

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
269/2013/R/EEL**

**REVISIONE DEL MECCANISMO DI PEREQUAZIONE DELLE  
PERDITE SULLE RETI DI ENERGIA ELETTRICA**

*Documento per la consultazione  
Mercato di incidenza: energia elettrica*

*20 giugno 2013*

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/11), finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione, e con il percorso delineato dalla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 196/11) volto, fra l'altro, a definire una specifica disciplina per i prelievi e le immissioni di energia elettrica e per la modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributrice della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard (di seguito: meccanismo di perequazione perdite).*

*Con la deliberazione 20 dicembre 2012, 559/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 559/2012/R/eel) l'Autorità ha stabilito, secondo un approccio graduale e in coerenza con gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 480/2012/R/eel (di seguito: DCO 480/2012), la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché la revisione, entro il 31 dicembre 2013, del meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV, al fine di renderlo maggiormente coerente con l'esercizio reale delle reti di distribuzione e con i risultati conseguibili dagli operatori nella gestione delle perdite.*

*Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità, nell'ambito del sopra richiamato procedimento e delle deliberazioni successive, intende sottoporre all'attenzione dei soggetti interessati i propri orientamenti in materia di revisione delle modalità di determinazione e riconoscimento a ciascuna impresa distributrice del valore a regolazione della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità osservazioni e suggerimenti entro e non oltre il 22 luglio 2013. Al fine di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti in risposta alla presente consultazione si chiede di inviare, ove possibile, tali documenti in formato elettronico.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

**Autorità per l'energia elettrica e il gas**

**Direzione Mercati**

**Unità Condizioni economiche di Tutela e Perequazione e Monitoraggio**

Piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 02.655.65.284/290

fax 02.655.65.265

e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)

sito internet: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

## **1 Introduzione**

- 1.1 L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/11, ha avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione e di trasmissione e dell'eventuale revisione dei medesimi fattori.
- 1.2 Con la deliberazione ARG/elt 196/11, l'Autorità ha stabilito, oltre alla revisione dei fattori di perdita standard di cui alla tabella 4 del TIS, di effettuare ulteriori approfondimenti in merito all'adeguatezza dei fattori di perdita standard relativamente alle reti in media e bassa tensione, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica, nonché allo scopo di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard (di seguito: delta perdite), che tengano in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime.
- 1.3 Con il DCO 480/2012, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in merito alla revisione dei fattori convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata sulle reti di media e bassa tensione e del meccanismo di perequazione perdite.
- 1.4 In particolare, per quanto concerne la revisione del meccanismo di perequazione perdite, il DCO 480/2012 ha prospettato la modifica del regime applicato alle imprese di distribuzione, mediante una differenziazione dei fattori standard a copertura delle perdite di natura tecnica e commerciale, prevedendo a tal fine di seguire un approccio graduale, la cui conclusione è prevista nel prossimo periodo regolatorio (2016-2020).
- 1.5 A tal fine, il DCO 480/2012 ha evidenziato la necessità di disporre di dati ulteriori sul funzionamento delle reti elettriche, in particolare in bassa e media tensione, con lo scopo di definire l'incentivo al contenimento delle perdite a livello di singola impresa e, pertanto, in modo più coerente con l'esercizio reale delle reti di distribuzione e con i risultati conseguibili nella gestione delle perdite.
- 1.6 Con la deliberazione 559/2012/R/eel l'Autorità ha stabilito, secondo un approccio graduale e in coerenza con gli orientamenti presentati nel DCO 480/2012/R/eel, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita applicati all'energia elettrica prelevata dalle reti in media e bassa tensione, nonché la modifica, entro il 31 dicembre 2013, del meccanismo di perequazione perdite stabilito dal TIV.
- 1.7 In particolare, con riferimento al regime di perequazione perdite, l'Autorità ha previsto di avviare, nel corso dell'anno 2013, un progetto specifico per lo studio delle reti elettriche al fine di approfondire la conoscenza del funzionamento delle medesime, soprattutto con riferimento al fenomeno delle perdite di rete i cui esiti saranno propedeutici per la revisione del meccanismo di perequazione perdite da applicare nel periodo 2013-2015.
- 1.8 Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità intende delineare i propri orientamenti in merito alla revisione del meccanismo di perequazione perdite a valere sul periodo 2013-2015, in linea con le finalità sopra richiamate e con gli obiettivi di promuovere l'efficienza nella gestione della rete, di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese di distribuzione, e di offrire alle imprese distributrici

incentivi al contenimento delle perdite maggiormente coerenti con le condizioni di esercizio delle reti, come di seguito più estesamente descritto.

## **2 Il meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV e i presupposti per la revisione**

2.1 Il meccanismo di perequazione perdite stabilito dal TIV prevede che, in ciascun anno, l'ammontare di perequazione da regolare con ciascuna impresa di distribuzione sia definito sulla base di:

- a) un unico fattore di perdita standard, differenziato per livello di tensione, corrispondente a quanto applicato ai prelievi di energia elettrica;
- b) la valorizzazione della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela.

2.2 Tale meccanismo di perequazione, descritto agli art. 24 e 26 del TIV, consente di incentivare le imprese di distribuzione al contenimento delle perdite di rete in quanto ciascuna impresa paga (se positivo) e incassa (se negativo):

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L})$$

dove  $pau$  è il prezzo di cessione di Acquirente unico, differenziato per mese e per fascia, e  $q^{\Delta L}$  è l'energia elettrica corrispondente al delta perdite, differenziata per mese e per fascia, pari, a sua volta, alla differenza tra l'energia elettrica destinata ai clienti serviti nella maggior tutela, determinata ai sensi dell'art. 26 del TIV, e l'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di maggior tutela, inclusa l'energia per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione.

2.3 Il meccanismo di perequazione previsto dal TIV corrisponde ad un modello di regolazione incentivante che non richiede al regolatore di disporre di informazioni dettagliate sul funzionamento delle reti, in quanto pone il livello delle perdite riconosciute pari ad un livello prefissato, omogeneo sul territorio nazionale, che consente all'impresa di trattenere eventuali benefici associati a valori di perdite effettive inferiori al livello standard riconosciuto.

2.4 Tuttavia, tale sistema non tiene adeguatamente conto di esigenze di equità, che pure potrebbero risultare rilevanti, laddove le condizioni di esercizio della rete siano particolarmente differenziate tra operatori, per effetto ad esempio delle caratteristiche tecniche della rete, delle peculiarità connesse con l'orografia del territorio, della diversa concentrazione territoriale dei punti di prelievo, o anche come conseguenza di una diversa insistenza di fenomeni esogeni, quali i prelievi fraudolenti da parte dei clienti finali, realizzati anche attraverso la manomissione degli impianti.

2.5 Le informazioni ad oggi a disposizione dell'Autorità segnalano una significativa articolazione dei livelli di perdita di energia elettrica afferenti alle reti di distribuzione come dimostrano sia alcune simulazioni svolte dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano (di seguito: Politecnico di Milano) relativamente alle reti di media

tensione sia le risultanze derivanti dall'implementazione del meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV.

- 2.6 In particolare, le simulazioni effettuate dal Politecnico di Milano condotte su tre sottoinsiemi ridotti di reti MT individuati in base agli ambiti territoriali di cui alla deliberazione 333/07<sup>1</sup>, conducono ad una stima di fattori di perdita differenziati per livello di concentrazione, che esibiscono significativi scostamenti rispetto al valore medio computato per tutta la rete MT a livello di campione esteso (Tavola 1). Analogamente, ulteriori simulazioni svolte dal Politecnico di Milano evidenziano differenze rilevanti nei fattori di perdita associati alle reti in media tensione riscontrabili ai diversi livelli di tensione delle medesime (Tavola 2).

Tavola 1: Stime fattori percentuali di perdita reti MT per ambito territoriale

	<b>Trasformatore AT/MT – Fattore percentuale di perdita</b>	<b>Linea MT – Fattore percentuale di perdita</b>	<b>Fattore percentuale di perdita totale MT</b>
Alta densità	0,415%	0,427%	0,84%
Media densità	0,521%	0,701%	1,22%
Bassa densità	0,559%	1,298%	1,86%
<b>Totale</b>	<b>0,495%</b>	<b>0,760%</b>	<b>1,26%</b>

Fonte: Politecnico di Milano

Tavola 2: Stime fattori percentuali di perdita reti MT per livello di tensione

	<b>Trasformatore AT/MT – Fattore percentuale di perdita</b>	<b>Linea MT – Fattore percentuale di perdita</b>	<b>Fattore percentuale di perdita totale MT</b>
< 15 kV	0,598%	1,629%	2,227%
15 kV	0,516%	0,808%	1,324%
20 kV	0,533%	0,725%	1,257%
> 20 kV	0,401%	0,253%	0,654%

Fonte: Politecnico di Milano

- 2.7 Anche dalle informazioni relative all'implementazione del meccanismo di perequazione perdite, così come comunicate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), risulta una forte articolazione dei livelli di perdita a livello di impresa di distribuzione, rispetto al valore medio nazionale.

<sup>1</sup> La deliberazione 333/07 ha definito i seguenti gradi di concentrazione per i territori comunali: alta concentrazione (popolazione superiore a 50.000 abitanti), media concentrazione (popolazione compresa tra 5.000 e 50.000 abitanti), bassa concentrazione (popolazione inferiore a 5.000 abitanti). L'ambito territoriale è l'insieme delle aree territoriali comunali servite dalla stessa impresa distributrice all'interno di una stessa provincia e aventi lo stesso grado di concentrazione.

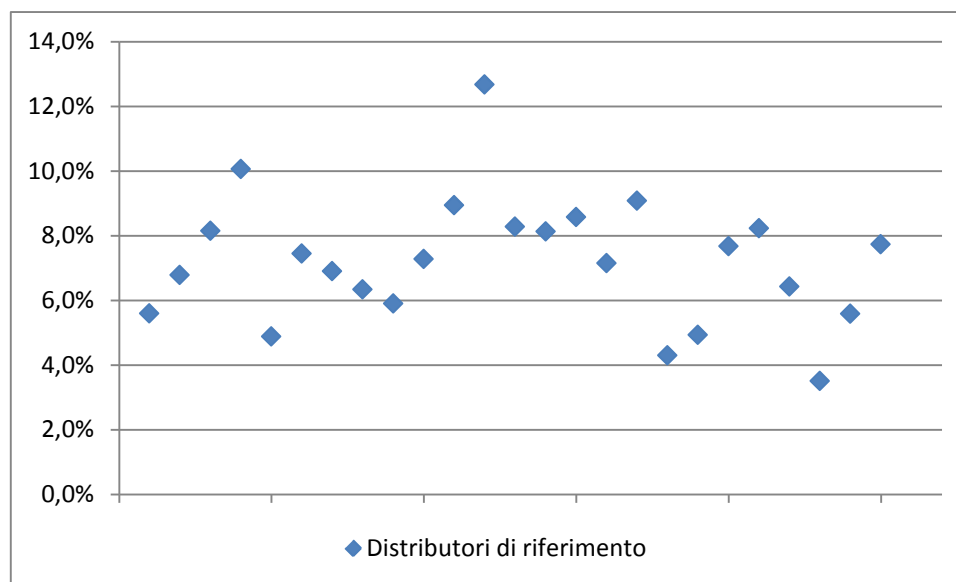
2.8 In particolare l'esame dei dati di perequazione, relativamente agli anni 2010 e 2011, evidenzia livelli mediamente in linea con i fattori di perdita standard vigenti (Tavola 3).

Tavola 3: Risultati relativi alla perequazione: delta perdite in quantità, anni 2010-2011

	<b>Medio 2010-2011</b>
Anno corrente (TWh)	+1,6
Anni precedenti (TWh)	-1,5
Delta perdite (TWh)	+0,1

2.9 Al contempo, rispetto al valore medio nazionale, le medesime informazioni segnalano tuttavia forti differenze a livello di ciascuna impresa di distribuzione, come è possibile osservare dalle Figura 1, riferita ai principali operatori nazionali. La difformità riscontrata nei valori relativi alle perdite di energia elettrica può essere imputata a diversi elementi, ascrivibili alle caratteristiche fisiche delle reti (configurazione tecnica della rete, peculiarità connesse con l'orografia del territorio, diversa concentrazione territoriale dei punti di prelievo), nonché a fattori di diversa natura, tra cui i prelievi fraudolenti dei clienti finali, gli errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati, che possono assumere valori anche significativamente diversi tra le imprese<sup>2</sup>.

Figura 1: Perdite effettive delle imprese di distribuzione di riferimento nel 2011, fattori percentuali rispetto ai prelievi di ciascuna impresa.



2.10 Alla luce delle risultanze di cui ai punti precedenti, l'Autorità intende procedere ad una revisione del meccanismo di perequazione perdite, prevedendo una differenziazione dei fattori standard applicati a ciascuna impresa di distribuzione, in modo da rendere gli

<sup>2</sup> In base a stime preliminari riferite al periodo 2010-2011, il fattore medio di perdite commerciali sulle reti di bassa tensione appare quantificabile nella misura dell'1,5% circa.

incentivi al contenimento delle perdite di rete maggiormente coerenti con le condizioni di esercizio delle reti di distribuzione e con gli effettivi risultati conseguiti dagli operatori.

### **3 Approccio metodologico per la differenziazione dei fattori di perdita standard ai fini della perequazione**

- 3.1 Al fine di procedere alla revisione del meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV per tenere conto dell'articolazione dei livelli di perdita sulle reti di distribuzione, l'Autorità ha ritenuto opportuno integrare le informazioni ad oggi disponibili con dati puntuali sul funzionamento delle reti elettriche, in modo da pervenire ad una più corretta differenziazione dei fattori di perdita da applicare a ciascuna impresa di distribuzione ai fini della perequazione. Tali dati, inoltre, potrebbero essere utilmente impiegati per la finalizzazione di ulteriori provvedimenti, in particolare in materia di revisione dei fattori convenzionali delle perdite di energia elettrica per effetto dello sviluppo della generazione distribuita e dell'efficientamento delle reti, nonché con riferimento alla futura regolazione delle reti intelligenti (*smart grids*).
- 3.2 Con la deliberazione 559/2012/R/eel, coerentemente con quanto delineato nel DCO 480/2012, l'Autorità ha pertanto avviato un progetto specifico per lo studio delle reti, avente in particolare le seguenti finalità:
- approfondire la conoscenza del funzionamento e delle caratteristiche delle reti di distribuzione, soprattutto con riferimento al fenomeno delle perdite;
  - valutare in modo più preciso i fattori di perdita standard di tipo tecnico rappresentativi della condizione media nazionale, nonché acquisire elementi utili per la stima delle perdite di tipo commerciale;
  - differenziare i fattori di perdita standard di tipo tecnico in base ad alcuni parametri regolatori (classi rappresentative);
  - acquisire informazioni e dati utili per la definizione di ulteriori provvedimenti dell'Autorità, quali appunto quelli in tema di generazione distribuita e di regolazione delle *smart grids*.
- 3.3 Il progetto di studio delle reti, che si avvale dell'ausilio del Politecnico di Milano, si articola lungo le seguenti fasi, definite anche a seguito di confronto con gli operatori<sup>3</sup>:
- a. raccolta presso le imprese di distribuzione dei valori misurati relativi alle perdite effettive per singola Cabina Primaria e dei relativi fattori di perdita effettivi con riferimento ad un intero anno di esercizio, nonché di alcune informazioni relative a parametri rappresentativi delle condizioni strutturali e di esercizio delle reti;
  - b. identificazione da parte del Politecnico di Milano di campioni rappresentativi di reti italiane (campione esteso di reti MT e campione ridotto di reti BT, comunque rappresentativo della realtà italiana), ai fini del calcolo dei fattori di perdita standard di natura tecnica sulle reti medesime;
  - c. determinazione delle perdite standard di natura tecnica sulle reti del campione MT e del campione BT di cui al punto precedente, mediante utilizzo da parte delle imprese di distribuzione di calcoli di *load flow* eseguiti su profili di carico misurati oppure, in caso di mancanza, su profili standard selezionati dalle imprese medesime e concordati

---

<sup>3</sup> Workshop del 19 febbraio c.a. su "Progetto di studio per l'analisi delle perdite", presso gli uffici dell'Autorità.

con il Politecnico di Milano. Contestualmente ai predetti calcoli di *load flow*, è prevista la possibilità di richiedere alle imprese di distribuzione ulteriori informazioni circa le sole reti elettriche appartenenti al campione;

- d. correlazione dei suddetti risultati (perdite tecniche) con le principali variabili esogene da cui essi risultano influenzati e conseguente individuazione di un numero e di una tipologia di classi rappresentative a cui ricondurre i diversi tratti della rete di ciascuna impresa di distribuzione;
  - e. definizione di un fattore di perdita medio per ciascuna classe rappresentativa da utilizzare ai fini della differenziazione per ciascuna impresa di distribuzione delle perdite tecniche sulle reti.
- 3.4 Per quanto concerne l'attività di cui al punto 3.3, lettera d, l'Autorità intende procedere all'individuazione delle classi rappresentative a partire dal seguente insieme di variabili esplicative per l'analisi di correlazione:
- ambito di concentrazione prevalente (alta, media, bassa);
  - livello di tensione;
  - lunghezza totale delle linee;
  - energia annua fornita ai carichi;
  - densità e momento elettrico<sup>4</sup>;
  - potenza complessiva della GD installata rispetto al carico;
  - ore totali di inversione di flusso.
- 3.5 A conclusione del progetto, l'Autorità intende utilizzare le analisi e le risultanze dello studio al fine di valutare l'adeguatezza dei fattori convenzionali di perdita applicati ai prelievi dalle reti di media e bassa tensione di cui alla tabella 4 del TIS, nonché ai fini della revisione del meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV.
- 3.6 Per quanto concerne la revisione del meccanismo di perequazione perdite, oggetto del presente documento di consultazione, in particolare l'Autorità intende avvalersi delle indicazioni fornite dallo studio per la determinazione dei fattori standard da applicare a ciascuna impresa di distribuzione ai fini della differenziazione del valore riconosciuto del delta perdite.
- 3.7 Nello specifico, per quanto concerne le perdite tecniche, si prevede di definire, per ciascuna impresa distributrice, un fattore percentuale standard delle perdite di tipo tecnico (PST), calcolato sulla base della configurazione della propria rete di distribuzione, i cui tratti saranno opportunamente assegnati alle classi rappresentative che risultano in esito allo studio, e dei corrispondenti fattori medi di perdita standard (bassa tensione, media tensione e, nei casi in cui rileva, tenuto conto dei prelievi in alta tensione)<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Il momento elettrico di una rete è la somma dei momenti elettrici di tutte le linee che compongono la rete, a loro volta pari alla somma di tutti i momenti elettrici dei nodi che compongono la linea. Il momento elettrico di un nodo corrisponde al prodotto tra la potenza collegata al nodo e la resistenza (espressa in Ohm) del collegamento che unisce il nodo alla cabina primaria.

<sup>5</sup> La distinzione per livello di tensione dei fattori di perdita relativi a ciascuna classe rappresentativa consente, in alternativa, di operare un'analogia differenziazione dei PST per ciascuna impresa di distribuzione (vedi § 4.8).



- 3.8 Al fine di ricondurre i fattori medi di perdita di ciascuna classe rappresentativa al PST specifico aziendale, l'Autorità considera di utilizzare, quale possibile *driver* di attribuzione, parametri di rete quali, ad esempio, la lunghezza per la rete MT o la potenza di trasformazione per la rete BT, la distribuzione del carico, prevedendo eventualmente meccanismi di correzione per tenere conto di fenomeni di rilievo, quali ad esempio la penetrazione della generazione diffusa (GD) o, nel caso, mutamenti significativi delle caratteristiche della rete, anche per effetto di investimenti tecnologici sulle linee e sui trasformatori, che possono avere un impatto sul livello e la dinamica delle perdite.
- 3.9 Rispetto alla generazione diffusa, appare evidente che la medesima consenta un avvicinamento fra generazione e carico, portando intuitivamente ad una riduzione delle perdite registrabili tra la produzione e il punto di consumo. Questo effetto si manifesta con ragionevole certezza nel caso in cui la potenza iniettata ora per ora sia inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati a valle dalla stessa linea. Nel caso, invece, di una forte penetrazione della GD, la potenza immessa in ciascuna ora dalle relative unità di produzione potrebbe risultare complessivamente superiore rispetto all'energia assorbita dai carichi a valle della linea di immissione, determinando la possibilità di inversione di flusso, ovvero di flussi di potenza dalla linea verso la sezione di trasformazione superiore, che potrebbero portare, almeno per parte dell'anno, ad un aumento delle perdite rispetto all'assetto di rete passiva.
- 3.10 Per quanto attiene le modalità per il riconoscimento delle perdite sui trasformatori AT/MT di cabina primaria, è possibile immaginare un approccio alternativo a quello convenzionale che si prospetta per la generalità dei segmenti della filiera elettrica. In particolare, osservando che sono disponibili i dati di misura concernenti il flusso di potenza (attiva e reattiva) con scansione oraria (o quattoraria) sul lato MT di tali trasformatori (in alcuni casi, sul lato AT), è possibile misurare opportunamente le perdite rilevate su tale stadio di trasformazione attribuendo così all'impresa distributrice le reali perdite fisiche invece di quelle convenzionali derivanti dall'applicazione di un coefficiente standard.
- 3.11 Dal punto di vista operativo, sulla base delle misure disponibili sul lato MT, è possibile risalire al valore delle perdite fisiche realmente verificatesi su ciascun trasformatore AT/MT di cabina primaria mediante semplici funzioni di ricostruzione delle perdite medesime. In questo modo, a partire dal profilo annuo su base oraria dell'energia transitata sull'interfaccia AT/MT di ciascuna semisbarra di cabina primaria e dai dati di targa dei trasformatori, sarà possibile ricostruire in maniera sufficientemente accurata l'energia persa su ciascun trasformatore AT/MT nell'intero anno di esercizio, e di conseguenza riconoscere all'impresa di distribuzione i costi relativi alle perdite fisiche, come ricostruite per mezzo delle funzioni sopra citate.
- 3.12 Una simile soluzione avrebbe il vantaggio di:
- consentire un meccanismo per il riconoscimento delle perdite più aderente ai costi realmente sostenuti dalle imprese;
  - permettere una gestione più opportuna di tutte quelle situazioni (inversione di flusso, ecc.) in cui le perdite fisiche sui trasformatori risultano difficilmente determinabili per mezzo dei coefficienti standard (invariabilmente associati alla somma delle energie transitate).

- 3.13 Questa modalità permetterebbe una fedele ricostruzione delle perdite esclusivamente di natura tecnica; data la pratica impossibilità del verificarsi di perdite di natura commerciale nella sezione di trasformazione AT/MT, il riconoscimento delle perdite tecniche sarebbe esaustivo della totalità delle perdite fisiche.
- 3.14 I PST relativi a ciascuna impresa di distribuzione, come sopra determinati, verrebbero aggiornati periodicamente per tenere conto dell'evoluzione dei suddetti *driver* di attribuzione, secondo una frequenza tale da contemperare le esigenze, da un lato, di maggiore aderenza alle condizioni di esercizio delle reti, dall'altro, di stabilità dei valori di perdita riconosciuti a ciascuna impresa ai fini della perequazione e di contenimento dell'onere amministrativo per il sistema.
- 3.15 Per quanto riguarda le perdite di natura non tecnica, l'Autorità intende definire un fattore standard delle perdite di tipo commerciale (PSC) rappresentativo di una rete mediamente efficiente, la cui determinazione terrà conto sia degli elementi emersi dallo studio condotto dal Politecnico di Milano sia degli esiti del meccanismo di perequazione perdite, come comunicati dalla Cassa ai sensi del TIV. In alternativa, anche a valle delle analisi e degli ulteriori elementi disponibili a conclusione dello studio, si potrebbe considerare di differenziare il fattore PSC per ciascuna impresa di distribuzione, a partire dal confronto tra le perdite complessive sulla rete e il PST specifico aziendale.

Q1. Si condivide l'approccio metodologico delineato per la differenziazione dei fattori di perdita standard nell'ambito della perequazione? Ai fini dell'individuazione delle classi rappresentative, si ritiene vi siano ulteriori o diversi fattori da considerare per l'analisi di correlazione? Se sì, quali?

Q2. Si condivide la proposta di definire, per ciascuna impresa di distribuzione, un fattore percentuale unico delle perdite di tipo tecnico (PST), riferito all'intera rete di distribuzione o, in alternativa, si ritiene più opportuno preservare la distinzione per livello di tensione? Motivare.

Q3. Si condivide l'orientamento dell'Autorità in merito ai driver di attribuzione da utilizzare per ricondurre i fattori medi di perdita di ciascuna classe rappresentativa ai PST associati alle imprese distributrici? Eventualmente, quali altre opzioni si ritengono percorribili?

Q4. Rispetto alle perdite sui trasformatori AT/MT di cabina primaria, si condivide l'approccio alternativo prospettato dall'Autorità rispetto alla modalità convenzionale di riconoscimento delle perdite altrimenti in vigore per la generalità delle reti elettriche? Relativamente alle medesime si evidenziano specifiche esigenze, anche sul piano dell'efficienza, meritevoli di considerazione da parte dell'Autorità? Secondo quali modalità?

Q5. Con quale frequenza si ritiene opportuno aggiornare i PST delle imprese distributrici? Quali modalità di aggiornamento si suggerisce di considerare, anche rispetto all'esigenza di stabilità dei valori riconosciuti e riduzione dell'onere amministrativo?

Q6. Si condivide l'orientamento dell'Autorità di definire un PSC rappresentativo di una rete mediamente efficiente per tutte le imprese di distribuzione, o si ritiene che andrebbe differenziato per ciascuna impresa? Nel secondo caso, quali modalità appaiono più idonee per procedere alla suddetta differenziazione?

## 4 Proposta di revisione del meccanismo di perequazione perdite

4.1 La revisione delineata del meccanismo di perequazione perdite prende spunto dalle evidenze sinteticamente descritte nella sezione 2 e persegue i seguenti obiettivi:

- favorire l’efficienza nella gestione della rete, in modo tale che il costo (economico e ambientale) delle perdite di rete sia progressivamente minimizzato;
- promuovere l’equilibrio economico delle imprese di distribuzione, mediante modalità di riconoscimento delle perdite volte a mantenere un’adeguata copertura alle imprese distributrici che sia anche coerente con la differenziazione territoriale del fenomeno;
- riportare l’incentivo al contenimento delle perdite riconosciuto a ciascuna impresa di distribuzione ad un livello maggiormente coerente con le condizioni reali di esercizio delle reti, al fine di evitare che modalità di trattamento indifferenziato del valore a regolazione della differenza tra perdite effettive e perdite standard possano tradursi, nella sostanza, in una disparità di trattamento tra imprese medesime.

4.2 A valere dalle perdite registrate nell’anno 2013 e per gli anni successivi del periodo regolatorio in corso, l’Autorità intende pertanto rivedere il meccanismo di perequazione perdite previsto dal TIV in maniera tale che l’ammontare di perequazione da regolare con ciascuna impresa distributtrice sia posto pari a:

$$\Delta L = \sum_m \sum_i (pau_{i,m} * q_{i,m}^{\Delta L})$$

dove:

- $pau$  è il prezzo di cessione di Acquirente unico, differenziato per mese e per fascia;
- $q^{\Delta L}$  è l’energia elettrica corrispondente al delta perdite, differenziato per mese e per fascia, a sua volta, determinato nel seguente modo:

$$q^{\Delta L} = immissioni_{AT} + \lambda_{GD} * immissioni_{BT,MT} - \lambda_P^R \sum prelievi$$

4.3 Per ciascuna impresa di distribuzione, l’energia elettrica corrispondente al delta perdite verrebbe così posta pari alla differenza tra:

- la somma della quantità di energia elettrica immessa nell’area di riferimento nella rete dell’impresa distributtrice<sup>6</sup>, aumentata, con riferimento alle immissioni in media e bassa tensione, di un fattore percentuale specifico aziendale ( $\lambda_{GD}$ ) per tenere conto delle perdite in modo coerente con la regolazione vigente del fenomeno delle perdite di rete, anche rispetto al tema della generazione diffusa, e con gli esiti dello studio del Politecnico di Milano relativi alla differenziazione dei fattori di perdite sulle reti di media e bassa tensione;

---

<sup>6</sup> Inclusa l’energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in punti di prelievo connessi alla rete di trasmissione nazionale ubicati nell’ambito territoriale dell’impresa distributtrice.

- la somma dell’energia elettrica prelevata nell’area di riferimento dalla rete dell’impresa distributrice, compresa l’energia fornita per gli usi propri della distribuzione e della trasmissione, complessivamente incrementata del fattore percentuale di perdita riconosciuto specifico aziendale ( $\lambda_p^R$ ).

4.4  $\lambda_p^R$  costituisce un parametro percentuale specifico aziendale che consente di differenziare l’ammontare di perequazione riconosciuto a ciascuna impresa in modo più coerente rispetto all’esercizio delle reti, calcolato, nell’ipotesi di PST e PSC indifferenziati per livello di tensione, come di seguito:

$$\lambda_p^R = \min \left[ \frac{\max(PE; PST) + PST + PSC}{2}; PST + PSC \right] + 1$$

dove:

- PST è il fattore percentuale standard di tipo tecnico, stimato a partire dalle caratteristiche della rete di ciascuna impresa di distribuzione, di cui alla sezione 3 e riferito all’intera rete di distribuzione senza differenziazione per livello di tensione (bassa tensione, media tensione e, nei casi in cui rileva, tenuto conto dei prelievi in alta tensione);
- PSC è il fattore standard delle perdite di tipo commerciale, di cui alla sezione 3;
- PE è il fattore percentuale corrispondente alle perdite effettive di ciascuna impresa distributrice riferito all’intera rete di distribuzione senza differenziazione per livello di tensione, determinato, come di seguito, confrontando le immissioni nell’area di riferimento nella rete dell’impresa, incrementata per le perdite standard, e l’energia prelevata dalla rete dell’impresa, al netto delle perdite:

$$PE = \frac{\text{immissioni}_{AT} + \lambda_{GD} * \text{immissioni}_{BT,MT} - \sum \text{prelievi}}{\sum \text{prelievi}}$$

4.5 La modalità di determinazione del fattore percentuale di perdita standard specifico aziendale consente di preservare l’incentivo al contenimento delle perdite, al contempo commisurando il medesimo in modo più coerente alle condizioni di esercizio delle reti di distribuzione, valutate in esito agli approfondimenti svolti tramite il progetto specifico di studio del Politecnico di Milano e degli ulteriori elementi conoscitivi nella disponibilità dell’Autorità. Inoltre, tale modalità risponde all’esigenza di promuovere l’equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici, contemperando, in presenza di esiti nella gestione delle perdite alle medesime favorevoli, l’esigenza di preservare il carattere incentivante del meccanismo di perequazione perdite con quella di trasferire ai clienti finali parte dei benefici osservati.

4.6 Inoltre, ferma restando la necessità di garantire la neutralità degli esercenti la maggior tutela rispetto alla gestione delle perdite di rete, l’Autorità valuta che, nell’ambito dell’applicazione del suddetto meccanismo di perequazione, gli eventuali scostamenti

associati ai fattori di perdita standard in prelievo applicati ai clienti finali e l'ammontare complessivo di perequazione che risulta dall'applicazione di fattori di perdita differenziati alle imprese distributrici, siano trasferiti a beneficio o a carico del sistema tramite specifiche regolazioni economiche operate dalla Cassa.

- 4.7 Rispetto al meccanismo di perequazione sopra descritto ai § 4.2, 4.3, 4.4, in cui i fattori di perdita standard relativi alle singole imprese sono definiti secondo una ponderazione ex-ante, l'Autorità potrebbe valutare di definire la modalità di determinazione dell'ammontare di perequazione nei confronti di ciascuna impresa di distribuzione mediante applicazione di fattori di perdita specifici aziendali, sia lato prelievo sia lato immissione, differenziati anche per livello di tensione, prevedendo, a valle del processo di determinazione del saldo di perequazione, con riferimento alle imprese che presentino esiti nella gestione delle perdite alle medesime favorevoli, un meccanismo di condivisione dei benefici tra operatore e clienti finali di tenore analogo a quello descritto al § 4.4. Con questa modalità, il riconoscimento nei confronti dell'impresa risulterebbe determinato ex-post sulla base delle proprie realizzazioni effettive.
- 4.8 Nell'ambito della revisione del meccanismo di perequazione, l'Autorità valuta infine la possibilità di rivedere la modalità di trattamento delle rettifiche dei dati di misura relative agli anni precedenti. Tali informazioni, risultando attualmente disponibili solo in forma aggregata, non permettono di valutare compiutamente, per ciascun anno, l'ammontare delle perdite di rete. L'Autorità intende pertanto rivederne la disciplina allo scopo di disporre dei suddetti dati secondo una ripartizione per anno di competenza, eventualmente valutando, anche ai fini della valorizzazione, l'opportunità di riportare le medesime rettifiche alla perequazione dell'anno a cui si riferiscono (o al primo anno di applicazione del suddetto criterio, se antecedenti).

Q7. Si condividono gli obiettivi della proposta di revisione del meccanismo di perequazione previsto dal TIV?

Q8. Si condivide la nuova modalità di determinazione del saldo di perequazione perdite per ciascuna impresa di distribuzione? Si ritiene opportuno, nell'ambito della determinazione del suddetto saldo, applicare fattori di perdita specifici aziendali differenziati anche per livello di tensione? Nel caso si ravvedano possibili criticità, quali modifiche si ritiene possano essere apportate? Motivare.

Q9. Si condivide l'orientamento dell'Autorità in tema di trattamento degli eventuali scostamenti associati ai fattori di perdita standard in prelievo applicati ai clienti finali e l'ammontare complessivo di perequazione che risulta dall'applicazione di fattori di perdita differenziati alle imprese distributrici? Se no, motivare.

Q10. Rispetto alle rettifiche dei dati di misura relative agli anni precedenti, si condivide l'orientamento dell'Autorità di richiedere le medesime informazioni ripartite per anno di competenza? Si ritiene opportuno rivedere contestualmente la modalità di valorizzazione delle quantità di energia associate alle suddette rettifiche? Secondo quali modalità? Motivare.

Q11. Si ravvedono ulteriori criticità negli orientamenti adottati dall'Autorità con il presente documento per la consultazione?