

**DELIBERAZIONE 29 DICEMBRE 2020
604/2020/R/EEL**

**AGGIORNAMENTO DELLE COMPONENTI RCV E $DISP_{BT}$ E DEL CORRISPETTIVO PCV
RELATIVI ALLA COMMERCIALIZZAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA. MODIFICHE AL
TIV E ALL'ALLEGATO B ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 491/2020/R/EEL**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella 1140^a riunione del 29 dicembre 2020

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);
- il decreto-legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con modifiche con legge 21 settembre 2018, n. 108 (di seguito: decreto-legge 91/18);
- il decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (di seguito: D.L. milleproroghe) convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 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 deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2015, 659/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 659/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2017, 279/2017/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2017, 927/2017/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2018, 364/2018/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 13 novembre 2018, 568/2018/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 5 dicembre 2018, 626/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2018, 706/2018/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2019, 119/2019/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 576/2019/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 25 giugno 2020, 240/2020/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 491/2020/R/eel) nonché i relativi Allegati A, B e C recanti, rispettivamente:
 - il Testo integrato delle disposizioni dell’autorità di regolazione per energia reti e ambiente per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza, approvato con la medesima deliberazione (di seguito: TIV) in vigore dall’1 gennaio 2021;
 - Disposizioni per l’erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell’energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) durante il periodo di assegnazione provvisoria (di seguito: Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel);
 - Disposizioni per l’assegnazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell’energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza);
- 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 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 allegato A alla deliberazione 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel;
- lo schema di decreto del Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MiSE) trasmesso con comunicazione del 13 novembre 2020 (prot. Autorità 37319 del 16 novembre 2020) recante prime modalità per favorire l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell’energia elettrica e del gas.

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;
- l’articolo 1 del 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 (connesse in bassa tensione con meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) che non hanno un venditore nel mercato libero; tale servizio è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 93/11 (art. 35, comma 2);
- ai sensi delle richiamate disposizioni, il servizio di maggior tutela è erogato dall'impresa distributrice territorialmente competente, anche mediante un'apposita società di vendita, e la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica è svolta dalla società Acquirente unico S.p.A. (di seguito: Acquirente unico);
- in relazione al richiamato servizio di maggior tutela, la legge 124/17 (come da ultimo modificata dal D.L. milleproroghe) ha differito il previgente termine (dell'1 luglio 2020) di superamento del servizio di maggior tutela, rispettivamente, all'1 gennaio 2021 per le piccole imprese e all'1 gennaio 2022 per le microimprese e per i clienti domestici (art. 1, comma 60) ed ha affidato, al contempo all'Autorità il duplice compito di:
 - i. stabilire per le microimprese e i clienti domestici il livello di potenza contrattualmente impegnata quale criterio identificativo in aggiunta a quelli già allo scopo individuati dalla direttiva (UE) 2019/944 e
 - ii. adottare disposizioni per assicurare, dalle date di rimozione della tutela di prezzo, un "servizio a tutele graduali per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica" (precedentemente denominato da tale legge "servizio di salvaguardia"), nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura a tutela di tali clienti;
- con la deliberazione 491/2020/R/eel l'Autorità ha dato attuazione alle predette disposizioni della legge 124/17, stabilendo il livello di potenza contrattualmente impegnata identificativo delle microimprese e adottando le disposizioni per assicurare il servizio a tutele graduali ai clienti senza fornitore alla data di superamento del servizio di maggior tutela;
- in particolare, con la richiamata deliberazione 491/2020/R/eel l'Autorità ha previsto che a decorrere dall'1 gennaio 2021:
 - a) le piccole imprese connesse in bassa tensione;
 - b) le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW; e
 - c) i clienti finali titolari di applicazioni relative a servizi generali utilizzati dai clienti di cui alle precedenti lettere a) e b)laddove non abbiano sottoscritto un'offerta del mercato libero, passino automaticamente dal servizio di maggior tutela al servizio a tutele graduali;
- alla medesima data:
 - a) i clienti domestici;
 - b) le microimprese connesse in bassa tensione titolari di punti di prelievo tutti con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW; e

