

## **Deliberazione 29 dicembre 2011 - ARG/elt 196/11**

**Revisione, in vigore dall'1 gennaio 2012, dei fattori percentuali convenzionali delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui alla tabella 4, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, n. 107/09 (TIS)**

### **L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS**

Nella riunione del 29 dicembre 2011

#### **Visti:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290/03;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28/11, di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2006, n. 160/06 e i relativi allegati;
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2007, n. 40/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 328/07 e i relativi allegati;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2009, ARG/elt 25/09 e i relativi allegati;

- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, n. 107/09 e l’allegato Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in ordine alla regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 25 maggio 2010, ARG/elt 81/10 e i relativi allegati;
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2010, ARG/elt 223/10 e i relativi allegati;
- la deliberazione dell’Autorità 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11;
- la deliberazione dell’Autorità 28 aprile 2011, ARG/elt 52/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 52/11);
- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 24 novembre 2011, prot. Autorità 31030 del 28 novembre 2011 (di seguito: nota del 24 novembre 2011);
- la comunicazione della società Enel Distribuzione SpA del 2 dicembre 2011, prot. Autorità 31663 del 2 dicembre 2011;
- lo studio effettuato dal Politecnico di Milano nell’ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 52/11, recante “Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione”, prot. Autorità 34038 del 29 dicembre 2011.

**Considerato che:**

- l’Autorità fissa i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti (di seguito: fattori di perdita standard) ed, in particolare:
  - la tabella 4 del TIS definisce i fattori di perdita standard applicati all’energia elettrica immessa e prelevata sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
  - la tabella 7 dell’Allegato A della deliberazione n. 348/07 definisce i fattori di perdita standard sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per i punti di connessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale e per le imprese distributrici;
- la sezione 3 del TIV disciplina, tra l’altro, i meccanismi di perequazione che si applicano alle imprese distributrici a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, queste ultime stabilite sulla base dei fattori di perdita standard;
- in particolare, il TIV stabilisce che, a partire dall’anno 2007 e con riferimento a ciascun anno, la Cassa:
  - calcoli il valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di ciascuna impresa distributtrice;
  - regoli con ciascuna impresa distributtrice tale differenza, valorizzandola al prezzo di cessione applicato dalla società Acquirente unico S.p.A. agli esercenti la maggior tutela nell’anno a cui il calcolo si riferisce;
- in base a quanto esposto, quindi, ogni scostamento, in aumento o in diminuzione, tra le perdite effettive e le perdite standard della rete di distribuzione rimane a carico o a beneficio dell’impresa distributtrice;
- con la deliberazione ARG/elt 52/11 è stato avviato un procedimento finalizzato alla valutazione dell’adeguatezza dei fattori di perdita standard e dell’eventuale esigenza di adeguamento dei loro livelli;
- nell’ambito del citato procedimento sono stati previsti l’acquisizione dei dati necessari alle valutazioni presso i soggetti interessati e il ricorso all’ausilio di

organismi indipendenti che svolgano attività di ricerca nel settore elettrico per gli approfondimenti più opportuni in materia, approfondimenti che devono altresì considerare l'interazione tra la generazione distribuita e la rete elettrica, anche in considerazione dell'impatto del crescente sviluppo di tale attività di produzione;

- al riguardo, è stato condotto dal Politecnico di Milano uno studio finalizzato alla quantificazione dei fattori di perdita standard sulle reti di trasmissione e di distribuzione.

#### **Considerato che:**

- dalle prime analisi condotte dal Politecnico di Milano, emerge che i fattori di perdita standard sulle reti di alta e altissima tensione, rientranti nella RTN, possono essere ridotti, rispetto a quelli attualmente vigenti, poiché le reti elettriche hanno subito un costante processo di efficientamento che ha determinato una riduzione delle perdite di questa porzione di rete;
- i nuovi fattori di perdita standard sulle reti di alta e altissima tensione sono determinabili sulla base di calcoli, effettuati da Terna a partire da una base dati completa, costituita da rilievi al quarto d'ora per un anno di esercizio, riferiti al perimetro della RTN;
- le analisi relative ai fattori di perdita standard sulle reti di media e bassa tensione richiedono, invece, ulteriori approfondimenti, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica;
- la determinazione dei fattori di perdita standard sulle reti di media e bassa tensione deve altresì considerare quanto emerso dalle risultanze del meccanismo di perequazione, relativo alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard;
- con la nota del 24 novembre 2011, la Cassa ha comunicato, ai sensi dell'articolo 13onies del TIV, l'esito delle determinazioni degli importi di perequazione relativi all'anno 2010, comprensivi degli esiti del meccanismo di perequazione relativo alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard delle reti di distribuzione;
- le risultanze del meccanismo di perequazione, relativo alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard mostrano che, a livello medio nazionale, le perdite effettive sono superiori a quelle standard; e che il risultato dell'anno 2010 è in linea con le determinazioni relative agli anni precedenti;
- le risultanze del meccanismo di perequazione, relativo alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard mostrano, altresì, una non omogeneità tra le diverse imprese distributrici: in particolare, sembrano sussistere differenze di carattere territoriale con una più elevata differenza tra le perdite effettive e le perdite standard per le imprese con reti localizzate nel sud del Paese;
- tale differenziazione di carattere territoriale trova spiegazione, da un lato, nelle diverse caratteristiche tecniche della rete elettrica e nella differente concentrazione territoriale dei punti di prelievo, dall'altro, nella presenza di fenomeni di prelievi fraudolenti da parte di clienti finali, anche attraverso la manomissione degli impianti di prelievo (di seguito: perdite per frodi), particolarmente rilevanti in alcune zone del Paese;
- le informazioni, oggi disponibili, circa le risultanze dei meccanismi di perequazione, relativi alla differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, non permettono di valutare compiutamente, per ciascun anno, l'ammontare di tale differenza, in quanto tali risultanze comprendono le rettifiche dei dati di misura di

competenza degli anni precedenti quello cui la perequazione si riferisce unicamente in forma aggregata.

**Ritenuto:**

- opportuno, relativamente alle reti di alta e altissima tensione, modificare i fattori di perdita standard allineando tali fattori ai risultati delle analisi condotte dal Politecnico di Milano;
- opportuno, relativamente alle reti di media e di bassa tensione:
  - rivedere i fattori di perdita standard, al fine di tenere conto del cambiamento dei fattori di perdita standard delle reti di alta e altissima tensione, fissando prudenzialmente i fattori di perdita standard delle reti in media e bassa tensione, in modo da minimizzare il valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard rispetto ai dati a disposizione dell’Autorità sulla base delle risultanze dei meccanismi di perequazione;
  - effettuare ulteriori approfondimenti in merito all’adeguatezza dei fattori di perdita standard;
- necessario rimandare, a successivi provvedimenti, l’ulteriore revisione dei fattori di perdita standard relativamente alle reti in media e in bassa tensione, anche al fine di definire una specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica, oltre che di prevedere modalità di determinazione e di riconoscimento a ciascuna impresa distributrice della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard che tengano in considerazione:
  - la diversificazione territoriale delle perdite effettive della rete di distribuzione, anche mediante l’istituzione di specifici meccanismi di perequazione tra le diverse imprese distributrici;
  - il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite effettive, anche con riferimento alle perdite per frodi;
- opportuno stabilire che l’adozione dei provvedimenti, di cui al precedente punto, avvenga entro il 30 settembre 2012; che sia data priorità alla specifica disciplina per i prelievi e per le immissioni di energia elettrica e che sia valutata la possibilità di applicare, già con riferimento all’anno 2012, meccanismi di perequazione tra le diverse imprese distributrici

**DELIBERA**

*Articolo 1*  
*Definizioni*

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni di cui al TIS.

**Articolo 2**  
*Coefficienti di perdita*

2.1 A decorrere dall'1 gennaio 2012, la tabella 4 del TIS è sostituita dalla seguente tabella:

**“Tabella 4: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi**

| <b>Livello di tensione</b>                                    | <b>Per punti di immissione e punti di prelievo % (A)</b> | <b>Per punti di interconnessione tra reti % (B)</b> |
|---|--|---|
| <b>380 kV</b>   | <b>0,7%</b>  |   |
| <b>220 kV</b>   | <b>1,1%</b>  |   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 380/220 |  | <b>0,8%</b>   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore 220/MT  |  | <b>1,1%</b>   |
| Altro   |  | <b>0,9%</b>   |
| <b>≤ 150 kV</b>   | <b>1,8%</b>  |   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT  |  | <b>1,1%</b>   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT   |  | <b>1,8%</b>   |
| Altro   |  | <b>1,5%</b>   |
| <b>MT</b>   | <b>4,7%</b>  |   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT   |  | <b>2,5%</b>   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT   |  | <b>4,7%</b>   |
| Altro   |  | <b>3,6%</b>   |
| <b>BT</b>   | <b>10,4%</b>   |   |
| Punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT   |  | <b>6,6%</b>   |
| Altro   |  | <b>8,5%</b>   |

2.2 Entro il 30 settembre 2012 l'Autorità provvede a:

- a) definire una specifica disciplina relativa ai fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica per le immissioni di energia elettrica;
- b) valutare l'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione di media e di bassa tensione

fissati ai sensi del precedente comma 1, e la possibilità di applicare, già con riferimento all'anno 2012, meccanismi di perequazione tra le diverse imprese distributrici.

**Articolo 3**  
*Disposizioni finali*

3.1 La presente deliberazione ed il TIS, come risultante dalla modifiche ed integrazioni di cui al presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

29 dicembre 2011

IL PRESIDENTE:  
*Guido Bortoni*