

**DELIBERAZIONE 28 DICEMBRE 2017  
927/2017/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLE COMPONENTI RCV E DISP<sub>BT</sub> RELATIVE ALLA  
COMMERCIALIZZAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA. MODIFICHE AL TIV. ULTERIORI  
DISPOSIZIONI A FAVORE DELLE POPOLAZIONI COLPITE DAGLI EVENTI SISMICI  
VERIFICATISI NEI GIORNI DEL 24 AGOSTO 2016 E SUCCESSIVI**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS  
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella 1000<sup>a</sup> riunione del 28 dicembre 2017

**VISTI:**

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modifiche con legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto-legge 73/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com (di seguito: Bolletta 2.0);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 369/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel (di seguito: deliberazione 633/2016/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2016, 816/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 16 febbraio 2017, 69/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2017, 202/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 18 aprile 2017, 252/2017/R/com (di seguito: deliberazione 252/2017/R/com);
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2017, 279/2017/R/com;
- la segnalazione 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 867/2017/R/eel);

- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità - in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione (di seguito: TIUC);
- il vigente 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 (di seguito: TIV);
- il documento per la consultazione 29 ottobre 2015, 514/2015/R/eel, recante “Mercato dell’energia elettrica, revisione dei prezzi e delle componenti per la commercializzazione al dettaglio – *PCV* e *RCV*” (di seguito: documento per la consultazione 514/2015/R/eel);
- la comunicazione del 17 ottobre 2017 del Sindaco di Amatrice, prot. Autorità 33993 di pari data;
- le comunicazioni della Direzione Mercati Retail e Tutele dei Consumatori di Energia 14 giugno 2017, prot. Autorità 20646 e 7 luglio 2017, prot. Autorità 23134 agli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni (di seguito: comunicazioni DMRT).

**CONSIDERATO CHE:**

- la legge 481/95 attribuisce, all’Autorità, poteri di regolazione e controllo sull’erogazione dei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, anche al fine di promuovere la concorrenza, l’efficienza dei servizi in condizioni di economicità e di redditività, favorendo al contempo la tutela degli interessi di utenti e di consumatori;
- il decreto-legge 73/07 ha, tra l’altro:
  - posto un obbligo di separazione societaria delle attività di vendita e di distribuzione dell’energia elettrica nei casi in cui le reti dell’impresa distributrice alimentino più di 100.000 clienti finali;
  - istituito il servizio di maggior tutela erogato nei confronti dei clienti domestici e delle piccole imprese che non hanno un venditore nel mercato libero, prevedendo che l’erogazione del servizio sia svolta dall’impresa distributrice territorialmente competente, anche mediante un’apposita società di vendita;
- la legge 124/17 ha disposto il superamento del servizio di maggior tutela a far data dall’1 luglio 2019;
- in merito alle condizioni economiche applicate ai clienti finali in maggior tutela e alla remunerazione degli esercenti per il servizio erogato, il TIV prevede che:
  - ai clienti in maggior tutela sia applicato il corrispettivo *PCV*, il cui valore è definito in linea con i costi di commercializzazione sostenuti da un operatore del mercato libero;
  - agli esercenti la maggior tutela sia riconosciuta una remunerazione che assume livelli differenti a seconda che il servizio sia svolto da una società societariamente separata che alla data del 31 dicembre 2015 serviva un

numero di punti prelievo superiore a 10 milioni (componente  $RCV$ ), da una società societariamente separata che alla data del 31 dicembre 2015 serviva un numero di punti prelievo pari o inferiore a 10 milioni (componente  $RCV_{sm}$ ) o dall'impresa distributrice in forma integrata (componente  $RCV_i$ ), dimensionate per tenere conto delle diverse attività svolte dall'esercente la maggior tutela;