- c) i clienti finali titolari di applicazioni relative a servizi generali utilizzati dai clienti di cui alle precedenti lettere a) e b) continueranno ad avere diritto al servizio di maggior tutela (fino al 31 dicembre 2021) mentre i clienti diversi dai precedenti punti e non aventi diritto al servizio a tutele graduali continueranno ad avere diritto al servizio di salvaguardia;
- in relazione al servizio a tutele graduali, l’Autorità ha altresì previsto che esso sia erogato:
 - i. dall’1 gennaio 2021 al 30 giugno 2021, dagli esercenti la maggior tutela che continueranno ad approvvigionarsi di energia elettrica da Acquirente unico (periodo di *assegnazione provvisoria*) e saranno tenuti ad applicare ai clienti finali ivi riforniti condizioni economiche analoghe a quelle dei clienti non domestici del servizio di maggior tutela;
 - ii. dall’1 luglio 2021, dagli esercenti selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per aree territoriali (periodo di *assegnazione a regime*) con l’applicazione di condizioni economiche che saranno fissate in base agli esiti di aggiudicazione della gara;
 - con il TIV, novellato a partire dall’1 gennaio 2021 dalla deliberazione 491/2020/R/eel, l’Autorità disciplina le condizioni contrattuali ed economiche di erogazione del servizio di maggior tutela ai clienti finali, definite sulla base di criteri di mercato, in modo da non spiazzare offerte (economicamente efficienti) del mercato libero;
 - 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 efficiente 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:
 - 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);
 - 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;
 - 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 sopportino 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 18), 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 19) 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 20) 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 21) 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 491/2020/R/eel ha infine rimandato a successivo provvedimento la definizione delle modalità applicative relative alla remunerazione degli

esercenti la maggior tutela per il riconoscimento dei costi sostenuti durante il periodo di assegnazione provvisoria e delle modalità applicative del richiamato meccanismo di compensazione uscita clienti per il servizio di maggior tutela erogato nell'anno 2021; nell'ambito del citato provvedimento dovranno infatti essere garantiti il coordinamento e la coerenza di tali remunerazioni.

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; tali criteri sono stati successivamente confermati e pertanto applicati nell'ambito degli aggiornamenti annuali delle predette componenti;
- in particolare, tali criteri prevedono che per quanto attiene ai 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 da due campioni, il primo di esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni (utilizzato per le successive determinazioni delle componenti *RCV*, *RCV_{sm}* e *RCV_i*) e il secondo di venditori operanti sul mercato libero (utilizzato per le successive determinazioni del corrispettivo *PCV*), e che in generale 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, alla metodologia per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al capitale investito netto e al separato riconoscimento dell'onere IRAP.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- mediante il sistema telematico dell'Autorità, sono state raccolte presso gli 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 e un campione significativo di venditori del mercato libero, informazioni relative a:
 - grandezze quantitative relative ai clienti finali serviti;
 - dati economici e patrimoniali dell'anno 2019, ulteriori rispetto a quanto già trasmesso all'Autorità in ottemperanza agli obblighi di cui al TIUC;
 - informazioni relative alla morosità dei clienti finali;
 - informazioni relative alle modalità di fatturazione e pagamento;
- per quanto concerne le informazioni relative alla maggior tutela, 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 esercenti la maggior tutela:
 - i dati relativi al fatturato del periodo luglio 2017 – giugno 2018 e al relativo incasso a 24 mesi (luglio 2019 – giugno 2020) mostrano un livello complessivo di *unpaid ratio* dichiarato dal campione pari a 1,07%, con livelli mediamente più elevati per i clienti BT altri usi e più contenuti per i clienti domestici;
 - si confermano, altresì, 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 una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati;
- in relazione ai costi operativi diversi dalla morosità, 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);
- per quanto concerne le informazioni relative al mercato libero, sulla base dei dati disponibili e delle risposte ricevute è stato possibile analizzare un campione di venditori che rappresenta circa l'85% dei POD (corrispondenti al 76% dei

