



ASSOGAS

Associazione Nazionale Industriali Privati Gas e Servizi Energetici

Piazza Luigi di Savoia 22 - 20124 Milano

Telefono: +39 02 73.810.79; Telefax: +39 02 733.342

www.assogas.it - info@assogas.it

Codice Fiscale 97002680151

All. Prot. 258/13

AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Documento per la consultazione n. 359/2013/R/gas

"Orientamenti finali per la determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione"

**Osservazioni e proposte ASSOGAS
Milano, 1 Ottobre 2013**



CONFINDUSTRIA

Osservazioni di carattere generale

Riteniamo che l'AEEG abbia ormai piena consapevolezza dell'importanza che la regolazione delle tariffe di distribuzione per il prossimo periodo regolatorio acquisirà nell'accompagnare, ma anche condizionare, il processo attuativo della riforma delle modalità di affidamento delle concessioni per ambiti territoriali, da cui dipende lo sviluppo dell'intero settore, e pertanto, in questa fase conclusiva del processo di consultazione, valutiamo sia opportuno evidenziare con la massima chiarezza gli elementi di particolare criticità ravvisati nella proposta regolatoria in esame, confidando nel fatto che il Regolatore, data la rilevanza dei temi trattati, voglia esaminarli con la massima attenzione.

Come noto, la regolazione tariffaria rappresenta un aspetto di fondamentale importanza per le imprese di distribuzione, sintetizzando sia gli elementi che concorrono alla determinazione dei costi riconosciuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione, sia quelli riferibili al valore degli asset aziendali.

Pertanto, soprattutto in questo momento, è certamente opportuno tener presente che lo sviluppo degli investimenti sulla rete sarà principalmente influenzato proprio dalla leva tariffaria: essa potrà deprimerli o incentivarli, potrà attrarre o allontanare capitali, nonché avere rilevanti impatti a livello occupazionale.

La regolazione del nuovo periodo dovrà, quindi, assicurare necessariamente meccanismi di stabilità, prevedibilità e certezza dei ricavi, oltre ad un'adeguata remunerazione, entrambi indispensabili per rendere possibile l'attuazione degli ingenti investimenti che dovranno essere affrontati dalle imprese, in considerazione dello svolgimento delle gare d'ambito e del programma di rinnovo del parco misuratori.

Alla luce di tali considerazioni ci sentiamo di dover segnalare, con preoccupazione, che le misure annunciate nel DCO 359/13, rivedendo alcune componenti tariffarie di grande rilevanza, per quanto riguarda sia la copertura dei costi operativi sia il riconoscimento degli investimenti, rischiano di determinare una duplice ricaduta negativa per il sistema della distribuzione, impattando sia sulle imprese che sulle prospettive di sviluppo del settore.

La prima ricaduta - immediata e diretta - avrà effetto sulle imprese di distribuzione che vedrebbero pesantemente decurtati i ricavi di bilancio, non avrebbero più garanzia sul riconoscimento degli investimenti effettuati e troverebbero, quindi, enormi difficoltà anche per la programmazione dei propri piani di investimento per il futuro.

La seconda - indotta - avrà effetto sul sistema, a causa di una generale sfiducia degli investitori nel settore gas, che non sarebbe più in grado di assicurare il ritorno economico degli investimenti, con il risultato, estremamente negativo, di allontanare i capitali da un fondamentale servizio di pubblica utilità, quale è quello della distribuzione del gas naturale.

Non si tratterebbe, quindi, solo di una riduzione dei ricavi delle aziende, ma di un intervento che potrebbe compromettere la solidità e lo sviluppo di un settore che ha sempre garantito elevati standard di sicurezza, affidabilità ed efficienza ed una sostanziale stabilità a livello occupazionale: tutto ciò a fronte di vantaggi economici per l'utente di scarsa rilevanza.

Su questo scenario di grave penalizzazione, non solo dell'industria ma anche del sistema Paese, crediamo sia necessario svolgere una approfondita riflessione.

La gravità di tale prospettiva ci obbliga a sensibilizzare il Regolatore, con la dovuta preoccupazione, sulle istanze degli operatori nostri associati e soprattutto su quegli elementi sostanziali che, già dal 1 gennaio 2014, potrebbero metterne a rischio l'equilibrio economico-finanziario. Per avere un'idea degli impatti economici in gioco, in base alle stime effettuate dalle associate, le misure prospettate potrebbero determinare una riduzione dei ricavi tra il 10% ed il 20%, a seconda della singola impresa.

Più in dettaglio gli aspetti maggiormente critici, a nostro avviso, risultano:

Allungamento vite utili dei cespiti

Questa previsione agisce in maniera estremamente negativa sugli ammortamenti; in particolare l'effetto è tanto più negativo quanto maggiore è l'età del cespite, penalizzando notevolmente le aspettative delle imprese su investimenti già da tempo realizzati e che dovrebbero terminare il loro ciclo di vita utile senza variazioni.

Contributi

Gli orientamenti delineati nel documento di consultazione, inoltre, non considerano in alcun modo che i contributi costituiscono ricavi per le imprese e come tali hanno subito e subiscono l'imposizione fiscale di cui dovrebbe essere consentito quanto meno il recupero, tenendone conto ai fini del computo dei nuovi ammortamenti tariffari, peraltro in accordo a quanto previsto nell'ambito del DM 226/11, art. 5, comma 11.

WACC

Se da un lato la formula del WACC è rimasta la medesima dall'inizio della regolazione AEEG, con la "proroga tariffaria" al 2013 del terzo periodo, l'AEEG ha pesantemente cambiato le regole del gioco, alterando la regola di individuazione della finestra temporale di rilevazione del free risk.

Il valore del WACC che è possibile attendersi per il 2014 (in base alle simulazioni effettuate con i parametri ad oggi noti si valuta tra 6,5% e 7,0%) risulta quindi ancor più depresso se paragonato con le attese in continuità di modello AEEG, che, senza la discontinuità introdotta per il 2013, avrebbero fatto attestare il valore del WACC nell'ordine del 9%, quanto meno per il biennio 2013-14. Tale valore avrebbe garantito di bilanciare (in ritardo ma in continuità di regole) il sottodimensionamento del WACC per il periodo 2009-2012 rispetto agli importanti valori toccati dal BTP decennale in quello stesso quadriennio.

Per quanto riguarda il parametro relativo al rischio sistematico (Beta unlevered), considerato che il prossimo periodo di regolazione sarà interessato dallo svolgimento delle gare per l'aggiudicazione degli ambiti territoriali e che la durata degli affidamenti (massimo 12 anni) risulta ancora molto ridotta rispetto ad altri settori, si ritiene che i valori del parametro beta per le attività di distribuzione e misura per il quarto periodo regolatorio non possano essere determinati unicamente sulla base di analisi di natura statistica (deviazione standard rispetto al mercato) tra l'andamento delle società del settore e l'andamento del mercato, in quanto lo scenario prospettico che dovranno affrontare gli operatori con la partecipazioni alle gare riassume certamente rischi di natura quali/quantitativa ad oggi ancora poco apprezzati. Ne è un esempio il rischio indiscutibile sottostante la partecipazione ad una gara, il cui contenuto non può non essere considerato fonte di aleatorietà - i cui effetti permarranno per tutta la durata della concessione - e che si aggiunge oggettivamente ai più "consueti" rischi legislativo, regolatorio e tariffario, questi sì applicabili strutturalmente al settore anche in un'ottica di "normalità" di questa attività industriale. Si ritiene pertanto che il valore del beta non possa essere inferiore a quello adottato per il corrente periodo di regolazione (Beta levered 0,65 e 0,73).

Analogamente, la proposta di unificazione dei coefficienti β per i servizi di distribuzione e misura non si ritiene condivisibile, non ravvisando sostanziali variazioni rispetto alle considerazioni che avevano condotto la AEEG a definire valori differenziati tra l'attività di distribuzione e di misura del gas per il terzo periodo di regolazione.

Inoltre appare del tutto inadeguato, alla luce della situazione attuale, il valore della componente della formula definita "market risk premium", pari alla differenza tra il ritorno atteso da un portafoglio di mercato ed il free risk. Gli ultimi anni, infatti, sono stati caratterizzati da un generalizzato aumento della volatilità e dell'instabilità dei mercati finanziari, con un conseguente incremento del premio per il rischio di mercato che un generico investitore ritiene congruo per investire nel nostro paese, risultando pertanto il valore del 4% individuato dall'AEEG non attuale, anche alla luce della più recente prassi professionale in materia di valutazione aziendale.

Mancata quantificazione dei costi operativi e dei costi centralizzati

Relativamente all'ammortamento dei cespiti centralizzati, determinato secondo criteri parametrici sulla base dei costi medi di bilancio dell'anno 2011 rilevati a livello nazionale, si ritiene necessario che vengano posti in consultazione (con un'ulteriore consultazione – quindi – rispetto a quella in corso) i valori parametrici che verranno assunti nel nuovo periodo di regolazione e di cui sino ad oggi, dopo ben quattro consultazioni e diversamente rispetto a quanto avvenuto in occasione delle consultazioni dei precedenti periodi regolatori, non è stata fornita alcuna indicazione quantitativa.

Parimenti, l'Autorità non ha fornito indicazioni sui livelli dei costi operativi e sui livelli di *X-factor* che verranno assunti nel nuovo periodo di regolazione, pur avendo dichiarato che saranno determinati secondo criteri parametrici, sulla base dei costi medi di bilancio dell'anno 2011, rilevati a livello nazionale: anche in tal caso si ritiene necessario che l'Autorità fornisca i valori parametrici che verranno assunti nel nuovo periodo di regolazione.

Differenza tra VIR e RAB

In merito alle modalità di riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e al coordinamento della stessa con lo sconto tariffario previsto dal DM 226/11 nell'ambito degli elementi economici per l'aggiudicazione delle gare ed altri aspetti tariffari relativi a queste ultime, data la rilevanza della tematica, si ritengono opportuni ulteriori approfondimenti anche attraverso eventuali ulteriori consultazioni.

Ciò detto, comunque, ASSOGAS ha fornito, nel seguito, proprie puntuali considerazioni sulle proposte formulate alla data dall'AEEG, per quanto si è avuto modo di comprendere.

Gli orientamenti sopra sintetizzati comportano una contrazione dei ricavi stimabile in circa 500 milioni di euro, per un settore che attualmente investe circa 1,2 miliardi di euro all'anno ed impiega oltre 20.000 addetti.

Per questo, inevitabilmente, una riduzione come quella prefigurata non potrebbe che avere un forte effetto depressivo sugli investimenti, oltre che rilevanti impatti a livello occupazionale.

Infine, per quanto attiene le altre previsioni contenute nel DCO, con impatti che interverrebbero progressivamente dopo l'avvio del periodo regolatorio e a seguito delle assegnazioni delle gare d'ambito, con riferimento al trattamento del differenziale tra VIR e RAB e al coordinamento della stessa con lo sconto tariffario previsto dal DM 226/11 nell'ambito degli elementi economici per l'aggiudicazione delle gare, si ritengono opportuni

ulteriori approfondimenti anche attraverso eventuali ulteriori consultazioni pianificando il completamento della definizione delle relative misure anche dopo il 1° gennaio 2014.

Risposta ai quesiti posti in consultazione

S1. Osservazioni sull'ipotesi di definire un periodo regolatorio della durata di sei anni, con contestuale introduzione di meccanismi di revisione infra-periodo.

ASSOGAS ripropone di seguito quanto affermato in precedenti consultazione, sintetizzabili come di seguito:

- *"almeno con riferimento al trattamento degli investimenti e dei contributi" ASSOGAS ritiene che "l'orizzonte che meglio possa soddisfare le esigenze degli operatori sia da intendersi su un arco temporale di 10-12 anni. La conoscenza e la stabilità delle regole su di un orizzonte temporale di tale durata si configura, infatti, come una condizione necessaria per garantire la "bancabilità" dei progetti in vista delle future gare d'ambito."*

Infatti un orizzonte di regolazione tarato sulla durata delle concessioni d'ATEM darebbe una maggiore stabilità ai piani aziendali contribuendo ad aumentare la confidenza di potenziali investitori nel valutare l'ipotesi di iniettare capitali "freschi" nel settore della distribuzione.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di aggiornamento infra-periodo dei parametri del WACC.

L'ipotesi di introdurre una periodica revisione di alcune variabili componenti il WACC (quali il *risk free rate* e la componente fiscale), se da un lato appare condivisibile, in quanto finalizzata ad allineare il WACC alla dinamica volatile dei rendimenti dei titoli di stato e della componente fiscale, dall'altro introduce un elemento di incertezza che dovrebbe essere esteso a tutte le variabili contenute nella formula, in quanto esse stesse in parte dipendenti dalla dinamica del rendimento dei titoli di stato e parimenti al di fuori del controllo delle aziende operanti nel settore.

Ciò premesso, sempre con riferimento alle ipotesi di revisioni infra-periodo dei parametri necessari, si auspica, che siano rese note nell'ambito del provvedimento le logiche algoritmiche e fonti di aggiornamento di tali parametri, affinché le relative variazioni possano essere simulate a livello di piano di gara.

S3. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.

Anche in considerazione di quanto esposto nelle premesse, ASSOGAS si auspica che l'AEEG voglia rivedere l'ipotesi di trasferire al mercato (seppur al 50%) i sovra-recuperi di produttività conseguiti dalla imprese nel 2001 rispetto ai costi riconosciuti tariffariamente, rimandandola ad un momento futuro, comunque successivo all'aggiudicazione degli ATEM.

In conseguenza di quanto sopra, ASSOGAS si permette di riproporre qui quanto scrisse in risposta al DCO 56/13:

"... ASSOGAS propone, sul tema dei costi operativi e del recupero di produttività, un diverso approccio, basato sulla continuità con le logiche ed i valori del precedente periodo regolatorio, in attesa di disporre, tramite le raccolte dati unbundling dei prossimi anni, di dati consuntivi affidabili sui costi operativi effettivi di ciascun ATEM, acquisiti a valle della loro

aggiudicazione tramite gara: a quel punto la disponibilità dei dati COE per ATEM consentirà di attivare le logiche di profit sharing oggi poste in consultazione, con ragionevole certezza di equità del risultato."

Nell'ambito di tale proposta, si avrà quindi tempo di progettare raccolte dati specifiche e mirate che forniscano indicazioni precise e attendibili sui costi effettivi COE sostenuti da vincitori d'ambito nei singoli ATEM, individuando in particolare in tale sede precise metodologie e modalità per la corretta allocazione dei costi comuni/generali di una impresa operante su più ATEM, su ciascuno di essi.

Pur non condividendo, per quanto precede, la ridefinizione dei costi operativi riconosciuti basata in base ai dati consuntivi 2011, ASSOGAS condivide le logiche di attribuzione dei coefficienti unitari di costo riconosciuto alle località di enclave e agli ATEM secondo quanto descritto agli art.10.8 e seguenti. In coerenza con quanto da noi proposto nei paragrafi precedenti, ASSOGAS ritiene che tale sistema debba essere successivamente superato una volta che si rendessero disponibili, secondo la nostra proposta, specifici dati consuntivi di costo di ciascun ATEM: a tal punto sarà possibile attivare eventuali logiche di *profit sharing* e recupero di produttività calati sulle singole realtà.

Nello specifico, si condividono le proposte di cui all'articolo 9.31, ove si *"prevedere sia una modulazione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi alle infrastrutture di rete, distinguendo tra i primi tre anni della concessione e il periodo rimanente, sia l'azzeramento dell'X-factor per i primi due aggiornamenti tariffari annuali successivi all'affidamento per ATEM"*.

S4. Osservazioni sull'ipotesi di implementazione dell'opzione T1.A, illustrata nel documento 56/2013.

S5. Osservazioni sui criteri individuati per la valorizzazione delle componenti da applicare alle "nuove" gestioni d'ambito.

Come poco sopra già anticipato, si esprime parere favorevole sullo schema generale esposto dall'AEEG.

Nello specifico, si esprime però perplessità circa la dimensione d'azienda da assumere come riferimento per la scelta dei valori di costo riconosciuto degli ATEM. Se, infatti, si ritiene coerente fornire un segnale di efficientamento, assumendo a tendere (dal quarto anno in poi) come riferimento per gli ATEM *"i valori unitari dei corrispettivi previsti per le "vecchie" gestioni comunali, fissati per la classe di densità corrispondente per le imprese di dimensione grande"*, non si ritiene corretto, per i primi tre anni, assumere come riferimento *"come media dei valori unitari applicati alle "vecchie" gestioni comunali riferiti alle imprese di dimensione medio-grande appartenenti alla classe di densità corrispondente"*: appare infatti più coerente assumere come riferimento nei primi anni di gestione degli ATEM le imprese di classe dimensionale pari alla dimensione degli ATEM. Per esempio, un ATEM da 45.000 PdR avrà come riferimento la t_{dis_opex} delle imprese "piccole", uno da 250.000 PdR quella delle imprese medie e un ambito da 800.000 PdR quella delle imprese "grandi". Solo dopo il terzo anno, indipendentemente dalla dimensione dell'ambito, si assumerà come riferimento quello delle imprese "grandi". Quando poi, secondo la nostra proposta, dovessero essere raccolti ed elaborati COE di ciascuno specifico ambito, si abbandonerà il riferimento alla griglia di nove valori t_{dis_opex} densità/dimensione, per assumere valori specifici tarati sullo specifico ATEM.

S6. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura – installazione e manutenzione.

In merito all'elemento aggiuntivo $\Delta CVER_{unit,t}$, "l'Autorità, in un'ottica di semplificazione dei meccanismi tariffari, ritiene opportuno fissare un valore medio nazionale, con revisione infra-periodo".

Al di là di condivisibili obiettivi di semplificazione, occorre considerare che l'adozione, a copertura di certe tipologie di costo, di un unico valore per tutti gli operatori, ha un impatto positivo sull'efficienza del settore solo quando tali operatori abbiano tutte le leve gestionali per poter controllare il costo tariffariamente coperto: ebbene ciò non si verifica ora, e ancora per qualche anno, per il costo in parola.

Se è pur vero, infatti, che Il D.M. 75 del 16/04/2012 (art 10, 14, 15, 16) prevede la comparsa di organismi accreditati che si sostituiranno alle CCIAA per le attività di verifica periodica e riparazione (in capo alle CCIAA rimarranno solamente le attività di verifica casuale 2014) e che tali soggetti si caratterizzeranno quali imprese private, opportunamente accreditate, in competizione tra loro, è altrettanto vero che fino a quella data le imprese di distribuzione potranno rivolgersi solo alle CCIAA, le quali applicano prezzi tra loro molto diversi (in alcuni casi con rapporto 1 a 2¹).

Fino alla creazione di un effettivo mercato concorrenziale dell'offerta di servizi di verifica, l'imposizione di un valore standard unico a livello nazionale costituirebbe una indebita penalizzazione per alcuni e un indebito vantaggio per altri.

S7. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi per la commercializzazione e per il servizio di misura- raccolta, validazione e registrazione.

Con riferimento alla componente T_{cot} , si prega di prendere nota di quanto formulato da ASSOGAS in risposta allo spunto di consultazione S11.

S8. Osservazioni sugli orientamenti finali per la fissazione dei tassi di recupero di produttività.

In coerenza con quanto espresso dalla scrivente Associazione in occasione della precedente consultazione, ASSOGAS continua a manifestare perplessità sull'ipotesi di definire obiettivi di recupero di produttività sulla base delle risultanze di uno studio condotto con il supporto di istituti accademici; studi che, per stessa ammissione dell'AEEG, "sembrano confermare la presenza di economie di scala" e che dovrebbero essere resi pubblici e discussi con le aziende (quali soggetti direttamente interessate da tali analisi) prima di essere utilizzati per imporre al sistema nuovi recuperi di produttività. Di contro, la scrivente propone di proseguire in continuità con il valore dell'*X-factor* attualmente in vigore, prevedendone nel contempo una graduale riduzione fino all'azzeramento nel giro di qualche anno. La definizione di un ulteriore periodo di recuperi di produttività imposti potrà essere definita a valle dell'aggiudicazione degli ATEM, una volta disponibili dati consuntivi relativi alla nuova configurazione del mercato della distribuzione, in coerenza con quanto proposto in risposta

¹ Si considerino i seguenti valori, relativi a un campione di 11 provincie: € 81,00, € 65,00, € 87,24, € 65,00, € 65,00, € 65,00, € 65,00, € 45,00, € 87,12, € 45,00, € 45,00.

al quesito S3 con riferimento al calcolo dei coefficienti *opex*. In subordine, qualora tale nostra proposta non fosse considerata accettabile, si chiede comunque di valutare anche per la distribuzione lo stesso approccio presentato per la misura all'art.11.20, prevedendo quindi che l'*X-factor* sia dimensionato in modo tale da far tendere, alla scadenza del prossimo periodo regolatorio, i costi riconosciuti al livello dei costi effettivi riscontrati nei rendiconti annuali separati del 2011.

Si condivide l'ipotesi di sterilizzare l'effetto dell'*X-factor* per i primi anni successivi all'affidamento del servizio.

Si ritiene inoltre adeguata la gradualità di trasferimento alla clientela degli eventuali recuperi di produttività sugli *opex* dell'attività di misura secondo le logiche, già richiamate, dell'art.11.20. Si condivide, inoltre, l'annullamento dell'*X-factor* per il servizio di commercializzazione, ex art.11.22.

S9. Osservazioni sulle ipotesi per l'introduzione e il calcolo del profit sharing alla fine del quarto periodo regolatorio.

Per quanto detto sopra, ASSOGAS rinnova l'invito ad una estrema prudenza nell'imporre recuperi di produttività basati su studi accademico/teorici in un momento storico della distribuzione del gas in cui non si possono ancora prevedere con attendibilità i livelli di costo efficiente raggiungibili con il nuovo assetto ATEM.

S10. Osservazioni sugli orientamenti finali per la determinazione dei costi operativi riconosciuti per le località in avviamento.

Non si concorda con la proposta di applicare, durante il periodo di avviamento, le componenti a remunerazione dei costi operativi a mc e PdR realmente serviti. L'organizzazione del servizio di distribuzione nel rispetto della rigorosa normativa attualmente in vigore e con l'obiettivo di tutelare la sicurezza dei cittadini che hanno scelto di attivare la fornitura, anche se inizialmente non numerosi, comporta infatti ragguardevoli costi di gestione. Si pensi ad esempio all'organizzazione del servizio di pronto intervento, con registrazione vocale di tutte le chiamate e intervento delle squadre entro 60 minuti, alla complessità della gestione delle pratiche con clienti finali e società di vendita, che richiedono software sofisticati e personale specializzato, ai sempre più stringenti standard imposti in termini di sicurezza, fattori questi che hanno costi fissi elevati non direttamente proporzionali al numero di clienti serviti.

Se codesta rispettabile Autorità ritiene, come indicato al punto 13.3, che l'attuale meccanismo possa portare alle aziende extra-profit non giustificati, in caso di metanizzazioni parziali di territori comunali più ampi, si potrebbe modificare il parametro di riferimento per il calcolo dei PdR potenziali, utilizzando, ad esempio, al posto delle famiglie residenti come da pubblicazioni Istat, il numero delle abitazioni presenti sulle strade metanizzate, come risultante dai progetti o dai documenti in possesso delle amministrazioni comunali.

In alternativa, si propone di mantenere l'attuale impostazione di calcolo, eventualmente valutando di ridurre da tre a due il numero di anni del periodo di avviamento: come evidenziato nei dati sopra indicati, è fondamentale che, almeno per i primi due anni di attività, il distributore possa beneficiare di introiti non direttamente collegati al numero di PdR serviti; in caso contrario non sarà assolutamente in grado di garantire i livelli di qualità e sicurezza del servizio richiesti dalla normativa.

S11. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato.

Si condivide quanto proposto all'art.15.9.

Si ritiene utile evidenziare che il ragionamento sottostante a tale proposta può essere applicato in modo del tutto analogo anche alla componente tariffaria T_{cot} . Ci si auspica, quindi, che, sempre con la finalità di "estrarre potenziali rendite per i gestori" l'AEEG voglia considerare anche la differenziazione della componente T_{cot} , riducendone il valore unitario per gli ambiti/aziende di dimensione superiore alla media.

S12. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito centralizzato relativo al servizio di misura.

Con riferimento ai sistemi di telegestione, e in particolare all'art.16.2, ASSOGAS conferma la propria condivisione all'ipotesi che il calcolo del livello della componente $t_{(tel)}$ sia definito sulla base del costo medio per punto di riconsegna registrato dalle imprese con scelta di tipo *make*. Non concorda, invece, sulla proposta di effettuare l'analisi solo con riferimento all'anno $(t-2)$. Ciò per le stesse motivazioni portate da ASSOGAS nella precedente consultazione (si veda in particolare le osservazioni al quesito S11 del DCO 56/13) ossia per il fatto che l'investimento in sistemi di telelettura si snoda su più anni e quindi la scelta di analizzare i dati di un solo esercizio rischia di essere fuorviante. Si consideri, per esempio, che nostri associati segnalano di aver effettuato i primi investimenti sul sistema hardware e software del SAC già nel 2010² e che, negli anni successivi, abbiano effettuato ulteriori investimenti incrementali: il riferimento all'anno $t-2$, in questo contesto, produce, quindi, risultati fuorvianti. ASSOGAS ritiene quindi necessario che l'AEEG effettui una raccolta dati mirata (che del resto sarebbe molto semplice e veloce nella sua articolazione) per ricostruire il costo storico degli investimenti effettuati dagli operatori *make*, dal 2010 in poi; raccolta da tenere aggiornata anno per anno raccogliendo i dati sugli investimenti incrementali. Solo così, disponendo del costo storico rivalutato a livello nazionale dei sistemi SAC, l'AEEG potrà definire valori parametrici ragionevoli a copertura dei costi di telegestione.

Anche con riferimento al tema dei "concentratori", si valuta favorevolmente una scelta di copertura dei costi di capitale indotti dall'installazione dei concentratori che sia neutrale rispetto alle scelte di tipo *make* or *buy* che faranno i singoli distributori. In tale prospettiva, al fine di tarare correttamente il coefficiente tariffario, sarà necessario effettuare indagini mirate non solo sul costo di investimento del singolo dispositivo concentratore, ma anche, e soprattutto, sul numero medio di PdR che saranno sotto il suo controllo, numero, quest'ultimo, influenzato oltre che dalla portata dei dispositivi e dall'orografia del sito anche dalla densità stessa dei PdR sulla rete. Solo a valle di tali indagini, effettuate su un campione significativo di casi di campo concreti, sarà possibile definire un adeguato livello di copertura tariffaria del costo.

S13. Osservazioni sugli orientamenti per la fissazione del livello iniziale del capitale investito relativo ai cespiti di località per il servizio di distribuzione del gas.

² L'AEEG non può ignorare il fatto che in base agli obblighi imposti dalla 155/08 gli operatori virtuosi che hanno rispettato la prima scadenza dell'obbligo di tele lettura abbiano necessariamente fatto significativi investimenti prima del 31.12.2010.

Fermo quanto riportato in premessa (in merito alla nostra condivisione sull'opportunità di eventuali ulteriori passaggi di approfondimento di un tema certamente rilevante, nuovo e complesso), Assogas intende comunque esprimere il proprio apprezzamento per le proposte formulate dall'AEEG in merito al trattamento previsto per il differenziale RAB-VIR.

Si ritiene, infatti, che la soluzione prospettata dall'AEEG che prevede:

- il riconoscimento ai soggetti "entranti" di un valore di capitale investito commisurato al VIR effettivamente pagato al gestore "uscente";
- il proseguimento "in continuità" con i valori riconosciuti per la RAB nel precedente periodo regolatorio, in tutti in cui il nuovo gestore coincida, in una o più località, con il gestore "uscente"

possa, nel suo complesso, contribuire efficacemente ad un migliore equilibrio concorrenziale tra le imprese nella imminente fase di partecipazione alle prime gare d'ambito.

ASSOGAS è consapevole che l'*incumbent* continuerà inevitabilmente a godere di fisiologici vantaggi, prevalentemente di tipo finanziario, non dovendo sopportare l'ingente esborso relativo al VIR, ma anche di tipo informativo, per quanto riguarda la predisposizione degli elaborati tecnici di gara. Tuttavia, è innegabile che gli interventi, tra loro coordinati, coerenti e innovativi, proposti dall'AEEG, da un lato minimizzano gli impatti di costo della riforma ATEM sugli utilizzatori finali (impatto, ricordiamo, ulteriormente alleviato sia dalla decisione di proseguire con le tariffe obbligatorie a livello di "macro regione", sia dalla ineludibile gradualità temporale con cui si svolgeranno le gare) e dall'altro lato, per quanto possibile, tendono a mitigare impropri vantaggi finanziari dell'*incumbent* nell'uscita dal regime transitorio attenuando, in ultima analisi, distorsioni dello scenario competitivo.

Ulteriormente apprezzato, poi, risulta il riallineamento delle varie posizioni al momento della scadenza delle concessioni che verranno assegnate con le prossime gare, che consente di superare ogni obiezione in merito agli effetti collaterali dell'impostazione sopra descritta.

Illustrati in maniera crediamo molto trasparente gli elementi di condivisione, la scrivente Associazione ritiene peraltro necessario esprimere con altrettanta franchezza anche alcuni elementi di contrarietà/ perplessità:

a) Sul piano "sistemico":

- se, come detto in precedenza, riteniamo corretta la scelta di riconoscere al gestore "riconfermato" a valle delle prossime gare un flusso tariffario connesso alla RAB in continuità con il precedente periodo regolatorio, non possiamo d'altra parte che evidenziare come tale soluzione debba trovare la sua prima giustificazione in un sistema di calcolo delle RAB "pre gara" non sperequato fra i vari operatori attualmente presenti sul mercato.

Laddove questo assunto non risultasse verificato, concorrenti decisi ad impegnarsi a consolidare la propria presenza sul mercato, ma gravati da valori di RAB "inadeguati" rispetto ad altri potenziali *competitors*, partirebbero oggettivamente svantaggiati nella corsa per l'aggiudicazione delle nuove concessioni.

Come già ampiamente segnalato nelle risposte alle precedenti consultazioni sul nuovo sistema tariffario per il 4° periodo di regolazione, ci riferiamo in particolare all'utilizzo – a nostro avviso discriminatorio all'origine – delle perizie di valutazione degli impianti autorizzato in passato, ai sensi della delibera 159/08 ed s.m.i., ai soggetti che, a seguito di aggregazioni o trasformazioni societarie, hanno dichiarato di non essere in possesso

di dati storici di bilancio; rinnoviamo ulteriormente, in vista del provvedimento finale per la nuova metodologia ed in particolare con riferimento alla decisione assunta in tema di riconoscimento del "delta RAB/ VIR", la nostra richiesta per un superamento della suddetta sperequazione e per un ricalcolo delle RAB per tutti quei soggetti che – al momento dell'uscita della delibera 159/08 - potevano disporre di perizie di valutazione dei propri impianti che avessero già trovato riscontro nei propri bilanci, ricalcolo da effettuare contestualmente all'aggiornamento delle RAB che saranno utilizzate per l'anno 2014;

- riteniamo poi utile, ancora in questa sede ed in conseguenza delle affermazioni svolte dall'AEEG in particolare al punto 17.16 del DCO in argomento e relative alle eventuali discrepanze fra il valore della RAB e quello del VIR, richiamare quanto affermato già in precedenza nell'ambito della risposta al quesito S14 del DCO 56/13, in un passaggio che, per comodità, riproponiamo nel seguito:

"la definizione del "VIR" spetta obbligatoriamente all'Amministrazione Comunale ed al concessionario uscente, sulla base delle regole contenute nelle vigenti concessioni. I Comuni possono avvalersi di consulenti esterni per le proprie valutazioni o delegare tale assistenza ad altre realtà (per es. le Stazioni Appaltanti di Ambito), così come eventuali mancanze nei testi concessori possono essere integrate da supporti normativi come quanto contenuto nell'art. 5 del DM 226/11 (cosiddetto "decreto criteri"); tuttavia queste modalità applicative non mutano l'essenza del principio ivi stabilito e cioè, che quanto definito fra concedente e concessionario (purché ovviamente in accordo alla normativa vigente) non possa essere oggetto di sindacato da parte di alcun soggetto terzo rispetto ad essi.

Per assoluta chiarezza precisiamo che con questa affermazione non si vuole in alcun modo limitare la volontà/possibilità di controlli da parte dell'AEEG sulla correttezza del valore definito per l'indennizzo o del procedimento seguito per determinarlo, controlli per i quali le aziende dovranno mettere a disposizione tutti gli elementi necessari: si vogliono però esprimere le più ampie perplessità sul fatto che l'AEEG possa intervenire sul suddetto valore, una volta che risulti verificata la sua aderenza ai principi qui sopra richiamati;"

Ci rendiamo conto della delicatezza del problema e siamo a completa disposizione dell'AEEG – qualora fosse ritenuto utile - per portare il nostro contributo per l'approfondimento dei processi che possano garantire che nella definizione del VIR tutti i soggetti coinvolti si siano mossi nel rispetto degli accordi convenzionali e delle leggi vigenti "pro tempore" in materia.

Sottolineiamo peraltro che – laddove ci si trovasse di fronte a bandi pubblicati in cui una quota finanziariamente rilevante del VIR da indennizzare risultasse comportare "problemi" di riconoscibilità tariffaria per i possibili concorrenti, questo si tradurrebbe inevitabilmente:

- o nella impugnazione della gara da parte dei potenziali newcomers, che si troverebbero nell'impossibilità di fare un'offerta impegnativa,
- o nella rinuncia ad offrire da parte degli stessi nuovi soggetti.

b) sul piano "di applicazione pratica":

- ci sembra di aver compreso la preoccupazione (da noi condivisa) che l'offerta dello "sconto tariffario" prevista nell'ambito del DM 226/11 non incida in maniera sperequata nell'ambito del processo di gara ed abbiamo già chiarito in precedenza come la soluzione nel complesso proposta dall'AEEG risponda positivamente anche a questa esigenza.

Con riferimento al contenuto del punto 17.14 del DCO ci permettiamo peraltro di segnalare quanto segue.

E' chiaro – a nostro avviso – che la “base” dello sconto non possa che essere uguale per tutti i concorrenti alla gara e, in coerenza con quanto affermato nel DM 226, pari ad un importo corrispondente ad un dodicesimo (“quota di ammortamento annuale”) della differenza fra VIR e RAB complessivamente rilevabili nell'ATEM prima della gara: suggeriamo che, in alternativa a calcoli che riteniamo complessi per una riduzione delle componenti “capex” del VRT applicabili al soggetto aggiudicatario, ex art.17.14 del DCO, la soluzione più semplice possa essere quella di considerare l'importo offerto a titolo di sconto (euro/anno) in detrazione dal VRT al momento del calcolo delle partite di perequazione annuale durante il periodo di durata della concessione.

- analoga preoccupazione ci permettiamo di segnalare con riferimento alla componente di offerta legata al corrispettivo da offrire alle amministrazioni locali (argomento non affrontato nel DCO).

Anche qui – in conseguenza delle ipotesi assunte per il riconoscimento del “delta RAB/VIR”, riteniamo sia necessario precisare che il corrispettivo (previsto in termini percentuali sul VRDloc delle varie località di ambito) debba essere determinato con riferimento ai valori di VRDloc noti al momento della gara, in modo che tutti i concorrenti facciano riferimento e possano formulare offerte a parità di condizioni.

Dovrà poi essere individuato un meccanismo trasparente e controllabile per il riconoscimento di tale somma ai Comuni nel corso della concessione.

S14. Osservazioni sugli orientamenti per il trattamento dei casi di raggruppamento di imprese.

Nessun commento.

S15. Osservazioni sui criteri di determinazione del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

In un ottica di semplificazione, si condivide quanto proposto dall'AEEG.

S16. Osservazioni sugli orientamenti per il trattamento dei contributi.

In merito alle opzioni poste in consultazioni AIR, ASSOGAS ritiene condivisibile l'orientamento finale dell'AEEG di dar seguito all'opzione T4.A (*“i contributi –pubblici e privati – sono portati in detrazione dal valore delle immobilizzazioni sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento”*). Nello specifico, si condivide in particolare la posizione dell'AEEG là dove ella afferma di non ritenere *“sostenibile un sistema che da un lato riconosca ammortamenti e costi operativi al lordo dei contributi e dall'altro invece preveda il degrado dei medesimi nel tempo”*.

In merito alle eventuali problematiche di raccordo con il passato, ASSOGAS riconferma quanto affermato in risposta al quesito S20 del DCO 56/13.

S17. Osservazioni sugli orientamenti finali per la fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

In riferimento al tasso di remunerazione del capitale investito, richiamiamo innanzitutto quanto già affermato nelle premesse del presente documento.

Ci permettiamo, poi, di richiamare all'attenzione dell'AEEG le considerazioni tecniche svolte nel documento prodotto dall'Università Bocconi ed allegato alle nostre risposte al DCO 56/13, considerazioni che non abbiamo purtroppo trovato analiticamente riscontrate nel nuovo DCO.

Nel complesso, però, al di là del confronto specifico sulle varie componenti del WACC riconosciuto ai fini tariffari, ci preme una volta di più ricordare (come peraltro già fatto da ASSOGAS anche nell'ambito della memoria presentata in occasione dell'audizione annuale dell'AEEG dello scorso 17 settembre) che il valore della remunerazione del capitale investito risulterebbe – se malauguratamente confermato in delibera così come prospettato nel DCO – nel suo complesso del tutto inadeguato al periodo e del tutto insufficiente a contribuire a quel livello di redditività dell'attività di distribuzione assolutamente necessario per attirare in questo settore i capitali – ovviamente anche esteri – necessari per incrementare il livello di concorrenza ipotizzabile per le prossime gare.

Peraltro se si è creduto, in maniera così determinata da imporre la cessazione anticipata “ex-lege” delle sole concessioni gas, che un maggior grado di concorrenza per l'assegnazione del servizio potesse portare reali benefici al sistema, in termini di riduzione dei costi, di miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio stesso, allora ogni provvedimento dovrà necessariamente favorire il crearsi di condizioni perché **possano effettivamente svilupparsi reali dinamiche competitive fra un numero adeguato di operatori con caratteristiche e interessi diversi fra loro, meglio se contrapposti; altrimenti di questa riforma resteranno al sistema solo i costi di realizzazione, inevitabili, e non gli attesi benefici.**

A sostegno della nostra convinzione circa l'inadeguatezza del livello di remunerazione del capitale investito ipotizzato nel DCO, basti ricordare che il livello di “anomalia” dell'offerta per la gestione degli ATEM previsto nell'ambito del DM 226/11 (art.16, comma 3) è pari al “5% *in termini reali, al netto delle imposte*”; in base alle nostre simulazioni, conseguenti alle indicazioni fornite nel DCO 359, il livello di WACC riconosciuto tariffariamente si dovrebbe attestare intorno al 5,5% “post tax”, livello di fatto assolutamente prossimo all'anomalia stabilita dal Legislatore, che evidentemente prevede, per la sostenibilità normale di un progetto di gestione del tipo di quelli che saranno sottesi alle prossime gare, livelli “medi” di redditività ben più consistenti.

Del resto, con la possibilità di offrire ai propri soci ed azionisti redditività “adeguata” – cioè “adeguata alle aspettative del mercato” - siamo certi che l'imprenditoria nazionale saprà approfittare dell'occasione di questa generale riorganizzazione del mercato, incrementando il numero dei soggetti disposti a rischiare e concorrere per le aggiudicazioni; il risultato finale sarà certamente, nel suo complesso, più favorevole al cliente finale (ed all'intero Paese) di quanto potrebbe risultare dall'illusorio risparmio di qualche “euro/PdR” originato da un WACC incapace di rispondere alle esigenze di raccolta di capitali in questo particolare momento.

S18. Osservazioni sulle ipotesi di assorbimento del lag regolatorio.

In linea di principio non si hanno obiezioni alla nuova proposta dell'AEEG in tema di assorbimento del “lag regolatorio” nel riconoscimento degli investimenti.

Sui meccanismi di implementazione della soluzione di dettaglio si rimanda alle nostre osservazioni al punto S36.

S19. Osservazioni sugli orientamenti finali per la determinazione degli ammortamenti relativi ai cespiti centralizzati.

Si richiama qui quanto affermato sul tema in premessa.

S20. Osservazioni sugli orientamenti per determinazione degli ammortamenti relativi ai cespiti di località.

Non si condivide l'ipotesi prospettata dall'AEEG di allineamento delle vite utili regolatorie a quelle citate nel decreto 226/11. Se infatti è condivisibile, oltre che auspicabile, che le vite tecniche tariffarie utilizzate nei dodici anni della concessione e le vite tecniche utilizzate per definire il valore di rimborso allo scadere di tali dodici anni debbano assumere lo stesso valore (data ormai l'identità fra il valore di indennizzo a scadenza e quanto definito dalla normativa tariffaria, ai sensi dell'art. 24 del Dlgs. 93/11), non è invece condivisibile che tale valore debba assumere, necessariamente, per ciascuna categoria di cespiti, quello delle tabelle riportate nel decreto 226.

In merito a questa problematica, inoltre, ASSOGAS segnala, come già affermato in risposta al quesito S19 del DCO 56/13, che la tabella 1 del DM 226/11 – peraltro “integrativa” di specifici e potenzialmente diversi accordi convenzionali preesistenti - fa riferimento alle vite utili valide per la definizione del valore di rimborso degli impianti secondo le previsioni del TU 2578/1925 che sarà efficace esclusivamente fino alla prima gara d'ambito e limitatamente al calcolo del VIR, per essere poi successivamente abbandonato.

Proseguendo nel ragionamento, e sviluppandolo seguendo le indicazioni contenute nel DCO 359/13, si ritiene che, per non interferire con le aspettative legittime dei distributori in merito alla disponibilità di flusso di cassa necessario per completare i processi di ammortamento già in corso (generalmente collegati agli impegni di ammortamento delle fonti di finanziamento impiegate e ben difficilmente rinegoziabili con i soggetti finanziatori), sarà assolutamente necessario mantenere in continuità rispetto a quanto previsto nella delibera 159/08 il calcolo del degrado e dell'ammortamento di tutti i beni “storici” già presenti in RAB (almeno fino all'affidamento della gara d'ATEM nel caso di cambio del soggetto gestore, e comunque fino alla scadenza della nuova concessione d'ATEM nel caso di permanenza del gestore nella località, qualora lo stesso si sia riconfermato nella gestione a seguito della gara stessa).

Eventuali modifiche delle vite utili potranno essere prese in considerazione dall'AEEG, qualora ritenuto indispensabile, ma limitatamente a:

- nuovi investimenti (successivi alla delibera),
- progressivo degrado del VIR durante i 12 anni delle nuove concessioni, come ipotizzato ai punti 24.15 e 24.18 del DCO 359,

cioè per tutte e sole quelle voci di investimento per le quali i gestori – dovendo impegnare nuovi capitali - dovranno prevedere necessariamente nuove fonti di finanziamento, il cui rimborso risulterà modulabile “a priori” in coerenza con l'eventuale cambiamento di normativa.

S21. Osservazioni sui criteri di aggiornamento annuale dei corrispettivi a copertura dei costi di capitale delle immobilizzazioni nette centralizzate e delle immobilizzazioni centralizzate del servizio di misura.

Seppur si ritenga condivisibile sul piano logico l'ipotesi di introdurre il *price cap* sulle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitali delle immobilizzazioni centralizzate *"al fine di evitare, considerate le alternative make or buy, distorsioni sulle scelte delle imprese"*, occorre però considerare che per la natura dei costi qui considerati, relativi all'*acquisto* o all'*affitto/nolo* di immobili e fabbricati non industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immateriali, quali apparecchiature, attrezzature, elaboratori elettronici e loro software, essi non sono soggetti a fenomeni di "recupero di produttività" tali da suggerire l'applicazione di un *X-factor*.

In virtù di ciò, ASSOGAS esprime la propria contrarietà alla proposta qui posta in consultazione.

S22. Osservazioni sulle ipotesi per il riconoscimento dei nuovi investimenti.

In primo luogo, ASSOGAS non ritiene di avere elementi nuovi di valutazioni che la possano portare a modificare la propria contrarietà, già espressa e motivata nelle precedenti due consultazioni, *"a logiche di riconoscimento parametrico o basato su criteri standard"*.

Relativamente al riconoscimento dei nuovi investimenti relativi all'attività di distribuzione a livello di località, l'AEEG, nello svolgimento delle proprie argomentazioni, pare sviluppare il seguente percorso logico:

- è opportuno abbandonare la remunerazione degli investimenti a piè di lista soprattutto in presenza di ampie aree di sussidi territoriali incrociati;
- il passaggio alla valorizzazione dei nuovi investimenti in base a un prezzario standard non scongiura comunque, sembrerebbe sostenere l'AEEG, il rischio che vengano realizzati investimenti non efficienti al livello di sistema (per esempio: estendimenti per servire utenze "distanti", a bassissima "densità");
- per scongiurare anche quest'ultimo rischio, si potrebbe pensare di impostare un sistema di remunerazione basato sull'approccio *price cap* e sul "valore regolatorio implicito del capitale investito", ossia – se da noi correttamente interpretato - individuando coefficienti standard in euro/PdR/anno per il capitale investito netto di partenza e per il relativo ammortamento, da riconoscere annualmente in funzione della dinamica del numero dei PdR, applicato un eventuale *X-factor*.

Se questa interpretazione è corretta, ASSOGAS propone in merito le proprie considerazioni:

- innanzitutto, come peraltro già accennato nell'ambito della risposta ai quesiti posti dal DCO 56/13, le prossime gare d'ambito dovrebbero essere caratterizzate "alla radice" da piani di adeguamento/ sviluppo degli impianti esistenti "intrinsecamente efficienti";
- questa considerazione risulta confermata sia dal dettato letterale del DM 226/11 (in particolare all'art. 15, comma 3, iii), in cui si specifica che investimenti non adeguatamente giustificati in termini di costi - benefici non saranno considerati agli effetti del punteggio finale), sia nei relativi allegati (bozza di disciplinare di gara e relativi punteggi), in cui ogni qualvolta si tratti di descrivere punteggi relativi al concetto di "quantità offerta" (punteggi, peraltro, sempre limitati rispetto al resto degli elementi di valutazione) viene espressamente precisato che gli stessi saranno attribuiti solo in presenza di "attendibili e giustificate logiche di ottimizzazione tecnico/ economica";

- la stessa AEEG sarà parte attiva del processo di verifica ed autorizzazione dei futuri bandi di gara, attraverso un procedimento recentemente codificato dalla stessa AEEG (delibera 113/2013), in cui l'attenzione alle giustificazioni di sostenibilità economica e del rapporto costi/ benefici da presentare a corredo dei piani industriali da porre a base di gara ci pare sia chiaramente espressa;
- in sostanza, in tale contesto non si ritiene "apprezzabile" il rischio di proliferazione di investimenti non efficienti;
- relativamente all'ipotesi di introduzione (seppure graduale ed attraverso verifiche intermedie) di logiche di riconoscimento "a costi standard" dei nuovi interventi, ASSOGAS non ritiene di avere elementi nuovi di valutazioni che la possano portare a modificare la propria contrarietà, già espressa e motivata nelle precedenti due consultazioni, motivazioni alle quali si rimanda integralmente;
- se possibile, ancora maggiore perplessità e contrarietà suscita l'ipotesi di introdurre – in questa particolare fase del mercato – logiche basate sul criterio del "price cap" applicate anche alle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale di località;
- pur con le premesse richiamate qui sopra (procedimenti di gara basati strutturalmente sul concetto di "investimenti efficienti"), è innegabile che le prossime gare vedranno i vari concorrenti presentare piani industriali destinati a prevedere rilevanti investimenti per un "adeguamento straordinario" degli impianti esistenti: in altre parole, per aggiudicarsi la gara, in un contesto in cui – per espressa e largamente condivisa scelta del Legislatore – l'elemento "tecnico/gestionale" assorbe circa il 70% del punteggio attribuibile ai fini dell'affidamento, le Aziende studieranno e si impegneranno per programmi di investimento più ambiziosi (soprattutto in termini temporali) di quanto strettamente necessario per tenere normalmente "in efficienza" l'impianto, secondo la regola del "investo in misura pari al degrado del cespite";
- del resto, ci pare che questa "iniezione di rinnovamento tecnico" sia una delle principali motivazioni che hanno sollecitato e sollecitano un rapido avvio del processo delle gare a livello nazionale;
- in tale contesto, sinceramente ci appare difficilmente praticabile l'introduzione di meccanismi di *price cap*, che potranno senza dubbio essere recuperati ed implementati – a nostro avviso – solo a partire da successivi periodi regolatori, in cui sarà stato "assorbito" l'effetto dell'attuale discontinuità.

Per tutto quanto sopra, quindi, ASSOGAS auspica che l'AEEG voglia considerare l'ipotesi di proseguire con le attuali logiche di riconoscimento degli investimenti, condividendo il fatto che le ipotizzate inefficienze difficilmente si potranno realizzare e apprezzando anche il fatto che l'utilizzo di dati di natura esclusivamente contabile ha il pregio di (i) risultare sottoposti a certificazione contabile, (ii) di comportare il minimo costo amministrativo/procedurale per gli operatori e (iii) consentire facilmente verifiche e quadrature, in fase ispettiva, da parte dell'AEEG.

Relativamente, infine, al servizio di misura, si applicano in sostanza le stesse perplessità relative all'applicazione dei costi standard evidenziate per gli investimenti relativi alla distribuzione, con l'ulteriore criticità connessa alla "novità" del prodotto da utilizzare per il "mass market", che rende a nostro avviso ancora più rilevante il problema, in assenza – appunto – di un mercato consolidato sul quale condurre analisi preventive assolutamente oggettive.

Per quanto riguarda l'ipotesi prefigurata al punto 39.7 del DCO, essa sarà commentata nell'ambito della risposta al quesito S39.

S23. Osservazioni sull'ipotesi di adozione di criteri parametrici per l'aggiornamento dello stock di capitale valutato a VIR.

Si ritiene molto interessante la proposta in consultazione, che consente di simulare a piano l'evoluzione nel tempo dello stock di capitale valutato a VIR, con tutti i vantaggi che questo comporterà in termini di prevedibilità dei flussi tariffari futuri, in base ad una ricostruzione convenzionale della stratificazione temporale dei cespiti, in funzione dell'APF e di un vettore di pesi annuali standard.

S24. Osservazioni sulle ipotesi per la determinazione del valore di rimborso a fine periodo.

In linea generale si valuta con favore l'intenzione della AEEG di dettare le regole per il calcolo del valore di rimborso a regime (art. 24.16), strumento indispensabile per la creazione di un quadro di certezza regolatoria.

In particolare, come anticipato, nel precedente punto S13, ASSOGAS condivide la proposta dell'AEEG per quanto riguarda lo "stock" iniziale dei cespiti.

Relativamente ai nuovi investimenti, invece, si conferma la contrarietà, almeno in questa fase e secondo quanto argomentato in risposta al precedente quesito S22, all'introduzione – anche ai fini del valore residuo a scadenza – di concetti correlati al "*valore regolatorio implicito del capitale investito*".

S25. Osservazioni sulle ipotesi sull'introduzione di un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento.

Non si condivide l'ipotesi di introdurre un tetto al riconoscimento unitario di costi di capitale per le località in avviamento con l'obiettivo di evitare che siano realizzate infrastrutture a beneficio di un numero sub-ottimale di utilizzatori.

Riteniamo che il servizio pubblico di distribuzione del gas debba essere svolto in maniera non discriminatoria nei confronti dei cittadini che ne fanno richiesta: la finalità di disincentivare la metanizzazione di aree non popolate o situate in posizioni svantaggiate, metanizzazione comunque prevista nei programmi ministeriali e regionali (le cui istruttorie di approvazione contemplano già analisi di congruenza tecnico/economica degli investimenti), nei piani di sviluppo comunali e nei bandi di gara per la costruzione delle reti, non sembra alla scrivente allineata con i principi non discriminatori sopra esposti.

A ciò si aggiunga che l'attivazione del servizio di distribuzione in una determinata località è una fase che segue anni di esclusiva esposizione finanziaria, sostenuta dall'impresa senza alcun ricavo: il riconoscimento, nei primi anni di attività di una remunerazione calmierata, ritarda ulteriormente il rientro economico dell'investimento, rischiando di compromettere la stabilità economica delle imprese in un momento di risaputa recessione e crisi creditizia nazionale.

S26. Osservazioni sulle ipotesi di struttura e articolazione della tariffa di riferimento.

In merito all'ipotesi di introduzione di una componente variabile espressa in euro/unità di volume distribuito (Smc), con allocazione sulla quota variabile del 5% dei costi operativi, non conoscendo le argomentazioni e motivazioni che hanno portato l'AEEG a non considerare le osservazioni di ASSOGAS, ci permettiamo di riproporle integralmente in questa sede, ritenendole ancora di assoluta validità:

"... la scrivente Associazione esprime preoccupazione per l'ipotesi di correlare parte del vincolo dei ricavi ammessi ai volumi distribuiti. Tale preoccupazione deriva da tre motivi:

- 1. innanzitutto, non si condivide la tesi che i costi di esercizio della distribuzione dipendano dal volume di gas distribuito.*

Le reti di distribuzione, a differenza di quelle di trasporto, mantengono un proprio equilibrio idraulico senza necessità di una vera e propria attività di dispacciamento: le variazioni di volume distribuito di periodo, siano esse giornaliere o mensili o annuali, non comportano alcuna variazione nell'assorbimento di costi.

L'unica voce di costo che presenta oggettivamente una correlazione con il volume distribuito è il costo dell'odorizzante: è evidente, infatti, che dovendo mantenere un grado di concentrazione costante di odorizzante, all'aumento dei volumi distribuiti aumenta in proporzione anche il costo dell'odorizzante consumato; ma è altrettanto evidente che il costo dell'odorizzante è una frazione trascurabile del costo totale di gestione della rete di distribuzione ed, in ogni caso, assai lontana da quel 5 o 10 per cento ipotizzato nella proposta in consultazione;

- 2. in secondo luogo, non possiamo assolutamente condividere l'affermazione che la mancanza di una componente di ricavo ammesso dipendente dai volumi comporti una "de-responsabilizzazione del distributore rispetto alla corretta rilevazione e quantificazione dei volumi di gas distribuiti". E ciò per i seguenti ordini di motivi:*

- a. innanzitutto, non si riesce a comprendere, sotto il profilo strettamente logico, come la circostanza che il ricavo ammesso sia indipendente dal volume vettoriato possa condizionare la maggiore o minore cura posta dal distributore nell'attività di lettura. La logica sottostante a tale affermazione sembrerebbe ipotizzare che, senza una correlazione diretta tra attività e riconoscimento tariffario, i distributori non mettano in una delle proprie caratteristiche attività di servizio pubblico adeguata cura e diligenza: ipotesi che ovviamente ci pare del tutto destituita da reali fondamenti oggettivi;*

- b. in secondo luogo, l'attività di lettura è strettamente regolata in termini di obblighi di frequenza di lettura e di obblighi di comunicazione alle società di vendita, con indennizzi automatici di entità tale da rappresentare un forte deterrente a comportamenti non responsabili. In merito poi alla "corretta rilevazione" del dato di lettura, è evidente come il distributore, una volta organizzata la campagna di lettura, abbia tutto l'interesse ad acquisire il dato corretto: perché ne è responsabile; perché non avrebbe alcun vantaggio da una rilevazione scorretta del dato di lettura del contatore; perché è nel proprio interesse, oltre che di tutti gli altri soggetti economici coinvolti, acquisire un dato di lettura corretto, al fine di gestire altrettanto correttamente i processi amministrativi di fatturazione e settlement di propria competenza. In merito infine alla "corretta quantificazione dei consumi", una volta acquisito il dato di lettura corretto, il calcolo algoritmico dei volumi corrispondenti alle ultime due letture rilevate viene eseguito in automatico, praticamente in assenza di errori;*

- 3. Nella denegata ipotesi che nel quarto periodo regolatorio venga comunque introdotto una quota parte del vincolo dei ricavi legato al volume, la scrivente associazione invita*

codesta Autorità a voler considerare la determinazione di tale quota con riferimento al volume immesso nella rete di distribuzione e non al volume distribuito.

È infatti noto come il volume riconsegnato in un anno solare sia un dato in continuo assestamento nei mesi (ed anche anni!) successivi, per effetto dei cosiddetti “conguagli di volume” che si generano ogni qual volta, successivamente alla conclusione dell'anno in esame, dovesse rendersi disponibile una lettura la cui lettura precedente fosse all'interno o precedente all'anno stesso.

La presenza di questo fenomeno (assestamento progressivo dei volumi distribuiti a seguito dei successivi conguagli di volume) è testimoniata dal continuo assestamento effettuato nella perequazione 2011 e 2010 sulla voce RE (ricavo effettivo servizio di distribuzione) dell'anno 2009, e dalla previsione di reiterare per ben 5 anni la sessione di aggiustamento previsto dal TISG.

Introducendo, quindi, una componente del vincolo sui ricavi legato ai volumi distribuiti, si avrebbe come effetto un continuo aggiustamento, negli anni successivi, anche se per importi via via decrescenti nel tempo, dei ricavi di bilancio afferenti ad esercizi contabili già chiusi.

Questo fenomeno sarebbe evitato se il calcolo del ricavo ammesso nella componente legata ai volumi fosse effettuato considerando il volume immesso e non il riconsegnato: è infatti ragionevole ritenere che a Luglio, all'atto dell'invio alla CCSE dei dati per la determinazione finale del saldo di perequazione dell'anno precedente, i verbali di misura dell'immesso in rete in tale anno siano ormai assestati e definitivi.

Senza contare, infine, che laddove l'adeguamento del sistema di remunerazione in argomento fosse alla fine attuato per conseguire una maggiore aderenza fra ricavi e costi (circostanza, come detto, nel caso della distribuzione a nostro avviso non rilevante), come detto in precedenza, gli unici costi connessi al volume sono quelli per l'odorizzante, tipicamente iniettato in rete in funzione proprio del gas immesso. (cfr. Prot. 236/13 in risposta a DCO 257/13, spunti S14 e S15)”

In merito poi al servizio di commercializzazione ci permettiamo di insistere, in coerenza con posizioni già da noi precedentemente espresse, e come riportato in altre parti di questo documento, sulla necessità di introdurre una differenziazione di valori in funzione della classe dimensionale d'impresa e/o di dimensione d'ambito: riteniamo infatti che per la componente Tcot valgano esattamente tutte le considerazioni svolte dall'AEEG nel presente DCO, in merito in particolare a “potenziali” indebite “rendite” realizzate dalle imprese di grande dimensione, con riferimento al costo riconosciuto di capitale dei cespiti centralizzati (vedi risposta S11).

S27. Osservazioni sulle ipotesi di struttura e articolazione delle tariffe obbligatorie.

Si esprime apprezzamento per la scelta dell'AEEG di non intervenire in modifica sulla struttura della tariffa obbligatoria del 2014, scongiurando così la necessità di dover intervenire in emergenza, nelle ultime settimane del corrente anno, alla modifica dei sistemi informativi degli operatori sia della distribuzione che della vendita.

S28. Osservazioni sull'ipotesi di differenziazione delle quote fisse per raggruppamenti di classi di gruppi di misura.

Si rinnova nuovamente l'auspicio che l'AEEG non intervenga anche nei prossimi anni alla modifica della struttura della tariffa obbligatoria, rinunciando all'ipotesi, ora in valutazione, di introdurre quote fisse legate alla classe (o a raggruppamenti di classi) di contatori. Non si

ritiene infatti che i benefici derivanti dalla presunta maggiore rappresentatività del corrispettivo tariffario al costo sotteso siano bilanciati dal costo di modifica dei sistemi di tutti gli operatori e dalla maggiore complessità delle nuove logiche di fatturazione.

S29. Osservazioni sugli orientamenti finali relativi alla definizione degli ambiti tariffari.

ASSOGAS concorda con la posizione finale dell'AEEG di non variare le sei aree geografiche sovra regionali di applicazione delle tariffe obbligatorie.

S30. Osservazioni sulle ipotesi di determinazione della componente tariffaria COL.

Si condivide, sul piano generale, la proposta dell'AEEG. Si ritiene comunque opportuno che l'AEEG fissi univocamente l'algoritmo da utilizzare per la *"miglior stima disponibile per l'anno t"* del numero dei PdR. A tal proposito, si potrebbe pensare ad una soluzione semplice, quale la media dei tassi di crescita del numero dei PdR degli ultimi 2 o più anni di cui si dispongano di dati consuntivi. Il sistema dovrebbe inoltre mantenere una impostazione semplice, evitando congruagli o regolazioni a posteriori in base al numero effettivo di PdR alla fine dell'anno t.

S31. Osservazioni sulle ipotesi relative alla componente a copertura della differenza tra VIR e RAB.

Si condivide la proposta dell'AEEG, in quanto allineata con gli auspici della scrivente associazione, di *"definire la componente tariffaria a copertura della differenza VIR-RAB a livello di ambiti tariffari sovraregionali"*.

In merito, poi, all'ipotesi *"di prevedere componenti tariffarie comunali a copertura della differenza VIR-RAB nei casi in cui lo scostamento sia superiore al 25% e il livello della RAB di località unitaria, espressa in euro/pdr, risulti non inferiore alla media nazionale"*, ASSOGAS fa presente quanto segue:

- in termini generali, continuiamo a ritenere comunque non condivisibile la proposta di contemplare l'applicazione di "componenti comunali" nell'ambito di un sistema che tenderebbe a confermare le tariffe macro regionali, proprio nell'ottica di non trasferire al segmento della commercializzazione le "complessità e specificità" del sistema della distribuzione;
- con riferimento specifico, poi, alla "RAB" quale elemento di riferimento, a nostro avviso occorrerebbe ricorrere a valori "medi" decisamente più "mirati" rispetto alla media nazionale;
- il valore di RAB può essere infatti influenzato da molteplici fattori oggettivi e fortemente legati al territorio servito, quali la data di prima fornitura, la presenza massiccia di contributi pubblici, lo sviluppo della rete per singolo PdR, ecc.;
- qualora l'AEEG ritenesse comunque opportuna l'individuazione di valori "soglia", riterremmo necessario tenere presente:
 - innanzitutto, valori medi connessi allo specifico ATEM, in cui presumibilmente la "storia" e le "modalità" di metanizzazione dovrebbero risultare più omogenee,

- all'interno dell'ATEM, impostare cluster di valori differenziati in base sia alla dimensione del centro abitato (capoluogo / centri di provincia), sia in base alla zona morfologica (pianura/ montagna).

S32. Osservazioni sulle ipotesi relative alla componente tariffaria ST.

Si concorda con quanto proposto con l'AEEG.

S33. Osservazioni sulle ipotesi di aggiornamento della tariffa obbligatoria.

Si concorda con quanto proposto con l'AEEG.

S34. Osservazioni sulle ipotesi di strutturazione dei vincoli ai ricavi ammessi.

In merito a quanto espresso al punto 33.5 (*"5% del vincolo ai ricavi ammessi destinato alla copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione sia legato ai volumi distribuiti"*) si rimanda a quanto affermato allo spunto di consultazione S26.

S35. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.

Si concorda con l'ipotesi di proseguire in continuità, relativamente ai meccanismi di perequazione, con il precedente periodo regolatorio.

S36. Osservazioni sulle ipotesi relative a criteri determinazione d'ufficio, tempistiche di raccolta dati e rettifiche.

Con riferimento alla determinazione d'ufficio delle tariffe la scrivente associazione riconferma l'importanza di una esplicita previsione in base alla quale *"in vista della conduzione delle gare per ambito, il gestore uscente non sia solo tenuto a fornire al gestore subentrante i dati necessari ai fini tariffari, ma sia espressamente obbligato ad assumerne espressamente le relative responsabilità, fornendo le relative dichiarazioni di veridicità"*.

Con riferimento alle tempistiche di raccolta dati occorre tenere presente che la nuova procedura prospettata sarebbe di difficile applicazione (art. 35.10), non applicabile (art. 35.11) e fortemente penalizzante (art 35.12) nel caso di imprese che non chiudono l'esercizio contabile al 31.12 di ciascun anno. ASSOGAS ritiene, quindi, necessario che l'AEEG riveda la propria proposta per renderla non solo applicabile, ma anche non penalizzante per gli operatori che dovessero chiudere il bilancio in date diverse dal 31 dicembre, dichiarandosi sin d'ora disponibile a fornire ogni ulteriore elemento di dettagli su tale problematica, nell'interesse dei propri associati che si trovano in questa situazione.

Con riferimento alle tempistiche di rettifica ASSOGAS auspica che l'AEEG voglia abbandonare l'approccio proposto, consentendo che anche le rettifiche relative a dati economici a vantaggio delle imprese distributrici siano accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui è riferibile l'errore: occorre infatti tenere presente che l'incremento del gettito della tariffa obbligatoria per coprire il fabbisogno generato dalla rettifica dell'errore troverebbe comunque copertura tramite la modulazione della componente tariffaria UG1 che, per sua natura, essendo uniforme su tutto il territorio nazionale, avrebbe un impatto impercettibile per i clienti finali: la proposta asimmetria nel trattamento delle rettifiche non troverebbe quindi alcuna giustificazione nella tutela dei clienti finali e si configurerebbe come previsione ingiusta nei confronti delle imprese.

S37. Osservazioni sulle ipotesi relative alla regolazione della distribuzione di gas diversi dal naturale.

Nessuna osservazione

S38. Osservazioni sulle ipotesi relative all'introduzione di meccanismi volti a favorire l'uscita anticipata dal servizio nelle enclave.

Nessuna osservazione

S39. Osservazioni sulle ipotesi relative al roll out dei misuratori elettronici.

ASSOGAS conferma le proprie preoccupazioni rispetto a due tematiche, tra loro correlate:

- 1) intercambiabilità concreta e testata (e non solo teorica) delle soluzioni punto-multipunto, come elemento essenziale e imprescindibile per il dispiegamento sul campo della telemisura nel mass market;
- 2) sovrapposizione tra il piano di roll-out e le gare d'ambito.

Si ritiene che installare smart meter G4/6 senza la contemporanea attivazione della rete punto-multipunto di trasmissione dei dati al SAC sia una operazione rischiosa (azzardata?). Pur prendendo atto della incentivazione dell'installazione degli smart meter mass market già dal prossimo anno, ASSOGAS ritiene prioritaria una profonda riflessione, alla luce di tutte le informazioni disponibili alla data e prendendo anche in considerazione le esperienze e gli approcci maturati negli altri paesi della comunità europea, sull'effettivo ritorno, per il sistema, dell'enorme investimento che il paese dovrebbe affrontare per un roll out globale degli smart meter anche nel settore domestico.

Ben venga, quindi, la ripresa del tavolo di lavoro con l'AEEG.

S40. Osservazioni sull'ipotesi di abolizione del regime individuale.

Si concorda con l'abolizione del regime individuale.

Ulteriori osservazioni su tematiche non poste in consultazione

Con riferimento alla Delibera n. 40/04 "Adozione del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas", preso atto che essa stabilisce che:

- 14.1 "Il Comune che effettua verifiche su impianti di utenza di cui al comma 14.2 ha diritto, per ognuna di esse, ad un contributo unitario pari a euro 60 (sessanta), imposte escluse...";
- 14. 7 "Il distributore corrisponde al Comune, entro 60 giorni solari dalla data di ricevimento della richiesta da parte dello stesso, i contributi unitari di cui al comma 14.1 ...";
- 8.4 "Con successivo provvedimento... l'Autorità definisce le modalità di copertura, mediante le tariffe di distribuzione, dei costi sostenuti dai distributori ...dei contributi di cui all'articolo 14 versati ai Comuni che ne abbiano fatta richiesta";

si segnala che il provvedimento di cui all'art. 8.4 precedentemente citato non è mai stato emanato.

In occasione della definizione delle regole tariffarie del nuovo periodo regolatorio, occorre evidenziare che quanto sopra assume maggiore rilevanza alla luce della proposta contenuta nel DCO ora in consultazione con numero 372/2013/R/GAS e oggetto *“Modifiche e integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas”*, in cui si propone di *“incentivare i Comuni ad effettuare le verifiche sul campo”* elevando a 100 euro l'importo attualmente previsto dall'art. 14.1.

Auspicando che le osservazioni qui formulate possano rappresentare per l'Autorità un contributo interessante ed utile e dichiarandoci come sempre a completa disposizione per fornire ogni eventuale ulteriore chiarimento, porgiamo cordiali saluti.

ASSOGAS
Associazione Nazionale Industriali
Privati Gas e Servizi Energetici