linea generale, l'Autorità ritiene opportuno che le istanze vengano formulate annualmente nell'ambito della raccolta RAB.
- 25.3 Le istanze relative agli investimenti già effettuati potranno essere gestite, per ragioni di semplicità amministrativa, mediante una singola istanza, entro un termine *ad hoc* fissato in esito alla presente consultazione.
- 25.4 Gli Uffici dell'Autorità valuteranno e proporranno all'Autorità l'accoglimento o il rigetto delle istanze in tempo utile per il recepimento in tariffa delle stesse con un *lag* temporale, coerente con i criteri vigenti per la determinazione dei costi riconosciuti nel regime tariffario parametrico.
- 25.5 Con riferimento ai contenuti minimi delle istanze, si ritiene che le imprese debbano comunicare le informazioni relative alle spese effettive sostenute per gli investimenti effettuati, distinte per anno e per cespiti, e le relative consistenze (ad esempio km di rete in media tensione con conduttore nudo, con conduttore aereo isolato o in cavo interrato, km in rete in bassa tensione con analoga differenziazione, numero di cabine secondarie e loro potenza nominale di trasformazione, elementi di rete in alta tensione e trasformatori di cabina primaria, con la medesima categorizzazione definita da Terna nella Tabella 12 del documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2021).

*S 26. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione delle istanze e ai possibili contenuti delle istanze*

## APPENDICE A

### OPZIONI PER L'ARMONIZZAZIONE DEI PIANI DI SVILUPPO POST 2023

A1 La presente Appendice A fornisce alcuni elementi di prima discussione nella direzione di armonizzare i Piani di sviluppo successivi al 2023.

#### Possibile struttura del Piano di sviluppo post 2023

- A2 Ciascun Piano di sviluppo potrebbe includere i seguenti aspetti:
- a) Contesto normativo (con riferimenti a obiettivi europei, nazionali, comunali quando appropriato);
  - b) Descrizione del processo di coordinamento con il gestore del sistema di trasmissione e con le imprese distributrici interconnesse o sottese e con le imprese distributrici di gas naturale;
  - c) Descrizione del processo di interazione con i soggetti coinvolti nello sviluppo della rete (ad esempio: enti o aziende che si occupano di infrastrutture stradali o ferroviarie, comuni, *charging point operator*, gestori di trasporto pubblico locale) e con le stazioni appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale, in relazione agli sviluppi delle reti gas previsti nei bandi;
  - d) Stato attuale della rete (raccolta parametri fisici ed economici della rete esistente, incluse le recenti priorità di investimento) e cenni alle prestazioni della rete di distribuzione;
  - e) Evoluzione degli scenari di sviluppo del sistema energetico (analisi e definizione degli scenari previsionali, valutazione richieste di connessione utenza e FER)
  - f) Identificazione delle criticità attese (principali esigenze di potenziamento o di rinnovo, anche sulla base di simulazioni di funzionamento del sistema elettrico);
  - g) Definizione degli interventi e analisi di fattibilità (verifica tecnica ed economica, con indici quantitativi anche in esito a simulazioni di funzionamento del sistema e quando applicabile analisi costi benefici (ACB))
  - h) Programmazione degli interventi (suddivisione temporale degli interventi sull'arco temporale del piano; valutazione preliminare delle autorizzazioni necessarie, coinvolgimento dei principali *stakeholder*)
  - i) Monitoraggio degli interventi (stato avanzamento attività e cause mancato avanzamento, costi, quando applicabile impatti/benefici);
  - j) Risultati attesi in termini di impatti sulle principali *performance* del sistema di distribuzione.
- A3 Inoltre, ciascun Piano di sviluppo potrebbe contenere appendici informative con medesime caratteristiche, quali ad esempio formati (tabellari, anche in formato

elaborabile o schede o entrambi) di presentazione degli interventi e delle loro caratteristiche principali.

- A4 Oltre a quanto già indicato al precedente punto 7.5, verrebbero presentati i costi di investimento già sostenuti, lo stato dell'intervento e, secondo quanto disponibile, impatti quantificati o benefici monetizzati.
- A5 Per gli interventi che sono identificati sulla base di una metodologia di analisi costi benefici, dovrebbero essere quantificati in particolare i benefici attesi per ciascuna categoria di beneficio. Le schede n. 7 e n. 8 del TIQE forniscono già oggi elementi riguardo la categorizzazione di alcuni benefici e le ipotesi da utilizzare per l'analisi economica.
- A6 Le appendici informative potrebbero anche fornire mappe di capacità (*hosting capacity*) della rete di distribuzione, differenziate in relazione alla connessione di ulteriori carichi o alla connessione di ulteriori impianti di generazione.

#### **Appendice metodologica per l'identificazione degli interventi**

- A7 Come già per il piano di sviluppo della rete di trasmissione (si vedano i relativi piani e l'Allegato A.74 al Codice di rete di Terna), i Piani di sviluppo delle reti di distribuzione sarebbero accompagnati da un'appendice metodologica che spiega il processo di identificazione e prioritizzazione degli investimenti.
- A8 Un primo elemento dell'appendice metodologica dovrebbero essere gli obiettivi e i criteri adottati per il processo di pianificazione.
- A9 In particolare, dovrebbero essere esplicitate le ipotesi quantitative adottate per ciascun criterio (ad esempio: aumento della capacità di trasformazione in cabina primaria o realizzazione di un'altra cabina primaria quando il carico dei trasformatori raggiunge il 60%-65% della potenza nominale).
- A10 Inoltre, nel caso di utilizzo di simulazioni del funzionamento della rete di distribuzione, dovrebbe essere fornita informazioni sugli strumenti utilizzati e sulle loro logiche.
- A11 Nel rispetto delle disposizioni legislative, per ciascun intervento pianificato, dovrebbe essere in particolare spiegata l'assenza di misure alternative rispetto all'espansione cosiddetta "hardware" delle reti, in particolare che non siano possibili o non siano economicamente efficienti misure di gestione della domanda, ricorso a servizi ancillari locali, ecc.
- A12 L'appendice metodologica dovrebbe inoltre esplicitare la metodologia di stima dei costi (al riguardo, si veda anche il precedente capitolo 8).
- A13 Per gli interventi che sono identificati sulla base di una metodologia di analisi costi benefici, dovrebbero essere spiegate in dettaglio le modalità di calcolo per ciascuna categoria di beneficio e, quando applicabile, le ipotesi adottate per i coefficienti di monetizzazione. Inoltre, dovrebbero essere riportate le formule

utilizzate e esempi applicativi di calcolo degli indicatori IUS (indice di utilità per il sistema elettrico) e VAN (valore attualizzato netto).

**Esempi di categorie elementari di investimento ai fini della stima dei costi**

- A14 La tabella seguente fornisce un elenco indicativo di possibili categorie elementari di investimento.
- A15 Una categorizzazione di alcuni investimenti (e i relativi valori unitari di riferimento) sono peraltro già pubblicati dalle imprese distributrici, in ottemperanza alle disposizioni del TICA. Ai sensi dell'articolo 3 del TICA, sono pubblicate le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione, incluse le soluzioni tecniche convenzionali adottate per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, con l'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale.
- A16 I valori unitari di riferimento sono espressi tipicamente in keuro/km per linee e cavi e in euro per ciascun asset elementare di cabina.

Tabella 4 - Alcune categorie elementari di investimento

Area per cabina primaria AT/MT (categoria differenziata ad es. urbano vs. rurale) <sup>30</sup>
Fabbricato per cabina primaria AT/MT
Sezione AT con isolamento in aria
Sezione AT con isolamento in SF6
Stallo AT di cabina primaria
Trasformatore AT/MT (differenziata per potenza nominale)
Reattore AT (differenziata per potenza nominale)
Sezione MT di cabina primaria
Stallo MT di cabina primaria
Batteria di condensatori MT (differenziata per potenza nominale)
Area per cabina secondaria MT/BT
Fabbricato per cabina secondaria MT/BT (differenziata per tipologia di cabina)
Sezione MT di cabina secondaria
Trasformatore MT/BT (differenziata per potenza nominale)
Sezione BT di cabina secondaria
Linea aerea MT in conduttore nudo (differenziata per portata/tipo di conduttore e eventualmente differenziata per livello di tensione nominale)
Linea aerea MT in conduttore isolato (come sopra)
Cavo interrato MT (come sopra)
Demolizione linea aerea MT
Linea aerea BT in conduttore nudo (differenziata per portata/tipo di conduttore)
Linea aerea BT in conduttore isolato (come sopra)
Cavo interrato BT (come sopra)

<sup>30</sup> Alcune categorie elementari di cabina primaria AT/MT sono applicabili anche per i centri satellite MT.