- volumi) relativi ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi serviti in tale mercato;
- con riferimento ai dati di morosità, al campione sono state richieste informazioni circa il fatturato e i relativi importi incassati trascorsi 24 mesi in linea con quanto richiesto per il servizio di maggior tutela;
 - dall’analisi dei dati e delle informazioni trasmesse per quanto riguarda gli oneri relativi alla morosità:
 - i dati relativi al fatturato del periodo luglio 2017 – giugno 2018 e al relativo incasso a 24 mesi (luglio 2019 – giugno 2020) mostrano un livello complessivo di *unpaid ratio* dichiarato dal campione pari a 1,72%;
 - si confermano, come già in passato:
 - i) livelli medi differenziati nelle singole regioni, con una differenziazione territoriale tra le regioni del Centro Nord e del Centro Sud, con le prime che si attestano su livelli mediamente inferiori rispetto alle seconde;
 - ii) una maggiore incidenza del fenomeno della morosità per i clienti cessati rispetto a quelli non cessati;
 - l’analisi dei costi operativi diversi dalla morosità mostra, come già in passato, un’elevata rilevanza della quota dei costi indiretti;
 - sia per quanto riguarda il servizio di maggior tutela sia per il mercato libero, in linea col passato, 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”; gli schemi dell’*unbundling* sono stati altresì modificati per permettere una migliore rappresentazione dei costi di acquisizione della clientela per gli operatori che adottano i principi contabili internazionali;
 - in relazione al livello del capitale investito netto, permane una situazione in cui le attività dello stato patrimoniale, relative principalmente alle immobilizzazioni immateriali, 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*, l’analisi dei dati mostra come mediamente nel mercato libero vi sia un ricorso alla bolletta non cartacea superiore a quello che si evidenzia per il servizio di maggior tutela, dove comunque si registra un leggero incremento dei clienti che scelgono tale tipologia di ricezione.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- nel corso dell'anno 2020 sono state manifestate all'Autorità da parte di alcuni operatori e associazioni loro rappresentative preoccupazioni circa la situazione creditizia conseguente all'attuale emergenza sanitaria da COVID-19 ed è stato richiesto di rivedere la metodologia di definizione della copertura oneri di morosità per il 2021; a fronte di simili segnalazioni, sono state acquisite, da un campione significativo di operatori, specifiche informazioni, per ciascuna tipologia di cliente finale del settore dell'energia elettrica e del gas naturale e separatamente per il mercato libero e i regimi di tutela, con riferimento agli importi fatturati aventi scadenza di pagamento in ciascun mese del periodo da gennaio 2020 a settembre 2020 nonché i relativi importi incassati fino a settembre 2020 per monitorare l'eventuale impatto dell'emergenza da COVID-19 sull'andamento degli incassi a breve termine; tale monitoraggio proseguirà anche nei mesi a venire;
- con specifico riferimento all'ambito di applicazione del servizio a tutele gradualizzate (richiamato al primo gruppo di considerati), sono state rappresentate da alcuni operatori delle criticità, sotto il profilo operativo, riguardanti l'identificazione delle utenze associate alle applicazioni relative ai servizi generali utilizzati dai clienti aventi diritto rispettivamente al servizio di maggior tutela e a quello a tutele gradualizzate, al fine della corretta attribuzione di tali utenze al servizio a cui avranno diritto a partire da gennaio 2021; in particolare, le difficoltà di identificazione deriverebbero dal fatto che, in base all'attuale regolazione, l'attivazione dell'uno o dell'altro servizio dipenderebbe non già dalle caratteristiche del punto di prelievo a cui sono associati i servizi generali ma da quelle del cliente che li utilizza, informazione questa che non è immediatamente nota all'operatore (se non previa verifica con il cliente medesimo) né tanto meno al Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) con cui avvengono gli scambi informativi funzionali all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

RITENUTO OPPORTUNO:

- procedere all'aggiornamento delle componenti RCV , RCV_{sm} e RCV_i , e del corrispettivo PCV con effetto dall'1 gennaio 2021;
- determinare il livello delle predette componenti tenuto conto dei criteri di riconoscimento già utilizzati in passato e sopra richiamati in modo tale da riflettere i costi di commercializzazione di un operatore efficiente; in proposito, occorre infatti precisare, in replica alle segnalazioni ricevute con riferimento all'attuale situazione emergenziale da COVID-19, che sulla base dei dati disponibili sia quelli raccolti nell'ambito del monitoraggio sugli incassi a breve termine che quelli forniti dal campione degli operatori esaminato ai fini del presente aggiornamento, non si riscontrano al momento i presupposti per

interventi di riconoscimento diversi o ulteriori rispetto a quelli ordinari previsti dalla regolazione vigente;

- prevedere in particolare che, per quanto attiene le componenti RCV , RCV_{sm} e RCV_i :
 - 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 conto delle differenze emerse tra i tassi rilevabili presso clienti cessati e non cessati ed escludendo dal riconoscimento partite derivanti da una gestione inefficiente del credito;
 - il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia altresì determinato in maniera differenziata in funzione della dimensione dell'esercente, la quale influisce sulle possibili politiche di gestione e di recupero del credito che possono essere messe in atto;
 - il tasso di *unpaid ratio* complessivo da applicare alla stima del fatturato sia pertanto pari a:
 - a) 0,24% per i clienti domestici, zona Centro Nord;
 - b) 0,72% per i clienti domestici, zona Centro Sud;
 - c) 1,15% per i clienti BT altri usi, zona Centro Nord;
 - d) 2,50% per i clienti BT altri usi, zona Centro Sud;
 - il livello degli oneri da riconoscere, determinato applicando i tassi di *unpaid ratio* sopra evidenziati al livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio dei clienti serviti in maggior tutela nel 2021, sia diminuito per tenere conto del ricorso a strumenti di copertura del rischio morosità;
 - gli altri costi operativi siano determinati:
 - a) a partire dai valori di bilancio dell'anno 2019, 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 il livello del capitale circolante netto connesso all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica sia definito sulla base di un'esposizione media di 38 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, 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, l'impatto dei ritardi di pagamento sul livello del capitale circolante netto, definiti anche in considerazione delle vigenti previsioni in tema di costituzione in mora dei clienti finali;

- la determinazione del livello di remunerazione da applicare al capitale investito netto avvenga, come già in passato, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (di seguito: WACC), e mantenendo un riconoscimento separato dell'onere IRAP determinato, in continuità con il passato, 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 2021 determinata, per ciascuna tipologia di cliente, a partire dalle informazioni storiche disponibili, senza tenere conto tuttavia della cessazione del servizio di maggior tutela per le piccole imprese; al riguardo infatti, la deliberazione 491/2020/R/eel, come ricordato, ha rimandato a successivo provvedimento la valutazione della complessiva remunerazione degli esercenti per l'anno 2021 al fine di tenere conto della disponibilità di dati di consuntivo dei costi sostenuti e dell'assetto di mercato risultante dalle procedure concorsuali; per lo stesso motivo la medesima deliberazione ha rimandato altresì la definizione del meccanismo di cui all'articolo 20 del TIV relativo all'uscita dei clienti per l'anno 2021;
- confermare i valori dell'ammontare di reintegrazione per l'anno 2020 relativi al meccanismo incentivante volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche (articolo 21);
- prevedere che, per quanto attiene il corrispettivo PCV:
 - in relazione agli oneri relativi alla morosità:
 - i. essi siano definiti sulla base del livello di *unpaid ratio* riconosciuto, determinato attraverso un'analisi territoriale, per ciascuna tipologia di clienti finali e distintamente per i clienti cessati e non, dei dati trasmessi dagli operatori senza considerare i dati riconducibili a situazioni di gestione inefficiente del credito da parte del singolo operatore, che sono pertanto allineati ai valori determinati sulla base dei livelli riscontrati presso gli altri operatori così da stimolare comportamenti di ottimizzazione della gestione del credito; in coerenza con tale finalità, si individua pertanto un livello medio nazionale di *unpaid ratio* riconosciuto che risulta pari a 1,51% (1,17% per i clienti domestici e 1,73% per i clienti BT altri usi);
 - ii. il livello degli oneri da riconoscere, determinato applicando i tassi di *unpaid ratio* sopra evidenziati al livello di importi fatturati aggiornati

- sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio del numero dei clienti serviti, sia diminuito per tenere conto del ricorso a strumenti di copertura del rischio morosità;
- relativamente al riconoscimento degli altri costi operativi diversi dalla morosità:
 - i. si prendano a riferimento i costi di un operatore efficiente quantificati sulla base dei valori di costo dell'anno 2019, desumibili dai conti annuali separati degli operatori del campione che hanno trasmesso i dati ai sensi della normativa *unbundling*;
 - ii. siano considerati i costi tipici dell'attività di commercializzazione, procedendo in maniera prudenziale, escludendo, da un lato, gli operatori che mostrano valori di costo unitario ampiamente inferiori alla media e, dall'altro, quelli con valori ampiamente superiori, per i quali non sia rinvenibile, dalle informazioni a disposizione dell'Autorità, adeguata giustificazione delle maggiori poste contabili;
 - iii. in linea con il riconoscimento delle componenti *RCV*, ai fini dell'attribuzione dei costi indiretti all'attività vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica, siano considerate, ove disponibili, anche le informazioni, comunicate dagli operatori in sede di trasmissione dei conti annuali separati, relative al ribaltamento dei costi connessi alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione della clientela del settore elettrico e alla funzione operativa condivisa commerciale, di vendita e gestione della clientela comune al settore elettrico e gas;
 - iv. siano ivi inclusi anche i costi connessi rispettivamente alle politiche di *marketing* e acquisizione della clientela i quali sono determinati tenendo conto delle modalità di iscrizione a bilancio di tali costi e sulla base della stima della durata media del rapporto contrattuale differenziata per tipologia di cliente in maniera tale da riflettere la diversa propensione a cambiare fornitura dei clienti finali domestici e dei clienti finali non domestici;
 - in relazione alla quantificazione del capitale investito netto, si proceda secondo la richiamata metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto sulla base di un'esposizione media di 54 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, definiti in considerazione delle vigenti previsioni in tema di costituzione in mora, e un livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio del numero dei clienti serviti nel mercato libero nel 2021;
 - la remunerazione del capitale investito netto avvenga 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;

- prevedere che, sia con riferimento alle componenti *RCV* che al corrispettivo *PCV*, l'attribuzione dei costi diversi dagli oneri della morosità alle diverse tipologie di clienti finali sia effettuata secondo la medesima proporzione sottostante ai loro attuali livelli ad eccezione, relativamente al corrispettivo *PCV*, dei costi connessi alle politiche di *marketing* e acquisizione della clientela che sono imputati anche tenuto conto di quanto sopra richiamato;
- procedere all'aggiornamento della componente *DISP_{BT}*, con effetto dall'1 gennaio 2021, tenendo altresì in considerazione la necessità di gettito stimabile sulla base delle informazioni al momento disponibili derivante dai meccanismi di compensazione previsti dal TIV.

RITENUTO, ALTRESÌ, OPPORTUNO:

- al fine di superare le criticità rappresentate al quarto gruppo di considerati in relazione alla corretta individuazione (anche da parte del SII) del servizio di ultima istanza in cui attivare i clienti finali titolari di applicazioni relative a servizi generali a partire da gennaio 2021, prevedere che tale identificazione avvenga per tutti i clienti non domestici (inclusi i titolari di servizi generali utilizzati da clienti domestici) sulla base del livello di potenza contrattualmente impegnata associata ai punti di cui questi sono titolari, indipendentemente dalle caratteristiche dei clienti che li utilizzano, ciò in coerenza con la *ratio* sottostante l'ambito di applicazione del servizio a tutele graduali che muove dal presupposto che clienti con un certo livello di consumo abbiano una maggiore capacità di comprendere il mercato e quindi siano pronti a lasciare per primi il regime di tutela di prezzo; ciò comporta, pertanto che, tutti i clienti non domestici, inclusi i titolari di applicazioni relative a servizi generali utilizzati da clienti domestici, qualora dispongano di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW saranno attribuiti al servizio a tutele graduali se sprovvisti di un contratto a condizioni di libero mercato;
- modificare il TIV e l'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel in coerenza con i criteri di cui al precedente punto;
- con specifico riferimento alle condizioni economiche applicate ai clienti finali riforniti nel servizio a tutele graduali durante il periodo di *assegnazione provvisoria*, chiarire che i valori del corrispettivo *PCV_{AP}* e della componente *DISP_{BTAP}* di cui all'articolo 7, comma 4 dell'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel sono pari a quelli del corrispettivo *PCV* e della componente *DISP_{BT}* oggetto del presente provvedimento applicabile ai clienti non domestici.

DELIBERA

Articolo 1 *Modificazioni al TIV*

1.1 Le tabelle 1, 3, 4, 5 e 13 del TIV sono sostituite dalle seguenti tabelle:

Tabella 1: Corrispettivo PCV di cui al comma 10.1

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
Periodo di applicazione Da 01/01/2021	6.543,64	12.470,61	0,333

Tabella 3: Componente $DISP_{BT}$

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
Periodo di applicazione Da 01/01/2021	-1.373,80	-126,85	-0,005

Tabella 4: Componenti RCV di cui al comma 16.1

a) Componente RCV di cui al comma 16.1, 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
Periodo di applicazione Da 01/01/2021	-1.373,80	-0,005

		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
		Zona territoriale Centro Nord		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	2.442,05	4.741,61	0,104
		Zona territoriale Centro Sud		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	2.667,03	6.583,13	0,143

b) Componente RCV_{sm} di cui al comma 16.1, lettera b)

		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
		Zona territoriale Centro Nord		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	4.119,28	7.199,56	0,158
		Zona territoriale Centro Sud		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	4.266,45	10.773,21	0,235

Tabella 5: Componente RCV_i di cui al comma 16.1, lettera c)

		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
		Zona territoriale Centro Nord		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	1.953,64	3.793,29	0,083
		Zona territoriale Centro Sud		
Periodo di applicazione	Da 01/01/2021	2.133,62	5.266,50	0,115

Tabella 13: parametri di cui al comma 21.4.

Tipologia di cliente finale	Anni oggetto di reintegrazione 2020 (Anno Y)	
	Lettera a) - Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	Lettera c) - Altri punti di prelievo in bassa tensione
	euro/punto di prelievo	
$DiffSC_{c,Y^{i,10}}$	3,30	3,70
$DiffSC_{c,Y^{i,10}}$	2,10	2,30

- 1.2 All'articolo 8, comma 8.2 del TIV, la lettera c) è sostituita dalla seguente:
 “c) i clienti finali appartenenti alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 lettera c), punto ii), titolari di applicazioni relative a servizi generali utilizzati dai clienti di cui alla precedente lettera a), purché i punti di prelievo da cui si preleva energia siano tutti con potenza contrattualmente impegnata inferiore o pari a 15 kW.”.
- 1.3 All'articolo 33, comma 33.2 del TIV la lettera c) è soppressa.

Articolo 2

Modifiche all'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel

- 2.1 All'articolo 2 comma 2.3, dell'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel, la lettera c) è soppressa.
- 2.2 All'articolo 3, comma 3.4 dell'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel, le parole “lettera B” sono sostituite da “Allegato B”.

Articolo 3

- 3.1 Il presente provvedimento, il TIV e l'Allegato B alla deliberazione 491/2020/R/eel, come risultanti dalle modifiche apportate, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

29 dicembre 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini