

DELIBERAZIONE 29 DICEMBRE 2020
603/2020/R/GAS

AGGIORNAMENTO DELLA COMPONENTE QVD DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DEL SERVIZIO DI TUTELA DEL GAS NATURALE PER L'ANNO 2021 E DELLA COMPONENTE UG2

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

Nella 1140^a riunione del 29 dicembre 2020

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n.239;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n.73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: decreto-legge 73/07);
- il decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13);
- il decreto-legge 25 luglio 2018, n. 91, convertito con legge 21 settembre 2018, n. 108;
- 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) 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 64/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 giugno 2010, ARG/gas 89/10 (di seguito: deliberazione ARG/gas 89/10);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2013, 196/2013/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 25 settembre 2014, 462/2014/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2014, 550/2014/R/gas;
- la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 24 settembre 2015 449/2015/R/gas, recante "Mercato del gas naturale: revisione della componente

QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio” (di seguito: documento per la consultazione 449/2015/R/gas).;

- la deliberazione dell’Autorità 26 novembre 2015, 575/2015/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2016, 817/2016/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 20 aprile 2017, 279/2017/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2017, 916/2017/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2018, 707/2018/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 29 gennaio 2019, 32/2019/R/gas (di seguito: deliberazione 32/2019/R/gas);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 577/2019/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 30 giugno 2020, 247/2020/R/gas (di seguito: deliberazione 247/2020/R/gas);
- il vigente Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG);
- il vigente Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico 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 attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIVG);
- la sentenza del Consiglio di Stato, Sez. VI, del 18 novembre 2016, 4825/2016 (di seguito: sentenza 4825/16);
- la sentenza del TAR Lombardia, Sezione Prima, 7 gennaio 2020, n. 38 (di seguito: sentenza 38/2020).

CONSIDERATO CHE:

- la legge 481/95 attribuisce all’Autorità una generale funzione di regolazione finalizzata alla promozione della concorrenza e dell’efficienza nell’offerta dei servizi di pubblica utilità nei settori dell’energia elettrica e del gas naturale;
- il decreto legge 73/07, all’articolo 1, comma 3, prevede, tra l’altro, che l’Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali e definisca, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento che le imprese di vendita sono tenute a inserire nelle proprie offerte commerciali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell’Autorità “*a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi*”;
- con il decreto legge 69/13 (articolo 4, comma 1) sono state apportate modifiche al decreto legislativo 164/00, così come modificato dal decreto legislativo 93/11, ed è stato, in particolare, previsto che, nell’ambito degli obblighi di servizio

pubblico, l’Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento ai sensi del decreto legge 73/07 “per i soli clienti domestici”; ai sensi della legge 124/17 come da ultimo novellata dal D.L. milleproroghe , a far data dall’1 gennaio 2022 detta previsione sarà superata;

- il TIVG definisce, in coerenza con le disposizioni di legge richiamate, le condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per i clienti che usufruiscono di tale servizio; dette condizioni economiche comprendono, tra l’altro, la componente *QVD* relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio;
- in particolare, la componente *QVD* è:
 - differenziata per tipologia di clienti finali, tra PDR nella titolarità di un cliente domestico (di seguito: clienti domestici) e PDR relativi a un condominio con uso domestico e consumi annui inferiori a 200.000 Smc (di seguito: condomini con uso domestico);
 - articolata in una quota fissa, di maggiore peso, e in una quota variabile, di entità inferiore;
 - aggiornata con cadenza annuale con efficacia dall’1 gennaio di ogni anno a cui si riferisce l’aggiornamento.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- sulla base dei criteri illustrati nel documento per la consultazione 449/2015/R/gas e successivamente confermati e applicati nell’ambito degli aggiornamenti annuali della componente *QVD*, la determinazione della medesima avviene avendo a riferimento i costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali, gli altri costi operativi e la remunerazione del capitale investito netto;
- in generale, per la definizione della componente *QVD* vengono prese a riferimento le informazioni relative sia al servizio di tutela che al mercato libero, in ragione della struttura del mercato della vendita di gas naturale, che prevede la possibilità di erogazione del servizio di tutela da parte di qualsiasi società operante nel mercato libero;
- per quanto attiene i costi operativi connessi alla morosità dei clienti finali:
 - il riconoscimento avviene, 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* vengono condotte delle analisi sulla base dei dati di un campione di operatori e viene adottato un livello di riconoscimento che tiene 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, tenendo in considerazione anche le caratteristiche dei misuratori, in termini di accessibilità o meno dei medesimi, che rivestono un ruolo rilevante nel