- la differenza tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela a titolo di corrispettivo  $PCV$  e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  sia ripartita mediante la componente  $DISP_{BT}$  tra i clienti finali in maggior tutela e i clienti serviti nel mercato libero aventi le caratteristiche previste dalla legge per accedere a tale servizio;
- in particolare, il diverso riconoscimento previsto dalle componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$  è stato introdotto dalla deliberazione 659/2015/R/eel per tenere conto dell'impatto derivante dalla dimensione aziendale sui costi, con riferimento alla possibilità o meno di sfruttare eventuali economie di scala;
- nel dettaglio, con riferimento ai suddetti corrispettivi e componenti risulta che:
  - essi sono differenziati in base alla tipologia di cliente finale, distinguendo tra punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici in bassa tensione (di seguito: clienti domestici), punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica (di seguito: clienti illuminazione pubblica), altri punti di prelievo in bassa tensione (di seguito: clienti BT altri usi);
  - il corrispettivo  $PCV$  e la componente  $DISP_{BT}$  sono unici a livello nazionale, mentre le componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  sono differenziate in base alle zone territoriali definite dal TIV (Centro Nord e Centro Sud);
  - il corrispettivo  $PCV$  e le componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  sono articolati in quota fissa (c€/punto di prelievo/anno) per i clienti domestici e per i clienti BT altri usi, e in quota energia (c€/kWh) per i clienti illuminazione pubblica; la componente  $DISP_{BT}$  prevede la medesima articolazione sopradescritta, tranne per i clienti domestici residenti per i quali è prevista un'applicazione in quota fissa e in quota energia, i cui valori sono differenziati per scaglioni di consumo, in coerenza con la struttura vigente delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica;
- inoltre, relativamente alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, il TIV prevede meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto alle componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione delle suddette componenti; tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che manifestino detti costi e che richiedano la partecipazione ai suddetti meccanismi di compensazione;
- al riguardo il TIV prevede:
  - un meccanismo di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti (articolo 16bis), destinato alla copertura degli oneri per la morosità dei clienti finali relativa a prelievi connessi a ricostruzioni di consumi effettuate

dall'impresa distributrice, per le quali la medesima impresa distributrice abbia evidenziato la natura fraudolenta di tali prelievi da parte del cliente finale;

- un meccanismo di compensazione della morosità (articolo 16ter) da applicare nei casi in cui il riconoscimento per la morosità implicito nel calcolo delle componenti  $RCV$ ,  $RCV_{sm}$  e  $RCV_i$  risulti inferiore a quanto sostenuto dal singolo operatore;
- un meccanismo di compensazione uscita clienti (articolo 16quater) a garanzia del potenziale rischio di mancata copertura dei costi fissi, da applicare nel caso in cui l'uscita dei clienti serviti dal singolo esercente dalla maggiore tutela verso il mercato libero sia superiore a quanto assunto per la definizione delle componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$  applicate nell'anno oggetto di compensazione;
- un meccanismo incentivante (articolo 16quinquies) volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche presso i clienti finali, attraverso specifiche modalità di reintegrazione dei differenziali tra il livello dello sconto per la bolletta elettronica applicato dagli esercenti la maggior tutela ai sensi della Bolletta 2.0 e l'effettivo risparmio conseguito in termini di riduzione del costo di fatturazione;
- la deliberazione 369/2016/R/eel ha introdotto la *Tutela SIMILE*, uno strumento di accompagnamento al mercato libero dei clienti finali di maggior tutela, prevedendo, tra l'altro, che nell'ambito del contratto di *Tutela SIMILE* ai clienti finali sia applicato il corrispettivo  $PCV$  previsto per il servizio di maggior tutela;
- al fine di permettere la corretta formulazione della proposta economica da parte degli operatori interessati a partecipare alla *Tutela SIMILE*, la deliberazione 633/2016/R/eel ha aggiornato il corrispettivo  $PCV$  in vigore fino al 30 giugno 2018;
- la deliberazione 782/2016/R/eel ha previsto l'attuazione della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, stabilendo, tra l'altro, per quanto concerne la componente  $DISP_{BT}$  di posticipare all'1 gennaio 2018 il completo superamento dell'attuale struttura progressiva, già oggi vigente per i clienti domestici non residenti, mantenendo transitoriamente per l'anno 2017 e per i soli clienti residenti una struttura con progressività ridotta, avente la medesima struttura adottata per i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema;
- con la deliberazione 867/2017/R/eel l'Autorità ha disposto il rinvio del completo superamento della struttura progressiva delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e della componente  $DISP_{BT}$  all'1 gennaio 2019.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- in generale, la determinazione e l'aggiornamento delle componenti relative alla commercializzazione della vendita al dettaglio sono effettuati in modo tale da

trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo all'attività di commercializzazione e non creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel mercato libero da parte dei clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;

- con il documento per la consultazione 514/2015/R/eel sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in merito ai criteri da utilizzare ai fini delle predette attività di determinazione delle componenti relative alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
- in particolare, tali criteri prevedono che per quanto attiene i costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali:
  - il riconoscimento avvenga, secondo una metodologia consolidata, in misura percentuale rispetto al fatturato atteso, prendendo a riferimento il tasso di mancato incasso delle fatture (di seguito: *unpaid ratio*) trascorso un periodo di 24 mesi dalla loro emissione;
  - ai fini della determinazione dell'*unpaid ratio* vengano condotte delle analisi sulla base dei dati trasmessi dagli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni e venga adottato un livello di riconoscimento che tenga conto, da un lato, della necessità di incentivare l'efficientamento nelle politiche di gestione del credito, al fine di promuovere condizioni di erogazione del servizio efficienti, e, dall'altro lato, della diversa incidenza del fenomeno della morosità nel caso di clienti cessati, per i quali, cioè, alla data di rilevazione dell'incasso il rapporto contrattuale non risulta più in essere;
- in riferimento agli altri costi operativi, essi sono definiti a partire dalle informazioni desumibili dai conti annuali separati disponibili al momento dell'aggiornamento, operando al contempo delle rettifiche di tali informazioni al fine di considerare unicamente i costi tipici dell'attività di commercializzazione, escludendo pertanto le voci di natura straordinaria e le partite di costo che trovano copertura mediante ricavi derivanti da apposite componenti di prezzo (es. trasporto e oneri passanti);
- in relazione alla remunerazione del capitale investito netto trovano conferma i criteri relativi alla definizione parametrica del predetto capitale, che per le imprese di vendita risulta sostanzialmente coincidente con il capitale circolante netto, al tasso di remunerazione da applicare al capitale investito netto e al separato riconoscimento dell'onere IRAP.

#### **CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- con le comunicazioni DMRT sono state richieste agli esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria in ambiti in cui alla rete dell'impresa distributrice sono connessi più di 100.000 clienti finali, informazioni relative a:
  - grandezze quantitative relative ai clienti finali serviti;
  - dati economici e patrimoniali dell'anno 2016, ulteriori rispetto a quanto già trasmesso all'Autorità in ottemperanza agli obblighi di cui al TIUC;
  - informazioni relative alla morosità dei clienti finali;

- eventuali costi sostenuti nel 2016 in seguito all'introduzione di misure di *debranding* e la loro previsione per l'anno 2017;
- informazioni relative alle modalità di fatturazione e pagamento;
- sulla base dei dati disponibili e delle risposte ricevute è stato possibile analizzare un campione di esercenti la maggior tutela che rappresenta circa il 98% dei POD e dei volumi relativi ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi serviti in maggior tutela;
- in relazione ai costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali, in base ai dati dichiarati dagli operatori:
  - i dati relativi al fatturato del periodo luglio 2014 – giugno 2015 e al relativo incasso a 24 mesi (luglio 2016 – giugno 2017) mostrano un livello complessivo di *unpaid ratio* dichiarato dal campione pari a 1,83%, con livelli mediamente più elevati per i clienti BT altri usi e più contenuti per i clienti domestici, per i quali si registra anche una lieve diminuzione rispetto al dato dello scorso anno;
  - si confermano, da un lato, livelli medi differenziati tra le regioni, con una variabilità territoriale tra le regioni del Centro Nord e quelle del Centro Sud, con le prime che si attestano su livelli mediamente inferiori rispetto alle seconde e, dall'altro lato, una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati; in relazione alla differenziazione territoriale del fenomeno, in taluni casi si osserva peraltro una certa variabilità anche tra regioni appartenenti alla medesima macrozona sopra individuata;
- in relazione agli altri costi operativi, le più recenti informazioni di costo consuntivo certificate disponibili afferiscono all'anno 2016 e, con riferimento alle informazioni pervenute in esito alle comunicazioni DMRT, i costi relativi all'implementazione delle misure di *debranding* risultano già ricompresi nelle voci di costo normalmente considerate ai fini della determinazione del costo riconosciuto;
- in linea col passato, trova altresì conferma la presenza di una rilevante differenza tra il costo unitario dell'operatore di maggiori dimensioni e quello degli altri esercenti operanti in regime di separazione societaria, in ragione delle diverse economie di scala perseguibili (di seguito: effetto dimensione);
- in linea col passato, inoltre, nell'ambito della raccolta *unbundling* è stata altresì prevista la possibilità per gli operatori di comunicare ulteriori informazioni relativamente al ribaltamento dei costi connessi alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e di gestione della clientela del settore elettrico e alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e di gestione della clientela comune al settore elettrico e gas; in particolare la trasmissione di tali informazioni, adeguatamente certificate, avviene da parte del singolo esercente su base volontaria e mira a valutare la diversa incidenza dei costi indiretti in ipotesi di utilizzo del *driver* di attribuzione “numero di fatture emesse” in luogo del *driver* “ricavi dalle vendite e dalle prestazioni”;
- in relazione al livello del capitale investito netto, permane una situazione in cui le attività dello stato patrimoniale, relative principalmente alle immobilizzazioni

immateriale, al netto delle voci incluse nel computo del capitale circolante netto, risultano complessivamente inferiori alle passività;

- per quanto attiene alle informazioni circa le modalità di fatturazione e pagamento, con particolare riferimento alla fatturazione *online*, le stesse sono state raccolte al fine di valutare eventuali interventi relativi al meccanismo incentivante per la diffusione della bolletta elettronica di cui all'articolo 16quinquies del TIV;
- in relazione alle grandezze quantitative relative ai clienti finali serviti, si rileva come, complessivamente, le stime fornite dagli esercenti la maggior tutela circa il numero di clienti da servire nel 2018 a condizioni di maggior tutela presentino forti elementi di variabilità rispetto alle informazioni attualmente disponibili circa i tassi storici effettivi di uscita dal servizio di maggior tutela da parte dei clienti e circa la consistenza dei clienti serviti in maggior tutela nel corso del 2017;
- da ultimo, sono state rappresentate all'Autorità alcune richieste di chiarimento in merito alla corretta applicazione della deliberazione 252/2017/R/com e alle modalità di implementazione delle agevolazioni ivi previste per quanto concerne la componente *DISP<sub>BT</sub>*.

#### **RITENUTO OPPORTUNO:**

- procedere all'aggiornamento delle componenti *RCV*, *RCV<sub>sm</sub>* e *RCV<sub>i</sub>*, con effetto dall'1 gennaio 2018;
- determinare il livello delle predette componenti tenuto conto dei criteri di riconoscimento già utilizzati in passato e sopra richiamati;
- prevedere in particolare che:
  - il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia determinato procedendo ad un'analisi comparata sulla base di tutti gli elementi a disposizione come rilevabili da quanto dichiarato dagli esercenti, tenendo, tra l'altro in considerazione le differenze emerse tra i tassi rilevabili presso clienti cessati e non cessati, e assumendo ipotesi di efficientamento al fine di non includere nel riconoscimento situazioni di gestione non efficiente del credito;
  - il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia altresì determinato in maniera differenziata al fine di tenere conto dell'impatto della dimensione dell'esercente sulle possibili politiche di gestione e di recupero del credito che possono essere messe in atto;
  - il tasso di *unpaid ratio* da applicare alla stima del fatturato sia pari a:
    - a) 0,3316% per i clienti domestici, zona Centro Nord;
    - b) 1,0762% per i clienti domestici, zona Centro Sud;
    - c) 1,3421% per i clienti BT altri usi, zona Centro Nord;
    - d) 3,8664% per i clienti BT altri usi, zona Centro Sud;
  - gli altri costi operativi siano determinati:

- a) a partire dai valori di bilancio dell'anno 2016, desumibili dai conti annuali separati trasmessi dagli esercenti in ottemperanza ai vigenti obblighi di *unbundling* contabile;
  - b) tenendo conto, ai fini dell'attribuzione dei costi indiretti derivanti dalle funzioni operative condivise commerciale di vendita e di gestione della clientela del settore elettrico e commerciale di vendita e di gestione della clientela comune al settore elettrico e gas, delle informazioni, ove disponibili, comunicate dagli operatori in sede di trasmissione dei conti annuali separati, relative all'utilizzo del *driver* funzionale a tale ribaltamento;
  - c) considerando i costi tipici dell'attività di commercializzazione e confermando la differenziazione del riconoscimento per tenere conto dell'effetto dimensione;
- in relazione alla remunerazione del capitale investito netto, si proceda secondo la metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto già utilizzata in passato; in particolare la necessità di cassa connessa all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica sia definita:
- a) sulla base di un'esposizione media di 41 giorni, determinata tenendo conto dei tempi di pagamento delle partite relative alle varie fasi dell'approvvigionamento dell'energia elettrica e dei tempi di incasso delle fatture da parte dei clienti finali, considerando altresì l'impatto dei ritardi di pagamento sul livello del capitale circolante in maniera differenziata per l'operatore di maggiori dimensioni e per gli altri esercenti societariamente separati, in ragione della diversa efficienza delle politiche di gestione del credito attuabili;
  - b) sulla base della metodologia WACC ed effettuando un riconoscimento separato dell'onere IRAP, determinato a partire dalle informazioni desumibili dai bilanci di esercizio degli operatori, in ragione della peculiare struttura aziendale tipica delle società di vendita;
- utilizzare, ai fini della determinazione del costo riconosciuto, una stima dei clienti serviti in maggior tutela nel 2018 determinata, per ciascuna tipologia di cliente, a partire dalle informazioni storiche disponibili, ferma restando l'applicazione del richiamato meccanismo di compensazione uscita clienti di cui all'articolo 16quater del TIV, qualora un esercente dovesse effettivamente sperimentare tassi di uscita dei clienti superiori a quanto ipotizzato ai fini della determinazione delle componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$ ;
  - confermare altresì il meccanismo di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti (articolo 16bis del TIV), il meccanismo di compensazione della morosità (articolo 16ter del TIV), con riferimento al quale si procede a pubblicare fin da ora i livelli riconosciuti per l'anno 2018, e il meccanismo incentivante volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche (articolo 16quinquies), con riferimento al quale si confermano altresì i valori dell'ammontare di reintegrazione per l'anno 2017.



**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- procedere all'aggiornamento della componente  $DISP_{BT}$ , con effetto dall'1 gennaio 2018 prevedendo che essa sia definita mantenendo transitoriamente per l'anno 2018 e per i soli clienti residenti una struttura con progressività ridotta, avente la medesima struttura adottata per i corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema;
- chiarire le modalità di applicazione della componente  $DISP_{BT}$  per i clienti domestici beneficiari delle agevolazioni di cui alla deliberazione 252/2017/R/com;
- prevedere che il livello della componente  $DISP_{BT}$  tenga altresì in considerazione la necessità di gettito derivante dai meccanismi di compensazione previsti dal TIV e dimensionando detta componente al fine di recuperare la necessità di gettito in un anno;
- modificare conseguentemente il TIV, tenendo in considerazione che l'impatto economico dell'aggiornamento della componente  $DISP_{BT}$  della presente deliberazione si riflette sulla stima della variazione della spesa finale complessiva del cliente domestico tipo di cui alla determinazione del Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia, come pubblicata sul sito dell'Autorità a conclusione del processo di aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di maggior tutela

**DELIBERA**

**Articolo 1**  
*Modificazioni al TIV*

1.1 Le tabelle 2, 3bis, 4, 5 e 14 del TIV sono sostituite dalle seguenti tabelle:

**Tabella 2: Meccanismo di cui all'articolo 16ter**

**a) Valori minimi di *unpaid ratio* di cui al comma 16ter.1 per l'ammissione al meccanismo di compensazione**

	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018
	CENTRO SUD				
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	0,83%	1,13%	1,43%	1,45%	1,12%
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	3,72%	3,32%	3,91%	4,22%	5,13%

	CENTRO NORD				
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	0,38%	0,43%	0,46%	0,44%	0,36%
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	1,12%	1,43%	1,29%	1,39%	1,40%

**b) Parametro  $COMP_{I,Z}^{RCV-Y}$  di cui al comma 16ter.5**

	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno				
	CENTRO SUD				
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	685,98	465,46	566,55	884,17	825,06
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	4259,45	5401,77	3864,19	5873,78	8082,69
	CENTRO NORD				
Lettera a) – Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	409,78	212,20	425,78	660,68	701,15
Lettera c) – Altri punti di prelievo in bassa tensione	3075,80	3285,29	3862,94	5856,68	7953,37

**c) Periodo di riferimento per la definizione del fatturato di cui al comma 16ter.3**

Anno 2014	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno 2018
Ottobre 2010 Settembre 2011	Ottobre 2011 Settembre 2012	Maggio 2012 Aprile 2013	Luglio 2013 Giugno 2014	Luglio 2014 Giugno 2015

**Tabella 3bis: Componente  $DISP_{BT}$  dall'1 gennaio 2017**

**a) Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 lettere b) e c) per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
		lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-1143,96	-0,040
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-434,37	-0,015
	Da 01/01/2018	-187,55	-0,007

**b) Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo riferiti ad alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente**

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-2374,59
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-2314,50
	Da 01/01/2018	-2298,86

		centesimi di euro/kWh	
		Periodo di applicazione	
da	fino a	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	Da 01/01/2018
0	1800	0,272	0,269
Oltre	1800	0,583	0,619

- c) Componente  $DISP_{BT}$  di cui al comma 10.10 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo diversi da quelli di cui alla precedente lettera b)

		centesimi di euro/punto di prelievo per anno
Periodo di applicazione	Da 01/01/2017 a 31/03/2017	-1544,39
	Da 01/04/2017 a 31/12/2017	-1484,30
	Da 01/01/2018	-1468,70

**Tabella 4: Componenti  $RCV$  e  $RCV_{sm}$  di cui al comma 15.1**

- a) Componente  $RCV$  di cui al comma 15.1, lettera a)

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
<b>Zona territoriale Centro Nord</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	2061,23	3477,92	0,076
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1846,31	4524,00	0,099
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1809,52	4461,62	0,098
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1936,88	4521,48	0,099
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1951,62	4920,77	0,108
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2539,84	4920,51	0,108
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2712,22	5322,17	0,117
	Da 01/01/2018	2707,48	5418,80	0,119
<b>Zona territoriale Centro Sud</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	2061,23	3477,92	0,076
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	2127,30	6675,97	0,146
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	2051,36	8126,11	0,178
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	2178,72	8185,96	0,179
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	2311,18	7472,91	0,163

	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2940,56	7348,71	0,160
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	3004,92	7621,84	0,166
	Da 01/01/2018	3067,44	8974,80	0,195

**b) Componente  $RCV_{sm}$  di cui al comma 15.1, lettera b)**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
<b>Zona territoriale Centro Nord</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	3535,81	6592,79	0,145
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	3807,10	7210,77	0,159
	Da 01/01/2018	3741,84	7261,96	0,160
<b>Zona territoriale Centro Sud</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	4108,19	10963,49	0,239
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	4345,30	12536,55	0,273
	Da 01/01/2018	4076,76	14623,02	0,319

**Tabella 5: Componente  $RCV_i$  di cui al comma 15.1, lettera c)**

Tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		centesimi di euro/punto di prelievo per anno		centesimi di euro/kWh
		lettera a) Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	lettera c) Altri punti di prelievo in bassa tensione	lettera b) Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica
<b>Zona territoriale Centro Nord</b>				
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	1648,98	2782,34	0,061
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1477,05	3619,20	0,080
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1447,62	3569,30	0,080

	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1549,50	3617,18	0,080
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1561,30	3936,62	0,086
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2031,87	3936,41	0,086
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2169,78	4257,73	0,093
	Da 01/01/2018	2164,72	4332,52	0,095
		<b>Zona territoriale Centro Sud</b>		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2012 a 31/12/2012	1648,98	2782,34	0,061
	Da 01/01/2013 a 31/12/2013	1701,84	5340,78	0,120
	Da 01/01/2014 a 31/03/2014	1641,09	6500,89	0,140
	Da 01/04/2014 a 31/12/2014	1742,98	6548,77	0,140
	Da 01/01/2015 a 31/12/2015	1848,94	5978,33	0,130
	Da 01/01/2016 a 31/12/2016	2352,45	5878,97	0,128
	Da 01/01/2017 a 31/12/2017	2403,93	6097,47	0,133
	Da 01/01/2018	2452,53	7175,67	0,156

**Tabella 14: parametri di cui al comma 16quinquies.4.**

	Anni oggetto di reintegrazione 2016 e 2017 (Anno Y)	
<b>Tipologia di cliente finale</b>	Lettera a) - Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	Lettera c) - Altri punti di prelievo in bassa tensione
	euro/punto di prelievo	
$DiffSC_{c,Y}^{>10}$	3,30	3,70
$DiffSC_{c,Y}^{<10}$	2,10	2,30

### **Articolo 2**

*Disposizioni inerenti i clienti domestici beneficiari delle agevolazioni di cui alla deliberazione 252/2017/R/com*

2.1 A tutti i clienti domestici titolari di forniture di energia e elettrica e beneficiari delle agevolazioni ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 252/2017/R/com si applicano i valori della componente  $DISP_{BT}$  di cui alla tabella 3, lettera b) fino alla data del 31 dicembre 2016 e di cui alla tabella 3bis, lettera b) del TIV successivamente a tale data.

**Articolo 3**  
*Disposizioni finali*

3.1 Il presente provvedimento e il TIV, come risultante dalle modifiche apportate, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

28 dicembre 2017

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*