successo delle suddette politiche; in particolare, la determinazione del livello di *unpaid ratio* riconosciuto avviene, a livello regionale, in maniera differenziata tra le aree urbane e non urbane, ipotizzando una maggiore diffusione nelle prime dei misuratori non accessibili;

- 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);
 - viene operato il riconoscimento dei costi di acquisizione e di *marketing* tenendo conto della durata media del rapporto contrattuale coi clienti finali;
- 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 nominale di remunerazione da applicare e al separato riconoscimento dell'importo a copertura dell'onere IRAP;
- il costo complessivamente riconosciuto viene ripartito tra le diverse tipologie di clienti finali secondo le medesime proporzioni del passato.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- mediante il sistema telematico dell'Autorità, sono state raccolte presso un campione significativo di operatori della vendita, 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 con riferimento ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela;
- sulla base delle risposte ricevute è stato possibile analizzare un campione di operatori che rappresenta circa l'84% dei PDR e circa il 76% dei volumi relativi ai clienti domestici e ai condomini con uso domestico presenti in Italia, siano essi serviti in tutela o sul mercato libero;
- 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 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 1,11%, relativo a quanto fatturato sia ai clienti serviti in regime di mercato libero che in tutela;
 - emerge una maggiore incidenza dell'*unpaid ratio* rilevato per i clienti serviti nel mercato libero rispetto a quello dei clienti serviti in tutela;

- si riscontrano livelli di *unpaid ratio* medi differenziati nelle singole regioni e una maggiore incidenza del fenomeno della morosità nelle aree urbane rispetto a quelle non urbane, per cui le prime mostrano un *unpaid ratio* pari a 1,44%, a fronte di un valore di 0,94% rilevato per le seconde;
- in relazione agli altri costi operativi, anche per il 2019 nell'ambito della raccolta *unbundling* è stata 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 gas 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 operatore su base volontaria ed è funzionale 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*, le stesse sono state raccolte al fine di valutare eventuali interventi relativi al meccanismo incentivante per la diffusione, presso i clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela, della bolletta elettronica di cui all'articolo 12ter del TIVG;
- nel corso dell'anno 2020 sono state manifestate all'Autorità, da parte delle associazioni rappresentative degli operatori, preoccupazioni circa la situazione creditizia conseguente all'attuale emergenza sanitaria COVID-19 ed è stato richiesto di rivedere la metodologia di definizione della copertura degli 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.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- la deliberazione 32/2019/R/gas, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 e delle deliberazioni da quest'ultima promanate, ha definito le modalità di regolazione delle connesse partite economiche, in particolare prevedendo che la copertura degli oneri connessi alla rideterminazione delle condizioni economiche del servizio di tutela per il biennio 2010-2012, oggetto di contestazione, avvenisse mediante un elemento aggiuntivo della componente UG_2 (di seguito: elemento UG_{2k}), applicato ai soli clienti con consumi fino a 200.000 Smc/annui;
- con la deliberazione 247/2020/R/gas l'Autorità ha ottemperato alla sentenza 38/2020 di annullamento parziale della deliberazione 32/2019/R/gas e a tal fine ha, tra l'altro:
 - rideterminato il perimetro di applicazione dell'elemento UG_{2k} della componente UG_2 estendendolo a tutti i clienti finali connessi alla rete di distribuzione, limitatamente ai primi 200.000 Smc prelevati in un anno;
 - previsto che l'elemento UG_{2k} sia determinato in maniera differenziata tra i clienti con consumi annui fino a 200.000 Smc, già interessati dall'applicazione dell'elemento UG_{2k} ai sensi della deliberazione 32/2019/R/gas, e gli altri clienti, in modo da tenere conto delle somme già corrisposte dai primi e garantire loro una forma di ristoro rispetto a quanto già versato rispetto agli ultimi;
 - stabilito che la predetta differenziazione sia efficace dall'1 gennaio 2021;
- oltre al richiamato elemento UG_{2k} , la componente UG_2 comprende l'elemento UG_{2C} , a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio di gas naturale, espresso in euro per punto di riconsegna e in centesimi di euro per standard metro cubo, differenziato per scaglioni di consumo e finalizzato a contemperare gli obiettivi di contenimento della spesa dei clienti finali con bassi consumi e di garanzia di remunerazione degli esercenti.

RITENUTO OPPORTUNO:

- procedere all'aggiornamento della componente QVD , con effetto dall'1 gennaio 2021, modificando conseguentemente la Tabella 1 del TIVG;
- determinare il livello della predetta componente tenuto conto dei criteri di riconoscimento già utilizzati in passato e sopra richiamati in modo da riflettere i costi di commercializzazione sostenuti da un venditore efficiente del mercato libero; 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:
 - i costi connessi alla morosità dei clienti finali siano determinati sulla base di un tasso di *unpaid ratio* riconosciuto pari a 1,09% e che tali valori siano applicati al livello degli importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi di approvvigionamento del gas naturale nel 2021;
 - gli altri costi operativi siano determinati prendendo a riferimento i costi sostenuti da un operatore efficiente:
 - a) a partire dai valori di bilancio dell'anno 2019, desumibili dai conti annuali separati trasmessi dagli operatori in ottemperanza ai vigenti obblighi di *unbundling* contabile così da garantire l'aderenza degli importi riconosciuti con i costi effettivamente contabilizzati e prevedendo l'inclusione dei costi connessi all'acquisizione e al *marketing* determinati sulla base della stima della durata media del rapporto contrattuale, anche tenuto conto delle modalità di iscrizione a bilancio di tali costi;
 - 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 gas 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 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;
 - 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 del gas naturale sia definita:
 - a) sulla base di un'esposizione media di 47 giorni, determinata tenendo conto dei tempi di pagamento delle partite relative alle varie fasi dell'approvvigionamento del gas naturale 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 anche in considerazione delle vigenti previsioni in tema di costituzione in mora dei clienti finali;
 - b) considerando un livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi di approvvigionamento del gas naturale nel 2021;
 - 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;

- modificare altresì la Tabella 16 del TIVG, confermando i valori di reintegrazione per l'anno 2020 del meccanismo incentivante volto a favorire una maggiore diffusione delle bollette elettroniche presso i clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela (articolo 12ter del TIVG);
- aggiornare il valore dell'elemento UG_{2k} applicato ai clienti con consumi annui fino a 200.000 Smc e determinare il valore del predetto elemento applicabile agli altri clienti finali con consumi eccedenti tale soglia, modificando a tal fine la tabella 2 allegata alla deliberazione ARG/gas 64/09;
- aggiornare altresì i valori dell'elemento UG_{2C} al fine di tenere conto della necessità di gettito attesa in relazione alla sua applicazione

DELIBERA

1. di sostituire, a partire dall'1 gennaio 2021, la Tabella 1 e la Tabella 16 del TIVG con le seguenti:

Tabella 1: Componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio (QVD)

		PDR nella titolarità di un cliente domestico	PDR relativo a un condominio con uso domestico, con consumi < 200.000 Smc	PDR nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di servizio pubblico	PDR per usi diversi < 50.000 Smc
da 1 luglio 2009 a 31 dicembre 2011	€/punto riconsegna/anno	36,82	36,82	36,82	36,82
	c€/mc	0,4800	0,4800	0,4800	0,4800
da 1 gennaio 2012 a 30 settembre 2013	€/punto riconsegna/anno	40,34	55,40	55,40	55,40
	c€/mc	0,4800	0,4800	0,4800	0,4800
da 1 ottobre 2013 a 31 dicembre 2014	€/punto riconsegna/anno	57,35	75,32	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2015 a 31 dicembre 2015	€/punto riconsegna/anno	57,76	75,86	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2016 a 31 dicembre 2016	€/punto riconsegna/anno	58,83	77,26	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2017 a 31 dicembre 2017	€/punto riconsegna/anno	59,65	78,35	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*

Da 1 gennaio 2018 a 31 dicembre 2018	€/punto riconsegna/anno	60,01	78,82	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2019 a 31 dicembre 2019	€/punto riconsegna/anno	60,23	79,11	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2020 a 31 dicembre 2020	€/punto riconsegna/anno	63,61	83,55	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*
Da 1 gennaio 2021	€/punto riconsegna/anno	62,74	82,39	*	*
	c€/mc	0,7946	0,7946	*	*

*A seguito dell'entrata in vigore della deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas, hanno diritto al servizio di tutela di cui all'articolo 3 i clienti finali con riferimento ai punti di riconsegna di cui al comma 4.1, lettera a) e lettera b).

Tabella 16: parametri di cui al comma 12ter.4.

	Anni oggetto di reintegrazione 2016, 2017, 2018,2019 e 2020 (Anno Y)	
Tipologia di cliente finale	Clienti di cui al comma 2.3, lettera a)	Clienti di cui al comma 2.3, lettera b) con consumo non superiore a 200.000 Smc/anno
	euro/punto di riconsegna	
$DiffSC_{c,Y}$	2,10	4.60

2. di sostituire, a partire dall'1 gennaio 2021, la Tabella 2 allegata alla deliberazione ARG/gas 64/2009 con la seguente tabella:

“Tabella 2 - Elementi UG_{2c} e UG_{2k}

a) Elementi UG_{2c} e UG_{2k} applicabili ai punti di riconsegna con consumi annui inferiori a 200.000 Smc

	Elemento UG_{2c}		Elemento UG_{2k}
	Dall'1 aprile 2019 al 31 dicembre 2020	Dall'1 gennaio 2021	Dall'1 aprile 2019
€/punto riconsegna/anno	-27,01	-26,13	n.a.

Scaglioni di consumo	Smc/anno	Elemento UG_{2c}		Elemento UG_{2k}			
		Dall'1 aprile 2019 al 31	Dall'1 gennaio 2021	Dall'1 aprile 2019 al 31	Dall'1 aprile 2020 al 30	Dall'1 luglio 2020 al 31	Dall'1 gennaio 2021

		dicembre 2020		marzo 2020	giugno 2020	dicembre 2020	
		c€/Smc					
1	0-120	0,0000	0,0000	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
2	121-480	4,4600	4,5100	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
3	481-1.560	2,5700	2,6200	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
4	1.561 – 5.000	2,0500	2,1000	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
5	5.001 – 80.000	1,4200	1,4700	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
6	80.001 – 200.000	0,5000	0,5500	0,2920	0,2700	0,2700	0,2220
7	Oltre 200.000	0,0000	0,0000	n.a.	n.a.	0,0000	0,0000

b) Elementi UG_{2c} e UG_{2k} applicabili ai punti di riconsegna con consumi annui superiori a 200.000 Smc

	<i>Elemento UG_{2c}</i>		<i>Elemento UG_{2k}</i>
	Dall'1 aprile 2019 al 31 dicembre 2020	Dall'1 gennaio 2021	Dall'1 luglio 2020
€/punto riconsegna/anno	-27,01	-26,13	n.a.

Scaglioni di consumo	Smc/anno	<i>Elemento UG_{2c}</i>		<i>Elemento UG_{2k}</i>	
		Dall'1 aprile 2019 al 31 dicembre 2020	Dall'1 gennaio 2021	Dall'1 luglio 2020 al 31 dicembre 2020	Dall'1 gennaio 2021
		c€/Smc			
1	0-120	0,0000	0,0000	0,0000	0,4700
2	121-480	4,4600	4,5100	0,0000	0,4700
3	481-1.560	2,5700	2,6200	0,0000	0,4700
4	1.561 – 5.000	2,0500	2,1000	0,0000	0,4700
5	5.001 – 80.000	1,4200	1,4700	0,0000	0,4700
6	80.001 – 200.000	0,5000	0,5500	0,0000	0,4700
7	Oltre 200.000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

”.

3. di pubblicare il presente provvedimento, il TIVG e la tabella 2 allegata alla deliberazione ARG/gas 64/09, come risultanti dalle modifiche apportate dalla presente deliberazione, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

29 dicembre 2020

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini