

**RISPOSTA DI 2i RETE GAS S.p.A. AL
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 410/2019/R/GAS**

**CRITERI PER LA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA
DEL GAS NEL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

OSSERVAZIONI GENERALI

2i Rete Gas formula di seguito le proprie osservazioni sugli orientamenti delineati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito anche solo Autorità o ARERA), contenuti nel documento per la consultazione 410/2019/R/gas (di seguito DCO), circa i criteri di regolazione tariffaria che saranno applicati a partire dall'anno 2020, con l'avvio del quinto periodo regolatorio (di seguito anche 5PR) e circa il quadro di sviluppo delle riforme dei criteri di regolazione da portare a compimento all'interno di tale periodo (2020-2025).

La regolazione tariffaria è di fondamentale importanza per le imprese di distribuzione, rappresenta infatti la sintesi degli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio e quindi al valore delle aziende stesse. Rappresenta pertanto elemento positivo che l'Autorità, nell'intendimento di garantire la prevedibilità e il rispetto delle tempistiche di evoluzione della regolazione, abbia confermato l'avvio del 5PR dall'anno 2020. Si ritiene infatti positiva l'importanza attribuita dal regolatore all'obiettivo di garantire certezza e stabilità della regolazione, quale obiettivo primario della propria azione.

L'obiettivo di certezza, prevedibilità e stabilità della regolazione non dovrebbe però essere perseguito solo come linea generale, ma dovrebbe essere corrispondentemente declinato in misure di dettaglio che, ove in parte adottate in un periodo di regolazione, mantengano anche per la parte adottata nei periodi regolatori successivi i medesimi presupposti e principi riguardo la modulazione dei relativi effetti complessivi.

Il DCO tuttavia contiene alcune misure di dettaglio che non sembrano improntate a tale obiettivo (ad esempio le misure di gradualità nel rilascio dei contributi adottate all'inizio del quarto periodo di regolazione per modulare il passaggio dell'ammortamento degli investimenti dal regime al lordo dei contributi, con blocco del loro degrado, al regime al netto degli stessi e di cui l'Autorità prefigura il completamento per la parte di contributi ancora sospesa).

In aggiunta ad un approccio per le misure a valenza "pluri-periodo" che non pare coerente con l'obiettivo di certezza, prevedibilità e stabilità della regolazione e che prefigura, quindi, effetti sensibilmente più negativi di quanto era prevedibile (in particolare circa le modalità e tempistiche di rilascio dei contributi cosiddetti "congelati"), il DCO, pubblicato a meno di due mesi e mezzo dall'avvio del nuovo periodo di regolazione, contiene orientamenti in buona parte ancora solo generali senza dettagli o indicazioni numeriche circa le relative proposte, neppure come *range* (ad esempio sui valori delle componenti a copertura dei costi operativi o dell'*X-factor* di cui si prevede l'applicazione), con indirizzi sulla definizione di alcune componenti tariffarie di grande rilevanza che fanno intravedere altre ricadute negative per le imprese.

Si tratta, ad esempio, degli orientamenti relativi alla possibile riduzione del valore del β_{asset} della distribuzione e dell'allineamento a questo del β_{asset} della misura (con conseguente riduzione del WACC), alle percentuali da attribuire ai costi effettivi e riconosciuti per la fissazione del livello iniziale

dei costi operativi per il 2020, oltre che ad una possibile revisione al ribasso della percentuale di *profit sharing* del costo *standard* per i nuovi investimenti in *smart meter* gas.

Simili orientamenti, se tradotti tal quali in un provvedimento, determinerebbero notevoli impatti negativi, *in primis*, sulle imprese di distribuzione - che per effetto di una rilevante riduzione dei ricavi di bilancio avrebbero maggiori difficoltà a programmare i propri piani di investimento per il futuro - e poi sull'intero sistema - in ragione di una minor fiducia degli investitori, con il risultato, negativo, di ridurre l'attrattività di un settore cui fa capo un fondamentale servizio di pubblica utilità, quale è quello della distribuzione del gas naturale.

Vista comunque l'ampiezza degli argomenti trattati nel DCO e la numerosità dei temi con specifici spunti per la consultazione, nel seguito delle presenti *Osservazioni generali* ci si limita ad indicare sinteticamente gli orientamenti che suscitano le maggiori perplessità e preoccupazioni, insieme a quelli per cui si ritiene invece che l'Autorità stia individuando soluzioni equilibrate, rinviando per tutte le considerazioni di maggior dettaglio alle risposte ai singoli quesiti di consultazione o alle *Altre osservazioni* per gli aspetti non fatti oggetto di specifici spunti per la consultazione.

- **Rilascio contributi "congelati"**

In merito al trattamento dei contributi c.d. "congelati", pur ritenendo positiva l'apertura dell'Autorità a valutare, in una logica di gradualità e anche alla luce delle osservazioni ricevute in occasione della precedente consultazione, un orizzonte temporale più ampio di un solo periodo regolatorio per il pieno "scongelamento" dei contributi ancora sospesi, non si reputa tuttavia coerente con i presupposti e principi alla base dell'adozione della misura che ne ha introdotto il "congelamento" - e quindi **non si condivide - la nuova ipotesi prospettata di prevedere tale scongelamento in non più di 10 anni.** La discontinuità nei livelli della RAB delle imprese che ne conseguirebbe risulterebbe ancora troppo elevata e **si ritiene** quindi **che il rilascio debba essere modulato su un periodo più ampio,** coordinandolo eventualmente con l'assegnazione delle gare per Atem.

Definendo, con il 5PR, un percorso che preveda il graduale rilascio della quota residua di contributi "congelati", andrebbero adottate impostazioni che consentano realmente di attenuarne gli impatti, quindi con finalità e modalità coerenti con la logica adottata nel 2013, all'atto del "congelamento" della quota di contributi in questione. Ulteriori considerazioni in proposito sono sviluppate in risposta allo spunto per la consultazione S17.

- **Riduzione del β_{asset} della distribuzione e della misura**

Relativamente alla fissazione dello specifico parametro di settore β_{asset} per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), non si ritiene che, come peraltro già riconosciuto dall'Autorità per gli altri segmenti infrastrutturali della filiera (trasporto, stoccaggio e rigassificazione), per la distribuzione gas si possano ravvisare significativi mutamenti nelle condizioni di rischio in capo alle imprese. Non ritenendo quindi diminuita la rischiosità relativa della distribuzione gas rispetto a quella degli altri segmenti infrastrutturali della filiera, **non si ritiene condivisibile l'orientamento di revisione al ribasso del β_{asset} distribuzione,** così come pure non si ravvisano ancora variazioni sostanziali rispetto alle considerazioni che avevano condotto l'Autorità a definire valori differenziati per il β tra **l'attività di distribuzione e di misura,** che quindi **si ritiene debbano rimanere diversificati,** secondo l'impostazione oggi in essere.

Ulteriori considerazioni di dettaglio sono esposte nel successivo capitolo *Altre osservazioni*, riportato

dopo le risposte agli spunti per la consultazione, nel paragrafo relativo alla fissazione dei parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito (Basset e gearing).

- **Efficienza sui costi operativi**

Con il 5PR ci si aspettava, già in avvio di periodo, l'adozione degli auspicati e annunciati schemi regolatori improntati all'efficienza di tutti gli operatori e alla razionalizzazione del settore, con convergenza dei costi del servizio nell'arco del periodo. Alla luce della rimodulazione del percorso di convergenza dei costi per dimensione di impresa secondo tempistiche più dilatate rispetto all'orientamento precedentemente prospettato (e che si continua a credere che sarebbe comunque da perseguire), si ritiene che **nella definizione della percentuale di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dell'anno preso a riferimento (2018), debbano essere maggiormente premiate le imprese più efficienti.** A tal fine, per la ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dovrebbero essere adottati i medesimi pesi già applicati in avvio del 4° periodo regolatorio (ovvero 40% per i costi effettivi e 60% per i costi riconosciuti). Ciò anche per coerenza con l'approccio generale di maggior gradualità nella convergenza dei costi operativi riconosciuti per dimensione d'impresa. Osservazioni di maggior dettaglio sull'argomento sono sviluppate in particolare nelle risposte agli spunti per la consultazione S1 e S2.

- **Incentivi alle aggregazioni tra operatori**

Si ritiene che eventuali misure di incentivo non debbano riguardare solamente le operazioni tra operatori di piccole o medie dimensioni che si aggregano tra di loro, come prefigurato nel DCO sulla base del presupposto - non condivisibile - che i processi di aggregazione che vedono come protagonisti gli operatori di grande dimensione non necessitino di incentivi, secondo un'impostazione di fraintesa regolazione asimmetrica.

Si osserva inoltre che i meccanismi e le forme di incentivo, per quanto si può capire dal loro inquadramento generale nel DCO, più che connotarsi come soluzione regolatoria asimmetrica, configurano di fatto un approccio discriminatorio nei confronti delle imprese di grande dimensione, che possono risultare non solo non incentivate, ma addirittura "escluse" da ulteriori iniziative di aggregazione come quelle già autonomamente perseguite in assenza di incentivi. Una simile **impostazione** risulterebbe **quindi potenzialmente distorsiva** e queste forme di incentivo, favorendo ed indirizzando solo alcuni tipi di operazioni di aggregazione rispetto ad altre, andrebbero ben oltre la sfera tariffaria potendo incidere sensibilmente anche sugli assetti del mercato.

Si auspica quindi che le misure di incentivo delineate nel DCO vengano opportunamente riviste e ricalibrate secondo possibili ipotesi tracciate in risposta allo spunto di consultazione S7.

- **Incentivazione all'efficienza sui costi di capitale – Costi standard**

In attesa del pieno avvio delle gare per Atem - da cui ci si aspetta una riorganizzazione del servizio e una conseguente razionalizzazione del settore con molteplici benefici per il sistema e quindi anche per i clienti finali e gli *stakeholders* - si continua a ritenere essenziale realizzare quanto prima possibile almeno alcuni degli effetti attesi dalle gare e introdurre quindi misure volte ad incentivare gli operatori a massimizzare l'efficienza anche sui costi di capitale, stimolando e favorendo anche il consolidamento del settore.

La tipologia di schema incentivante per la valutazione dei nuovi investimenti sulle reti di distribuzione

delineata dall'Autorità nel DCO 170/2019/R/gas si discosta dall'ipotesi in precedenza prefigurata e presenta molteplici criticità applicative, oltre ad essere caratterizzata da una notevole attenuazione della potenza incentivante. Al riguardo si valuta positivamente che nel presente DCO l'Autorità riconosca la maggior potenza dell'incentivo ove venga riconosciuto un valore medio ponderato di costi effettivi e costi *standard*.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, si auspica che l'Autorità riprenda celermente l'implementazione di una metodologia a costi *standard* accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*, come in precedenza delineata (in analogia a quanto già stabilito per la regolazione dei nuovi investimenti del servizio di misura), individuando magari forme di semplificazione nell'applicazione del meccanismo, che ne consentano finalmente **l'attuazione nel più breve tempo possibile e comunque**, come indicato nel DCO, al più **entro il 2023 (tariffa 2023 su investimenti 2022)**, termine già più volte differito e che ci si augura possa essere almeno questa volta rispettato (altre osservazioni di maggior dettaglio sono sviluppate nella risposta allo spunto per la consultazione S10).

Susciterebbe peraltro notevole perplessità la prefigurata revisione (indicata in verità solo nella Tab. 1 senza essere più trattata nel resto del DCO) dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*, qualora l'orientamento sia quello di ridurre ulteriormente (dall'attuale 40%) la percentuale di *profit sharing* per le imprese più efficienti (già ridotta dal precedente 50%), secondo un indirizzo che pare opposto a quelli che dovrebbero essere gli obiettivi di promozione dell'efficienza dell'Autorità. Si ritiene infatti che le percentuali di *sharing* andrebbero riviste premiando maggiormente, a vantaggio complessivo del sistema, le imprese efficienti tramite un incremento del peso del costo *standard* (adeguatamente dimensionato) rispetto a quello del costo effettivo, dato che l'attuale *sharing* (40% costo *standard* efficiente e 60% costo effettivo) non può essere considerato ottimale, in quanto porta il sistema a sussidiare una parte dell'inefficienza degli operatori meno efficienti attraverso le imprese più efficienti (cfr. risposta allo spunto per la consultazione S14).

Per gli aspetti sopra delineati - in particolare per il primo e il secondo - si chiede che l'Autorità riveda gli orientamenti prefigurati nel DCO adottando opportuni correttivi, secondo quanto più oltre specificato nelle risposte ai singoli spunti per la consultazione.

I soli aspetti per i quali si ravvisano, invece, gli **orientamenti maggiormente indirizzati verso soluzioni equilibrate**, in grado di contemperare aspetti diversi, sono quelli relativi a:

- **trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione**, per il quale si valuta positivamente l'ipotesi di applicare un regime che preveda inizialmente e provvisoriamente, per un primo periodo, il riconoscimento integrale - in via provvisoria - degli investimenti, con meccanismi di controllo *ex-post* e un "conguaglio" dopo un certo numero di anni dall'avvio del servizio, a tutela del sistema; l'ipotesi si ritiene condivisibile purché l'anno in cui prevedere la verifica *ex-post* e l'eventuale conguaglio sia differito dal 6° all'8°/10° anno;
- **revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse**, per il quale, ferme restando qualche considerazione di carattere generale (ripresa in risposta allo spunto per la consultazione S15), si valuta positivamente l'ipotesi di un approccio volto a preservare, ai fini della rivalutazione stessa, il completo riconoscimento di tutti i nuovi investimenti in distribuzione e misura dal 2018 e

ad incrementare il valore parametrico per il test di disallineamento (per determinare la condizione di RAB depressa) quanto meno del valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e 2017, riconoscendo poi, in sede di rivalutazione, il valore parametrico corretto da quest'ultimo (oltre ai nuovi investimenti in distribuzione e misura dal 2018).

In disparte i due aspetti sopra citati, gli altri orientamenti delineati nel DCO sembrano quindi posporre (come per i costi *standard*) o mitigare (come per la convergenza dei costi operativi riconosciuti o il ridimensionamento del *profit sharing*) scelte regolatorie improntate a valorizzare l'efficienza nei costi e negli investimenti (che indirettamente potrebbero anche incidere nel favorire le gare, senza costi aggiuntivi). E' inoltre prospettata, per lo "scongelo" del 20% dei contributi ancora sospesi, una soluzione che risulta fortemente impattante anche perché, nel contesto attuale, i conseguenti effetti non possono essere mitigati da parte delle imprese, né attraverso una crescita di perimetro con le gare né, appunto, attraverso recuperi attraverso investimenti realizzati più efficientemente del livello predefinito. Inoltre, per favorire l'integrazione tra operatori, sono proposte soluzioni onerose, del tutto discriminanti nei confronti di operatori, quali la scrivente società, e che peraltro avranno certamente un effetto negativo sulle gare.

Da ultimo il documento non affronta criticità strutturali del settore derivanti dal differenziale non recuperabile tra costo di acquisto e rimborso dei titoli di efficienza energetica (TEE).

L'effetto complessivo delle misure prospettate determina quindi un impatto rilevante sui ricavi senza alcuna possibilità di recupero attraverso efficienze e con un evidente *favor* per gli operatori piccoli e medi rispetto ai grandi, concretizzato attraverso minori obblighi o esonero da essi (ad esempio in termini di *smart meter* e obblighi di efficienza energetica) e maggiori riconoscimenti e/o incentivi (come in termini di costi operativi riconosciuti, posticipo dell'applicazione dei costi *standard* e prosecuzione nei riconoscimenti a consuntivo, incentivi alle aggregazioni come quelli delineati nel DCO). Un simile impatto, se confermato con le misure di prossima adozione, diventerà un chiaro segnale agli investitori professionali (che ad oggi sono impegnati prevalentemente in questo segmento) di un mutato indirizzo che, a nostro avviso, non trova riscontro né nel piano strategico né in quelli che dovrebbero comunque essere gli obiettivi dell'Autorità.

Per quanto riguarda, infine, le misure che dovranno intervenire nel secondo semi-periodo, si ritengono necessarie ulteriori riflessioni per interventi la cui definizione potrà avvenire anche dopo il 1° gennaio 2020, ma che si chiede e si auspica comunque sia completata entro il primo quadrimestre 2020, in coerenza con il già richiamato obiettivo di garantire prevedibilità circa le tempistiche e i contenuti di evoluzione della regolazione nel seguito del quinto periodo di regolazione.

Si riportano di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione e, a seguire, osservazioni in merito ad altri argomenti trattati nel DCO anche se non oggetto di specifici spunti di consultazione.

* * *

S1. Osservazioni sulle ipotesi per la fissazione dei livelli iniziali delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per le gestioni comunali.

L'orientamento, già delineato nel DCO 170/2019/R/gas, di considerare quale riferimento per i costi effettivi i costi desumibili dai rendiconti annuali separati relativi all'ultimo anno disponibile (2018) è

comprensibile, in una logica di economia di analisi e valutazione di dati recenti. Tuttavia, alla luce della rimodulazione del percorso di convergenza dei costi per dimensione di impresa secondo tempistiche più dilatate rispetto all'orientamento prospettato nel precedente documento di consultazione (e che si continua a reputare comunque percorribile), si ritiene ancor più che nella definizione della percentuale di ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dell'anno preso a riferimento (2018), come già evidenziato in risposta al DCO 170/2019/R/gas, dovrebbero essere maggiormente premiate le imprese più efficienti. A tal fine, per la ponderazione tra costi effettivi e costi riconosciuti dovrebbero essere adottati i medesimi pesi già applicati in avvio del 4° periodo regolatorio (ovvero 40% per i costi effettivi e 60% per i costi riconosciuti, come peraltro sembrava di poter intravedere dai *range* posti in consultazione nel precedente DCO); e questo anche per coerenza con la logica generale di una maggior gradualità, seguita anche per il percorso di convergenza dei costi operativi riconosciuti per dimensione d'impresa.

Al punto 6.9 del DCO al contrario, in ragione di un asserito obiettivo di rafforzamento della concorrenza per il mercato, sembra delineato un meccanismo che per imprese poco efficienti (con livello del costo effettivo maggiore del costo riconosciuto) fa salvo, come livello iniziale dei costi riconosciuti per il nuovo periodo regolatorio, il loro livello di costo effettivo inefficiente (per le quali la ponderazione sarebbe così attribuita al 100% per il costo effettivo inefficiente e allo 0% per il costo riconosciuto, inferiore)¹. Parrebbe infatti paradossale che, per favorire la concorrenza, si continuino a riconoscere maggiori costi ad imprese inefficienti al solo fine di consentire loro di continuare a svolgere l'attività e partecipare alle gare di affidamento del servizio.

Ove l'intendimento fosse quello di introdurre differenti ponderazioni a seconda del livello di efficienza raggiunto dalle imprese, si ritiene che tale intendimento dovrebbe essere declinato secondo un approccio modulato in direzione opposta a quella prospettata al punto 6.9 del DCO, riequilibrando - ben al di sotto del 100% - il peso assegnato ai costi effettivi per le imprese inefficienti e adottando invece per le imprese più efficienti (con livello del costo effettivo inferiore al costo riconosciuto) e che hanno già ottenuto significativi efficientamenti nel corso del precedente periodo regolatorio un livello iniziale caratterizzato da una maggiore ponderazione inizialmente assegnata ai costi riconosciuti. Soluzione, questa, che potrebbe essere adottata anche al fine di attuare e accelerare l'annunciata convergenza dei costi operativi riconosciuti per dimensione d'impresa.

Si osserva infine che, diversamente da quanto era auspicabile e da quanto avvenuto in passato, non è stato indicato alcun elemento, dettaglio numerico e/o *range* in merito alla quantificazione prospettica delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi di distribuzione, commercializzazione e misura, (così come anche per i possibili valori dell'*X-factor* da applicare ad essi e per le componenti a copertura dei costi centralizzati). Gli unici elementi numerici presenti nei paragrafi 6 e 7 (punti da 7.1 a 7.21) riguardano la situazione riferita all'anno tariffe 2018. Per le imprese, in questo modo, non risulta possibile formulare osservazioni e considerazioni specifiche in merito ai risultati delle elaborazioni compiute dall'Autorità sui dati *unbundling* desunti dai conti annuali separati (CAS) e da cui discenderà il livello iniziale dei costi riconosciuti dal 2020, non essendo peraltro mai stato indicato il dettaglio dei meccanismi di tali elaborazioni e non essendo quindi neppure possibile, per le imprese,

¹ Al punto 6.9 del DCO è indicato che "nel caso in cui, in relazione alle imprese di più piccola dimensione, non siano state conseguite maggiori efficienze e che anzi il livello del costo effettivo sia maggiore del costo riconosciuto, l'Autorità è orientata a prevedere che il livello iniziale dei costi riconosciuti nel quinto periodo di regolazione sia fissato in funzione del livello del costo effettivo del 2018".

effettuare stime attendibili sulla base di estrapolazioni svolte a partire dai propri singoli dati.

S2. Osservazioni sulle ipotesi di fissazione dell'*X-factor* per il primo triennio del quinto periodo di regolazione.

Come evidenziato nelle *Osservazioni generali*, in attesa di un pieno avvio delle gare d'Atem, 2i Rete Gas continua a ritenere prioritario che la regolazione segua schemi volti a favorire comunque l'efficienza di tutti operatori e la convergenza dei costi del servizio.

La rimodulazione del percorso di convergenza dei costi riconosciuti della distribuzione per dimensione di impresa secondo tempistiche più dilatate rispetto all'orientamento prospettato nel precedente documento di consultazione (e che - come detto - si continua a reputare comunque percorribile), richiede una coerente fissazione dei livelli di *X-factor* per consentire il raggiungimento dell'obiettivo di fine periodo, ossia di avvicinamento al livello di costi operativi riconosciuti alle imprese più efficienti. Conseguentemente per le imprese già caratterizzate dai più efficienti costi operativi riconosciuti andranno chiaramente applicati tassi di recupero di produttività sensibilmente inferiori. Ciò senza dimenticare che:

- dal primo periodo di regolazione (poco meno di vent'anni) il recupero di produttività cumulato applicato alle imprese ha superato il 50%;
- esistono limiti al progressivo miglioramento in termini di efficienza, oltre il quale non si può comunque andare (la curva dei costi efficienti ha, ragionevolmente, un livello-asintoto al di sotto del quale si rischia di compromettere la qualità delle prestazioni);
- su alcuni aspetti delle attività svolte dalle imprese (ad esempio nell'ambito delle attività di misura e di commercializzazione) alcuni costi emergenti potrebbero assumere particolare rilevanza e comportare un aumento dei costi complessivi, più che compensando le pur ulteriori, ma ormai contenute, efficienze sugli aspetti più consolidati delle attività; circostanza quest'ultima che, per tali costi emergenti, rende certamente opportuna un'ulteriore analisi e un'eventuale revisione dei livelli di *X-factor* al termine del primo semi-periodo del 5PR.

In assenza di dettagli conoscitivi circa i meccanismi delle elaborazioni compiute dall'Autorità sui dati *unbundling* desumibili dai CAS, sembrerebbe, infatti, che alcuni costi effettivi relativi ad esempio all'attività di misura si siano progressivamente incrementati negli ultimi anni rispetto ai corrispondenti costi riconosciuti.

Anche per quanto riguarda i costi operativi relativi ai servizi di commercializzazione, al di là di eventuali recuperi di produttività conseguiti da imprese particolarmente efficienti, si evidenzia il crescente carico di attività per la gestione dei rapporti con i diversi soggetti coinvolti nei processi di commercializzazione del servizio (tra cui anche le crescenti attività gestionali per i nuovi processi impostati attraverso il SII). Ci si attende quindi che anche dai dati dei CAS delle imprese di settore emergano complessivamente dati che indirizzino il regolatore al mantenimento, almeno per il primo triennio del 5PR periodo di regolazione di livello dell'*X-factor* pari a 0%.

Analoghe considerazioni, alla luce di quanto poco più sopra evidenziato, dovrebbero similmente valere riguardo l'opportunità di mantenere il livello dell'*X-factor* attualmente previsto anche per il servizio di misura, a fronte di un piano di installazione e messa in servizio dei nuovi *smart meter* gas

ancora in via di completamento e che potrà traguardare un più consolidato assetto di regime - e quindi beneficiare compiutamente delle attese efficienze - solo tra qualche anno.

Purtroppo, tuttavia, anche riguardo i possibili valori dell'*X-factor* da applicare non sono indicati elementi o *range*; pertanto, in assenza di dettagli conoscitivi circa le modalità di elaborazione da parte del regolatore dei dati di settore desunti dai CAS, per le imprese non è possibile formulare osservazioni specifiche in merito alle ipotesi in corso di elaborazione da parte dell'Autorità, ma solo considerazioni di carattere generale circa l'impostazione del parametro di recupero di produttività, quali quelle sopra indicate per le diverse attività.

S3. Osservazioni rispetto all'ipotesi relative al riconoscimento dei costi delle letture di switch.

Non si condividono le ipotesi riguardanti l'immediato dimezzamento e il progressivo azzeramento del costo riconosciuto a copertura delle letture straordinarie di *switch*, e neppure l'orientamento - se lo si è correttamente interpretato - secondo cui il riconoscimento di tale costo nel quinto periodo di regolazione sarebbe limitato al numero di letture di *switch* che eccede quelle effettuate nel 2018 - per le seguenti considerazioni.

Se è ragionevole ritenere che con lo sviluppo dei sistemi di telelettura/telegestione e l'installazione degli *smart meter* il costo complessivo delle letture di *switch* tenderà a ridursi notevolmente, non si può non considerare che:

- il piano di installazione e messa in servizio dei nuovi *smart meter* gas di calibro G4 e G6 è ancora in corso, e lo sarà ancora per alcuni anni, dato che il *target* di completamento (attualmente stabilito nell'85% dei clienti finali con la predetta classe di contatore) è previsto sia raggiunto in un periodo che va dal 2020 al 2023, a seconda della dimensione dell'impresa distributrice;
- ad oggi è previsto rimanga una quota del 15% di contatori non *smart* per i quali le letture di *switch* continueranno a dover essere rilevate in modalità tradizionale²;
- se è ragionevole considerare che i costi sostenuti per le letture di *switch* si riducano, a livello complessivo, per effetto dello sviluppo dello *smart metering* (e quindi per una riduzione dei "volumi" di letture da rilevare in modalità tradizionale), non altrettanto si può pensare per il costo della singola lettura di *switch* in modalità tradizionale/con operatore, che non potrà diminuire (rispetto al costo odierno attualmente ben superiore a 5 euro) e che anzi è destinato ad aumentare per singola lettura, trattandosi comunque sempre di rilevazioni non di ciclo e in corrispondenza di volumi da rilevare in campo molto minori;
- il numero di *switching* è molto presumibilmente destinato ad aumentare in misura sensibile in vista e in corrispondenza della fine del regime di tutela.

Alla luce di quanto sopra si ritiene che il livello complessivo di riconoscimento per le letture di *switch* non possa essere per il momento così drasticamente rivisto rispetto al livello attuale, né riguardo il livello di costo attualmente riconosciuto per singolo *switch*, né riguardo il "battente" cui applicarlo (riconoscimento limitato al numero di letture di *switch* che eccede quelle effettuate nel 2018).

Si ritiene infatti che, al più, il livello di costi riconosciuti in proposito potrebbe essere proporzionalmente

² Ciò senza considerare le letture tramite operatore che si dovranno comunque continuare ad effettuare anche per gli eventuali *smart meter* temporaneamente con problemi di comunicazione da remoto dei dati.

rimodulato in relazione all'avanzamento della messa in servizio degli *smart meter* gas. Ove il valore riconosciuto continui ad essere applicato a tutte le letture di *switch* rilevate (sia in modalità tradizionale che in telelettura), non dovrebbe quindi azzerarsi ma al più ridursi, a regime, fino a circa il 15% (0,75 euro) del valore attualmente riconosciuto. Per gli anni dal 2020 al 2023, quindi, anziché essere dimezzato bruscamente secondo un approccio poco razionale perché poco aderente all'effettiva evoluzione, per il sistema nel suo complesso, delle modalità di rilevazione di tale tipologia di letture, dovrebbe invece essere semmai gradualmente rivisto, modulandone la convergenza verso il valore obiettivo tramite *step* - anche annuali - a partire dall'attuale valore di 5 euro. Un simile approccio avrebbe anche valenza incentivante per un precoce raggiungimento degli obiettivi di installazione e messa in servizio attualmente stabiliti dall'Autorità per le imprese sin qui assoggettate agli obblighi. In alternativa, ove sia prevista l'applicazione del costo riconosciuto alle sole letture di *switch* rilevate in modalità tradizionale, il valore attualmente riconosciuto (5 euro) dovrebbe essere sensibilmente incrementato, in quanto insufficiente a coprire il costo di letture effettuate singolarmente in modalità tradizionale e quindi con l'invio di un operatore sul posto.

In aggiunta a quanto sopra evidenziato, in merito all'ipotesi di azzeramento del costo riconosciuto a copertura delle letture di *switch*, si deve peraltro ricordare che, a fronte di una progressiva riduzione dei costi complessivi di rilevazione delle letture al progredire del piano di installazione e messa in servizio dei nuovi *smart meter* gas, si dovrà tuttavia tener conto dei costi insorgenti necessari per mantenere in efficiente esercizio l'intera catena del sistema di telelettura.

S4. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto, anche al fine di rendere omogeneo il trattamento delle imprese che effettuano investimenti in proprio e imprese invece che preferiscono esternalizzare il servizio?

In relazione all'esigenza di contenere quanto più possibile il *gap* temporale tra il momento di esborso e quello di riconoscimento tariffario e a quella di razionalizzare e contenere gli oneri amministrativi connessi allo svolgimento delle necessarie raccolte dati da parte dell'Autorità, si valuta positivamente l'orientamento che prevede l'introduzione di un riconoscimento in acconto, determinato in funzione dei riconoscimenti precedenti, nei limiti del prestabilito tetto (di cui attualmente è prevista un'applicazione decrescente dal valore di 5,74 euro/pdr stabilito per il 2017 al valore di 2,74 euro/pdr - sempre a prezzi 2017 - dopo 6 anni, quindi dal 2023).

Per quanto riguarda tuttavia i riconoscimenti precedenti ai quali riferire e sulla base dei quali proporzionare l'acconto, si osserva che, in ragione del differente sviluppo temporale dei piani di implementazione dei sistemi di telelettura/telegestione da parte delle imprese, il riferimento al solo anno 2016 (l'ultimo attualmente disponibile) risulterebbe discriminatorio e penalizzante per quelle imprese che per prime hanno avviato gli investimenti e le attività di sviluppo e messa in servizio di tali sistemi. Si ritiene quindi che il "montante" rispetto al quale riferire e calcolare l'acconto (ovviamente secondo un opportuno livello di modulazione) debba essere costituito dall'insieme cumulato dei riconoscimenti di tutti gli anni precedenti sino al 2016 compreso. Eventualmente, tenendo conto che i maggiori costi per i sistemi in questione si producono di norma nei primi anni dall'avvio del loro sviluppo e utilizzo, potrebbero essere adottati livelli di acconto differenziati in funzione dell'anno di avvio, al fine di non penalizzare - attraverso l'applicazione di un unico livello di acconto - neppure le

imprese che, secondo le disposizioni dell'Autorità, hanno avviato successivamente l'implementazione dei sistemi di telelettura/telegestione.

Anche in base ai dati rilevati tramite le raccolte funzionali ai riconoscimenti per gli anni fino al 2023, si auspica che l'Autorità, ove intenda confermare - nel corso del secondo semi-periodo - il preannunciato orientamento di adottare logiche parametriche indipendentemente dalla tecnologia di telelettura dei contatori (punto-punto vs. punto-multipunto), adotti livelli di riconoscimento realmente "standard" e indifferenziati, mediando anche elementi di costo (come ad esempio i consumi delle batterie di comunicazione e gli anni di vita utile delle apparecchiature) che pur potrebbero risultare differenti a seconda delle tecnologie impiegate. Diversamente verrebbero ad essere penalizzate le imprese che hanno effettuato le proprie scelte tecnologiche (punto-multipunto rispetto a punto-punto) sulla base delle soluzioni ritenute più efficienti in relazione alle diverse realtà gestite, in presenza di una precedente impostazione regolatoria differenziata.

S5. Come si valuta l'ipotesi di introdurre anticipazioni in acconto? [n.d.r. per il riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche]

Anche in questo caso, in relazione all'esigenza di contenere quanto possibile il gap temporale tra il momento di esborso e quello di riconoscimento tariffario e a quella di razionalizzare gli oneri amministrativi connessi allo svolgimento delle necessarie raccolte dati da parte dell'Autorità, si valuta positivamente l'orientamento di prevedere l'introduzione di un riconoscimento in acconto.

Si osserva tuttavia che, anche a giudicare dall'importo proposto, l'Autorità sembra considerare solamente le verifiche sui dispositivi di correzione dei volumi (in relazione alle quali era stata istituita la componente $\Delta CVER$, posta poi pari a zero per gli anni tariffari 2018 e 2019) e non anche le verifiche obbligatorie sui contatori introdotte a seguito dall'intervenuta emanazione del D.M. 93/17³ e la cui incidenza dovrebbe iniziare a divenire rilevante dal 2020, in relazione al termine triennale (che scade proprio nel 2020) di prima applicazione delle verifiche per i contatori in precedenza non soggetti a verifiche periodiche⁴, nelle more di eventuali deroghe per tale termine disposte dall'Autorità ai sensi dell'art. 18, comma 7 dello stesso decreto⁵.

In assenza di simili deroghe introdotte dall'Autorità, che posticipino il termine triennale attualmente stabilito, non sembra quindi corretta un'impostazione dell'acconto definita "considerato il peso limitato di tali costi" (cfr. punto 7.29 del DCO). L'importo di 30 euro per verifica e le modalità di determinazione dell'acconto non si ritengono quindi adeguate.

In merito alle verifiche metrologiche introdotte dal D.M. 93/17 si rileva, inoltre, l'assenza di qualsiasi orientamento in merito alle problematiche riguardanti il trattamento tariffario dei contatori sottoposti a

³ Decreto Ministero Sviluppo Economico 21 aprile 2017, n. 93 "Regolamento recante la disciplina attuativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea", pubblicato in G.U. n. 141 del 20 giugno 2017.

⁴ D.M. 93/2017, art. 18 "Norme transitorie e finali", comma 5: "Per gli strumenti in precedenza non soggetti a verifica periodica e per i quali tale verifica è stata introdotta dal presente decreto, la periodicità della verifica va calcolata di norma dalla data di messa in servizio, se disponibile, ovvero dal biennio successivo alla data del bollo metrico, se presente, ma la prima verifica può essere svolta entro un triennio dall'entrata in vigore del presente decreto se il relativo termine scade anteriormente".

⁵ "7. Per gli strumenti di misura utilizzati nell'ambito delle attività dei servizi dell'energia elettrica e del gas e dei servizi idrici integrati, i termini di cui al comma 5 possono essere derogati nell'ambito dei provvedimenti di regolazione adottati dalla competente Autorità amministrativa indipendente anche in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi".

verifica (c.d. contatori "verificati")⁶, che ci si attendeva fossero invece affrontate nell'ambito dei criteri di riconoscimento delle immobilizzazioni di località per il servizio di misura e delle relative tipologie di cespiti (cfr. par. 14 del DCO).

Come già rappresentato, la verifica metrologica, la cui effettuazione avviene più o meno a metà della vita utile del contatore, non è realizzabile in loco ma solo in laboratorio e quindi l'intervento di verifica richiede lo smontaggio del contatore dal pdr presso il quale è installato (ove, per ovvie ragioni di continuità del servizio ne viene montato un altro nuovo o precedentemente verificato). Conseguentemente il contatore, una volta verificato, non viene più riposizionato presso lo stesso pdr, ma sarà re-installato presso un altro pdr, anche in una diversa località.

Queste inevitabili circostanze originano problemi tecnico-tariffari, dato che non è oggi previsto uno specifico trattamento/inquadramento tariffario di beni che vengono ad essere re-impiegati dopo essere stati sottoposti a verifica. Al riguardo le associazioni delle imprese, in occasione del ricordato incontro tecnico di approfondimento del 31 luglio u.s. (cfr. nota 6), avevano prospettato la possibilità di introdurre una nuova categoria di cespiti "contatori verificati" con una vita utile pari alla metà della vita utile dei corrispondenti cespiti nuovi, tenuto conto che la verifica metrologica interviene circa a metà della vita utile del contatore (cfr. documento interassociativo Anigas, Assogas, Igas e Utilitalia inviato alla DIEU in data 26 luglio 2019 e oggetto di approfondimento nel corso dell'incontro tecnico del 31 luglio scorso).

Chiaramente un simile, ragionevole approccio, ove ritenuto percorribile dall'Autorità, richiede alcuni adeguamenti in termini di gestione contabile e di magazzino per le imprese, che dovrebbero corrispondentemente introdurre alcune modifiche anche agli applicativi informatici utilizzati per la contabilità e per i magazzini (istituendo, per questi ultimi, anche un magazzino dei contatori verificati); modifiche di applicativi e procedurali che richiedono alcuni mesi.

Si immagina che l'Autorità non abbia trattato l'argomento nel presente DCO ritenendo forse di inquadrarlo nello specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura, di cui ha annunciato la pubblicazione nell'ultimo bimestre dell'anno, ma alla data di invio delle presenti osservazioni tale consultazione non risulta ancora avviata e quindi, anche laddove il relativo provvedimento venisse emanato entro fine anno, non sarebbe più possibile per le imprese organizzare le corrispondenti necessarie azioni in tempo utile per l'inizio del 2020, sviluppando e rendendo operative le conseguenti modifiche a processi e sistemi informatici entro tale termine.

Pertanto, nell'evidenziare nuovamente l'urgenza di affrontare la problematica in esame⁷, alla luce dei termini di verifica dei contatori stabiliti dal D.M. 93/17 (con un'importante scadenza per la verifica proprio nel 2020 per i contatori in passato non soggetti a verifiche periodiche), si ritiene che l'Autorità possa agire secondo due direttrici, provvedendo a:

- estendere, sulla base del potere di introdurre deroghe ai termini stabiliti dal D.M. 93/17 (attribuite dall'art. 18, comma 7 dello stesso decreto), il periodo di verifica oppure redigere un piano di verifica

⁶ Tali tematiche sono state rappresentate nel corso dell'incontro tecnico di approfondimento su tematiche relative alla regolazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale tenutosi con le associazioni delle imprese del settore lo scorso 31 luglio.

⁷ A partire dall'anno 2020 il numero dei contatori interessati dalla verifica metrologica (e quindi dalle problematiche esposte) comincerà ad essere rilevante, in ragione della scadenza del triennio stabilito dall'art. 18, comma 7 del D.M. 93/17 per i contatori non soggetti a verifiche periodiche prima dello stesso D.M. ed in considerazione del fatto che le imprese, in assenza di chiare indicazioni circa la risoluzione delle problematiche rappresentate, hanno ovviamente prioritariamente assoggettato a verifica i contatori con una vita pari o prossima alla vita utile degli stessi.

più flessibile in modo da avvicinare le scadenze imposte dalla legge a quelle di scadenza della vita utile dei contatori;

- adottare una soluzione del tipo di quella già proposta dalle associazioni delle imprese (codificando la rendicontazione tariffaria dei beni "verificati" sulla base di un valore medio dei contatori della stessa categoria, ammortizzandoli poi sulla base di una vita utile residua, convenzionalmente dimezzata rispetto a quella dei corrispondenti cespiti nuovi, sia per i contatori tradizionali che per i contatori elettronici), o individuarne un'altra equilibrata ed egualmente percorribile.

Anche nel caso di adozione di una soluzione come quella prospettata dalle associazioni delle imprese, stante il breve tempo che intercorre prima dell'inizio del 2020, al fine di consentire alle imprese di organizzare le corrispondenti necessarie azioni gestionali, sarebbe comunque indispensabile da parte dell'Autorità l'esercizio del potere di deroga dei termini di cui al comma 5 dell'art. 18 del D.M. 93/17, estendendo ad esempio, da triennale a quadriennale, il termine attualmente previsto per la verifica metrologica dei contatori precedentemente non soggetti a verifiche periodiche, in modo da consentire così l'introduzione e la conseguente gestione, dal 2021, del cespite "contatore verificato".

S6. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riconoscimento dei costi per le gestioni d'ambito

Non si formulano particolari osservazioni circa gli orientamenti prospettati per il riconoscimento dei costi operativi per le gestioni d'ambito, che confermano quanto già previsto dalla RTDG 2014-2019 (ed in parte espresso nei "ritenuto opportuno" della deliberazione 367/2014/R/gas, in merito alla gradualità di evoluzione degli *opex* riconosciuti per gli ambiti fino a 300.000 pdr⁸), ancorché rimasto inapplicato per effetto del ritardo nell'avvio delle procedure di gara per i nuovi affidamenti del servizio.

In proposito, proprio alla luce di tale ritardo e del fatto che nel 2020 le gare avrebbero già dovuto essere tutte espletate e che i relativi nuovi affidamenti d'Atem avrebbero già dovuto essere tutti avviati, si ritiene, come già evidenziato in risposta al precedente DCO 170/2019/R/gas e ricordato in risposta allo spunto per la consultazione S2, che la convergenza dei costi per dimensione d'impresa (mantenendo la sola differenziazione per densità di clientela servita), diversamente da quanto prospettato nella presente consultazione, andrebbe realizzata se non entro il primo semi-periodo di regolazione, quanto meno - come previsto nella precedente consultazione - entro il 2025, ovvero entro la fine del nuovo periodo regolatorio.

Oltre a recepire più compiutamente e chiaramente nel testo della RTDG di prossima approvazione quanto ricordato nella nota 7 (in merito alla gradualità di evoluzione degli *opex* riconosciuti per gli ambiti fino a 300.000 pdr), si ritiene infine opportuno che all'interno del provvedimento sia ribadito

⁸ L'impostazione relativa ai livelli iniziali dei costi operativi riconosciuti per il 1° anno delle gestioni d'ambito (ovvero: livello di *opex* riconosciuti pari a quello previsto per le imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali per gli ambiti con oltre 300.000 pdr e alla media di quelli previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali per gli ambiti fino a 300.000 pdr) è desumibile dai valori indicati dalla Tab. 4 di cui alla RTDG 2014-2019. Per gli ambiti che servono fino a 300.000 pdr, la gradualità di convergenza negli anni successivi al 1° degli *opex* riconosciuti verso il livello previsto per gli ambiti con oltre 300.000 pdr - e corrispondente a quello delle imprese di grande dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali - è invece solo esplicitata nei "ritenuto opportuno" della deliberazione 367/2014/R/gas (ovvero: per il 2° e il 3° anno ancora pari alla media di quelli previsti per le imprese di grande e media dimensione in relazione alle gestioni comunali o sovracomunali, per effetto della scelta di dar seguito all'opzione T8.B delineata nel DCO 53/2014/R/gas e richiamata - appunto - nei "ritenuto opportuno" della deliberazione 367/2014/R/gas, mentre, per gli anni successivi, pari alla media pesata degli *opex* riconosciuti per le gestioni comunali o sovracomunali per le imprese di media e di grande dimensioni, con pesi decrescenti rispettivamente di: 50% e 50% al 4° anno, 25% e 75% al 5° e 0% e 100% dal 6°). L'evoluzione dell'*X-factor* per gli anni successivi al 1° è invece espressamente indicata all'art. 19 della RTDG 2014-2019, ovvero 0% per i primi due anni civili successivi all'anno di affidamento mediante gara d'ambito e per gli anni successivi pari a quello previsto per le vecchie gestioni comunali o sovracomunali per le imprese distributrici di grandi dimensioni (oltre 300.000 pdr).

anche quanto già specificato nei "Chiarimenti: Applicazione della RTDG" pubblicati il 16 giugno 2016, relativamente al perimetro da considerare, con l'avvio delle gestioni d'ambito, per la determinazione della componente $t(dis)_{ope\ t,d,r}$ da riconoscere nell'anno t a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione nelle località gestite sulla base delle "vecchie" concessioni comunali. Ai fini di maggior certezza delle disposizioni sul riconoscimento dei costi operativi nel periodo di transizione del settore per effetto delle gare d'Atem, andrebbe quindi ribadito (anche nel provvedimento e non solo come chiarimento pubblicato sul sito internet dell'Autorità) che, in relazione all'esigenza di rendere coerenti i perimetri considerati ai fini delle determinazioni relative alle gestioni comunali e sovra-comunali con quelli delle gestioni d'ambito ed in riferimento ai principi espressi nella parte di motivazione della deliberazione 367/2014/R/gas e richiamati nella relativa Relazione AIR, i parametri rilevanti per l'individuazione del corrispettivo unitario $t(dis)_{ope\ t,d,r}$ (densità d ed eventualmente anche dimensione d'impresa r) sono individuati con riferimento al perimetro servito da ciascuna impresa distributrice nell'anno $t-1$ sulla base della configurazione comunicata in sede di raccolta dati, escludendo le località nelle quali è stata avviata nel corso dell'anno $t-1$ la gestione del servizio per ambito⁹.

S7. Osservazioni sulle ipotesi di introdurre incentivi alle aggregazioni tra operatori.

In considerazione del fatto che allo stato attuale persiste ancora una moltitudine di realtà attive nella distribuzione del gas di dimensioni ridotte o molto ridotte, che per le loro caratteristiche difficilmente riescono a conseguire elevati livelli di efficienza nell'erogazione del servizio e stante la situazione di *impasse* nell'avvio delle gare d'Atem, si ritiene condivisibile – come già evidenziato in altre occasioni – l'orientamento generale dell'Autorità di valutare l'introduzione di specifici incentivi alle aggregazioni nel 5PR.

La facoltà riconosciuta all'Autorità dall'art. 23, comma 4, del D.Lgs. 93/11 riguardante la possibilità di introdurre misure, anche tariffarie, per promuovere l'aggregazione dei distributori gas con meno di 50.000 clienti finali serviti, si scontra con una realtà in cui difficilmente imprese di piccole o piccolissime dimensioni si trovano ad intraprendere percorsi autonomi di aggregazione reciproca. Più frequentemente può invece avvenire che una realtà di piccole o piccolissime dimensioni vada ad aggregarsi con realtà di dimensioni maggiori o molto maggiori.

In tal senso, si ritiene che eventuali misure di incentivo non debbano riguardare solamente le operazioni tra operatori di piccole o medie dimensioni che si aggregano tra di loro, come prefigurato nel DCO sulla base del presupposto - non condivisibile - che i processi di aggregazione che vedono come protagonisti gli operatori di grande dimensione non necessitino di incentivi.

La circostanza, ricordata dall'Autorità (punto 10.7 del DCO) che i processi di aggregazione osservati negli ultimi anni (anche in conseguenza del ritardo nell'avvio delle gare d'Atem) abbiano visto come protagonisti principalmente gli operatori di grande dimensione che hanno per lo più acquisito imprese di piccola dimensione e che quindi - pur riconoscendone l'efficacia in termini di miglioramento dell'efficienza - simili processi non necessitino di incentivi specifici, tralascia infatti completamente di

⁹ L'indicazione pubblicata nei "Chiarimenti: Applicazione della RTDG" pubblicati il 16 giugno 2016 sul sito internet dell'Autorità chiarisce quanto ricordato per il parametro densità d , senza però precisare se l'approccio da adottare per il parametro dimensione d'impresa r sia il medesimo o meno (e se si debba quindi invece considerare, solo per il parametro dimensione d'impresa r , il perimetro complessivamente servito dall'impresa, comprendente sia le "vecchie" gestioni comunali che le nuove gestioni d'ambito eventualmente acquisite).

considerare che molti dei processi a cui si è assistito sono in realtà avvenuti con costi relativi iniziali non indifferenti, a fronte di efficienze non immediatamente conseguibili. Pertanto l'incidenza di questo tipo di aggregazioni avrebbe potuto essere ben superiore in presenza di incentivi.

Andrebbero quindi, in generale, incentivate tutte le operazioni di aggregazione che coinvolgano almeno un'impresa e/o un gruppo societario con meno di 50.000 clienti finali serviti; e di conseguenza non solo accorpamenti di operatori di medie o piccole dimensioni tra di loro, secondo un'impostazione di fraintesa regolazione asimmetrica, ma anche accorpamenti di soggetti di piccole dimensioni - fino a 50.000 clienti finali serviti - con imprese di più grandi dimensioni.

Si rileva, invece, che i prefigurati meccanismi e le forme di incentivo, per quanto pare intendersi dalla loro declinazione generale nel DCO (in verità non così chiara e dettagliata), più che connotarsi come soluzione regolatoria asimmetrica, configurano di fatto un approccio discriminatorio nei confronti delle imprese di grande dimensione, che possono risultare non solo non incentivate, ma addirittura escluse da ulteriori iniziative di aggregazione come quelle già autonomamente perseguite in assenza di incentivi (si vedano, in proposito, le ulteriori considerazioni sviluppate nel seguito). Una simile impostazione, se la si è intesa correttamente, oltre a risultare potenzialmente distorsiva, rischia peraltro di comportare incrementi della tariffa di distribuzione ben superiori a quelli risultanti in esito alle gare d'Atem. Si tratterebbe oltretutto di incentivi che, favorendo ed indirizzando solo alcuni tipi di operazioni di aggregazione rispetto ad altre, andrebbero ben oltre la sfera tariffaria potendo incidere sensibilmente anche sugli assetti del mercato.

Per quanto riguarda, più nello specifico, l'ipotesi di incentivo sui costi operativi, oltre a non concordare con l'esclusione *tout court* delle imprese di grandi dimensioni dal meccanismo, si manifestano dubbi e perplessità circa l'ulteriore asimmetria nella misura dell'incentivo riservato alle aggregazioni tra imprese di medie dimensioni rispetto a quello delineato per le operazioni che coinvolgano, oltre ad imprese di medie dimensioni, imprese di piccole dimensioni. Nel primo caso il tasso incentivante, per nulla trascurabile, verrebbe ad essere applicato all'intero perimetro delle imprese aggregate; nel secondo, replicando il meccanismo già - più ragionevolmente - adottato nel terzo periodo regolatorio, verrebbe ad essere mantenuto il livello di costi operativi riconosciuto all'impresa di piccole dimensioni solo per il relativo perimetro oggetto di aggregazione.

La sproporzione nella potenza dell'incentivo, a meno di non aver male interpretato, sembra molto evidente.

In merito, invece, all'ipotesi di incentivo sui costi di capitale, il carattere potenzialmente distorsivo di una misura come quella proposta, se applicata solo ad alcune tipologie di operazioni di aggregazione, è ancora più lampante. Un incentivo che si sostanzia nella determinazione, a partire dal primo anno in cui ha efficacia l'operazione di aggregazione, del livello del capitale investito riconosciuto di località sulla base del VIR per tutte le località appartenenti all'intero perimetro delle imprese che si sono aggregate, risulterebbe fortemente discriminatorio - e quindi distorsivo - ove non si consenta alle imprese di grandi dimensioni di accedervi, andando ad alterare gli equilibri concorrenziali del settore in ragione della penalizzazione a danno degli operatori più grandi. Un meccanismo come quello delineato potrebbe poi indurre possibili condotte opportunistiche, con ricadute sulle tariffe ben superiori a quelle cui si potrebbe assistere in esito alle stesse gare d'Atem, in assenza dei meccanismi di bilanciamento conseguibili con le stesse (ad esempio, *in primis*, in assenza dello sconto sulla

differenza VIR-RAB). Se è stato da taluni paventato il rischio di incrementi tariffari in esito alle gare d'Atem, con un meccanismo come quello ipotizzato il rischio è sicuramente maggiore.

In presenza di incentivi come quelli delineati nel DCO, la discriminazione nei confronti delle imprese di grande dimensione non si concretizzerebbe solo nella loro esclusione dal meccanismo incentivante, ma anche nella penalizzazione che queste avrebbero nelle eventuali iniziative di aggregazione autonomamente perseguite (pur in assenza di incentivi), alla luce del *target price* che, per l'impresa oggetto di potenziale acquisizione, sarebbe ragionevolmente fissato dal venditore in base a quanto (solo) alcuni operatori di mercato sarebbero in condizione di offrire, potendo contare sul *plus* economico derivante dagli incentivi alle aggregazioni solo ad essi riservato.

Conseguentemente i processi di aggregazione cui si è assistito sinora, posti in atto dagli operatori più grandi, risulterebbero frenati, dato che le piccole e medie imprese sarebbero sicuramente meno disponibili ad aggregarsi con le grandi. E ciò potrebbe determinare anche un ulteriore rallentamento nell'avvio delle gare d'Atem, dato che alcuni operatori, avendo già ottenuto il riconoscimento a VIR dei cespiti di località, avrebbero probabilmente una ridotta propensione all'avvio delle nuove procedure di affidamento.

Infine la misura di incentivazione ipotizzata sui costi di capitale comporterebbe anche una sorta di "aggiramento" (e quindi l'annullamento), ma solo per i soggetti che ne beneficiano, della regolazione asimmetrica introdotta dall'Autorità circa il riconoscimento iniziale del capitale investito di località per le gestioni d'ambito (sulla base del VIR piuttosto che sulla base della RAB a seconda che l'aggiudicatario della gara sia rispettivamente un nuovo gestore o il gestore uscente)¹⁰.

Alla luce delle considerazioni esposte, si ritiene che le misure di incentivo delineate nel DCO vadano opportunamente riviste e ricalibrate contemplandone l'applicazione a tutte le imprese, per operazioni di aggregazione/incorporazione che interessino soggetti con un perimetro fino a 50.000 pdr/clienti finali serviti (con conseguente riduzione del numero operatori/gruppi sotto tale soglia), e prevedendo:

- per i costi operativi riconosciuti: una loro maggiorazione (ad esempio nella misura del +1,5% ipotizzata nel DCO), da applicare tuttavia, sino alla fine del 5PR, esclusivamente ai pdr della/e realtà oggetto di aggregazione con dimensione fino a 50.000 clienti finali serviti, con azzeramento dell'*X-factor* per il medesimo periodo;
- per i costi di capitale: il riconoscimento tariffario anticipato, solo per la/e realtà con dimensione fino a 50.000 clienti finali serviti aggregate da soggetti di maggiori dimensioni:
 - del VIR¹¹, pure anticipatamente verificato dall'Autorità, tenuto in evidenza e distinto da quello delle altre realtà del medesimo Atem per la successiva gara e comunque cumulato ad esso, ai fini di non sottrarlo allo sconto sulla differenza VIR-RAB oggetto di offerta, al momento della gara stessa;
 - del valore lordo parametrico di cui all'articolo 23 della RTDG, applicato secondo quanto previsto

¹⁰ Con la misura prospettata il gestore uscente che dovesse trovarsi a beneficiare dell'incentivo consistente nel riconoscimento a VIR dei cespiti di località, in caso di riconferma per la gestione d'ambito si vedrebbe riconosciuta una RAB già corrispondente al VIR, a differenza di quanto invece si verificherebbe per un gestore che si conferma senza aver beneficiato della misura di incentivo e per il quale, quindi, la valutazione dei cespiti di località a VIR si concretizzerebbe solo al termine dei 12 anni di affidamento d'Atem.

¹¹ Un meccanismo così ricalibrato, come già prospettato in risposta al DCO 170/2019/R/gas, potrebbe intercettare:

- le attese dei piccoli operatori, che attendono le gare per uscire dal settore introitando il VIR;
- la disponibilità all'acquisizione a VIR per i possibili operatori interessati, ove il VIR venisse riconosciuto tariffariamente;

e superare così il principale ostacolo oggi riscontrabile per le operazioni di acquisizione/aggregazione dei piccoli o piccolissimi operatori.

dall'articolo 22 della stessa RTDG, in caso di indisponibilità del VIR e di valore delle immobilizzazioni nette disallineate rispetto alle medie di settore (c.d. RAB depresse).

Per i costi di capitale si potrebbe inoltre anche valutare, sempre solo per il perimetro di società/gruppi fino a 50.000 pdr serviti oggetto di aggregazione/incorporazione da parte di soggetti di maggiori dimensioni, il riconoscimento, fino all'espletamento della gara d'Atem, di un WACC incentivato (+1÷1,5%), da applicare a tutti i cespiti di località della/e realtà oggetto di aggregazione.

Ove ricalibrati come sopra ipotizzato o in maniera equivalente, gli incentivi potrebbero trovare applicazione per le aggregazioni con efficacia a decorrere dal 2020, parendo comunque discutibile e non opportuna l'introduzione di misure di incentivo con efficacia retroattiva (ovvero dal 2019).

S8. Osservazioni sulle ipotesi di riconoscimento dei costi di capitale centralizzato.

Non si formulano particolari osservazioni riguardo l'orientamento dell'Autorità a non procedere ad una segmentazione dei costi centralizzati per classe dimensionale d'impresa, mantenendo riconoscimenti sulla base di valori medi di settore, per maggior efficienza in termini di semplificazione amministrativa e come soluzione abbinata ad una convergenza dei costi operativi riconosciuti per dimensione d'impresa più graduale rispetto a quanto prefigurato nel precedente DCO 170/2019/R/gas, non prevedendo che tale convergenza giunga a compimento nel quinto periodo di regolazione.

Ci si limita ad evidenziare che, continuando a reputare preferibile il percorso di convergenza dei costi per dimensione di impresa secondo tempistiche comprese entro il quinto periodo di regolazione (come già evidenziato in risposta allo spunto di consultazione S1), si ritiene che in tal caso si sarebbe potuto corrispondentemente avviare, con la medesima cadenza temporale, un percorso di differenziazione per classe dimensionale d'impresa dei costi riconosciuti per le immobilizzazioni centralizzate.

Come già rilevato in risposta allo spunto per la consultazione S1, si osserva infine che, diversamente da quanto era auspicabile, non è stato indicato alcun elemento, dettaglio numerico e/o range in merito alla quantificazione prospettica della componente tariffaria a copertura dei costi di capitale centralizzato. Per le imprese non è pertanto possibile formulare osservazioni e considerazioni specifiche in merito ai risultati delle elaborazioni compiute dall'Autorità sui dati desunti dai rendiconti annuali separati delle imprese, da cui discenderà il livello riconosciuto a partire dal 2020.

S9. Osservazioni sui criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio.

Non si formulano particolari osservazioni riguardo i criteri di riconoscimento dei costi di capitale di località, in relazione allo stock di cespiti già in esercizio, che ricalca l'impianto regolatorio esistente.

Riguardo le immobilizzazioni di località per il servizio di misura ci si sarebbe però attesi, già nel presente DCO e per le ragioni di urgenza richiamate nella seconda parte della risposta allo spunto per la consultazione S5, che fossero affrontate le problematiche derivanti dall'attuale mancanza di regole per il trattamento tariffario dei contatori sottoposti alla verifica metrologica di cui al D.M. 93/17, valutando l'ipotesi di introdurre una nuova tipologia di cespiti corrispondente ai "contatori verificati". La definizione di una soluzione a tali problematiche, che forse l'Autorità ha immaginato di inquadrare nello specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura annunciato per l'ultimo

bimestre dell'anno, si ritiene tuttavia urgente e si chiede sia individuata quanto prima, soprattutto ove la stessa Autorità non intenda esercitare la facoltà di introdurre deroghe ai termini stabiliti dal D.M. 93/17 per la verifica metrologica dei contatori precedentemente non soggetti a verifiche periodiche.

In merito alla determinazione della stratificazione *standard* del valore di rimborso, basata sugli stati di consistenza obbligatoriamente forniti in occasione delle gare d'ambito, si ritiene condivisibile l'impostazione della nuova procedura proposta e dettagliata in Appendice 1. Tuttavia si auspica che in sede di futura rendicontazione possano essere implementati, nei sistemi dell'Autorità, controlli automatici a garanzia della corretta applicazione della procedura, partendo dal valore di rimborso per giungere alla stratificazione utile per la determinazione delle tariffe.

Infine, riguardo le modalità di trattamento dello *stock* di cespiti già in esercizio, si evidenzia ancora una volta l'illogicità di un aspetto rilevabile nell'ambito di tale trattamento che sembra disgiungere completamente dai cespiti gli eventuali contributi percepiti per la loro realizzazione (quindi contributi strettamente correlati e funzionali ai cespiti stessi). In caso di dismissione anticipata di un cespite è infatti prevista la sola dismissione del corrispondente valore residuo lordo del bene e non anche la dismissione dell'eventuale contributo a suo tempo utilizzato per la realizzazione del bene stesso. In proposito, in occasione del nuovo periodo di regolazione, si chiede all'Autorità di rivalutare l'approccio sin qui seguito, prevedendo che a fronte della dismissione anticipata di un cespite possa essere effettuata anche la dismissione dell'eventuale contributo riferito al cespite dismesso.

S10. Osservazioni rispetto allo schema di regolazione incentivante relativa ai nuovi investimenti.

Come già altre volte evidenziato, si condivide l'orientamento di adottare schemi incentivanti per il riconoscimento dei nuovi investimenti di località relativi al servizio di distribuzione gas.

In merito, come già evidenziato in altre occasioni, si ritiene che l'introduzione di metodologie di riconoscimento tariffario a costi standard costituisca, in generale, un fattore molto positivo per il settore, in quanto in grado di indurre importanti elementi di efficienza sin da subito ed elementi di effettiva concorrenzialità tra operatori, in vista delle gare d'Atem. L'introduzione di costi *standard* accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing* risulta peraltro anche compatibile con un percorso che abbia come obiettivo a tendere l'introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (la stessa Autorità ipotizza di valutare la possibile introduzione di logiche "*totex*" a partire dal sesto periodo regolatorio).

La tipologia di schema incentivante che l'Autorità ha ipotizzato nel DCO 170/2019/R/gas per la valutazione dei nuovi investimenti sulle reti di distribuzione gas, si discosta dalle ipotesi in precedenza prospettate (e analizzate nell'ambito del tavolo di lavoro congiunto tra le imprese di distribuzione, attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità, istituito con la deliberazione 704/2016/R/gas). Riguardo la nuova tipologia di schema incentivante delineata nel precedente DCO sono state tuttavia segnalate molteplici criticità e perplessità in merito ad una notevole attenuazione della potenza incentivante del meccanismo (in particolare ove adottato a livello di impresa¹²), oltre che complessità nella gestione di WACC differenziati quanto meno per tipologia di cespite e per anno (ove anche adottato per impresa e non per località) e dall'applicazione discreta, per fasce (e non tramite

¹² Quindi mediando tra diverse località i costi effettivi di realizzazione per tipologia di cespite, per l'effetto "auto-compensante" tra località con costi effettivi più bassi e località con costi effettivi più alti del costo *standard benchmark*.

invece una funzione continua, che peraltro introdurrebbe probabilmente livelli di complessità gestionale molto superiori), con conseguenti possibili comportamenti opportunistici da parte degli operatori¹³.

Nel presente DCO l'Autorità conviene circa la maggior potenza dell'incentivo ove venga riconosciuto un valore medio ponderato di costi effettivi e costi *standard*.

Alla luce di quanto sopra si ritiene che l'Autorità debba proseguire nell'implementazione di una metodologia a costi *standard* accompagnata da meccanismi di *profit/loss sharing*, come in precedenza delineata (in analogia a quanto già stabilito per la regolazione dei nuovi investimenti del servizio di misura), individuando magari forme di semplificazione nell'applicazione del meccanismo, oltre - ovviamente - a un'adequata definizione del livello dei costi, che rappresenti un riferimento di ragionevole efficienza e rifletta le principali variabili esogene di costo non uniformi a livello nazionale. Al riguardo potrebbe essere opportunamente semplificato il set di coefficienti correttivi "K" ipotizzati per riflettere le specificità locali.

Un approccio per fasce potrebbe invece essere mantenuto per differenziare il livello di *profit/loss sharing* al variare dello scostamento rispetto al costo *standard* (quindi al crescere dell'efficienza o dell'inefficienza produttiva). Come già considerato in risposta al DCO 170/2019/R/gas, potrebbero, ad esempio, essere applicate percentuali di *profit/loss sharing* con un peso attribuito al costo *standard* opportunamente crescente (ad esempio 50% del costo *standard* per uno scostamento del costo effettivo rispetto al costo *standard* fino al 10% e 75-80% del costo *standard* per scostamento del costo effettivo superiori al 10%). Nell'ambito di un simile approccio potrebbe anche essere prevista l'introduzione di un *cap* oltre un limite prefissato e dovrebbe essere per altri versi prevista una verifica e possibile revisione annuale del valore del costo *standard*, in funzione dei risultati degli anni precedenti.

Nel caso di incertezze nell'individuazione di un livello di costo *standard* realmente rappresentativo e/o sufficientemente confidente, un approccio per fascia potrebbe essere adottato per definire non un valore puntuale di costo *standard* ma una "fascia di costo *standard*". Entro tale fascia non verrebbe applicato alcun meccanismo di *profit/loss sharing*, che interverrebbe invece solo al di fuori di tale fascia "di garanzia", operando magari per fasce diversificate e graduate in funzione della "distanza" dalla predetta "fascia di costo *standard*" (ad esempio, come nell'ipotesi più sopra rappresentata) e con eventuale previsione di un *cap* per scostamenti superiori ad un prefissato limite dalla "fascia di costo *standard*". Il *cap*, oltre a rendere più controllabili per il Regolatore gli effetti del meccanismo entro limiti ragionevoli, potrebbe anche agire da stimolo alla richiesta di aggiornamento del riferimento *standard* di costo (valore puntuale o fascia che sia) da parte degli operatori più efficienti, che altrimenti continuerebbero a non vedere premiata una parte delle efficienze realizzate.

Un periodico aggiornamento del livello *standard* di costo (valore o fascia) consentirebbe peraltro al regolatore di modulare e aggiornare nei modi e nella misura più opportuni la potenza del meccanismo, controllandone di anno in anno i risultati e limitando così eventuali o possibili effetti indesiderati.

¹³ Come già evidenziato in risposta al precedente DCO 170/2019/R/gas, un simile schema incentivante potrebbe infatti indurre gli operatori ad arbitrare tra una situazione in cui, a fronte di grandi sforzi di efficientamento dei costi dei nuovi investimenti, il beneficio ritraibile è limitato e si accompagna ad un livello di RAB inferiore e una situazione in cui, invece, viene compiuto lo sforzo minimo per rientrare appena al di sotto del livello superiore dell'"intervallo di plausibilità", senza avere premialità ma potendo contare su un livello di RAB sensibilmente superiore.

Alla luce delle osservazioni sopra formulate, si auspica quindi che vengano riavviati quanto prima gli approfondimenti finalizzati ad un'adeguata messa a punto di criteri, livelli e/o fasce di costo e metodologia di applicazione, in modo che, con le opportune semplificazioni, le attività da parte dell'Autorità al riguardo possano proseguire e completarsi ed in modo che la regolazione incentivante per i nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, come indicato nel DCO (cfr. punto 15.9) possa trovare applicazione nel più breve tempo possibile e comunque al più entro il 2023 (tariffa 2023 su investimenti 2022), termine già più volte differito e che ci si augura possa essere almeno questa volta inteso come non più derogabile e quindi rispettato.

S11. Osservazioni rispetto agli orientamenti per la definizione di linee guida sulle analisi costi-benefici riportate nell'Appendice 2

Come già evidenziato in altre occasioni e in particolare in risposta al precedente DCO 170/2019/R/gas, la previsione che l'Autorità predisponga Linee guida per le analisi costi-benefici (ACB) si ritiene condivisibile ed opportuna sia nella prospettiva di supportare sempre più adeguate scelte in termini di efficienza allocativa degli investimenti, sia in relazione alle gare d'Atem, tanto per le Stazioni Appaltanti (SA) che per le imprese distributrici.

Si ritiene, in proposito, che l'Autorità possa fornire un importante contributo con la definizione di linee guida per l'ACB degli investimenti a gara e si apprezza lo sforzo posto in atto dalla stessa Autorità al fine di perseguire un simile obiettivo. La direzione sinora seguita, tuttavia, non sembra essere - ad avviso della scrivente - quella più indicata al fine di perseguire schemi efficaci, di semplice applicazione e quindi di reale utilità pratica nel favorire l'avvio delle gare d'Atem e anche l'ipotesi di linee guida sulle ACB riportate nell'Appendice 2 al DCO, pur apprezzando lo sforzo dell'Autorità, non si ritiene un passo in avanti in tal senso.

In merito ai contenuti dell'Appendice 2, si rileva, anzitutto, che le metodologie proposte non corrispondono ad una vera e propria ACB, ma ad un'analisi costo-efficacia (ACE). Non sembrano infatti direttamente considerati, per il raffronto con i benefici, i costi per la realizzazione degli interventi bensì il loro effetto sulla tariffa. Inquadrando un'ACB verrebbe invece da pensare al raffronto tra costi di realizzazione degli interventi (in genere effettuati prevalentemente nei primi anni dell'affidamento e nell'ipotesi che, ove l'analisi dia esito positivo, gli stessi si riflettano per intero sulla tariffa) e i corrispondenti benefici (differenza tra lo scenario controfattuale e di progetto), tenendo conto dei vari effetti (costi materie prime, esternalità, ecc.).

I vari step di analisi delineati nell'ipotesi in Appendice 2 (analisi degli impatti per i consumatori nell'ambito di concessione; analisi degli impatti per i consumatori nell'ambito tariffario, depurando gli effetti di tutti gli elementi potenzialmente distorsivi e considerando i prezzi ombra; analisi degli impatti socio-ambientali secondo il punto di vista del proponente) obliterano il costo degli interventi del distributore a favore di un livello di tariffa che dovrebbe contenere gli effetti degli investimenti effettuati. Al riguardo, seguendo l'approccio di non considerare direttamente il costo dell'intervento ma solo il suo effetto tariffario, non risultano specificati/codificati i criteri da seguire per il calcolo delle ricadute in tariffa derivanti dalla realizzazione di interventi/investimenti la cui realizzazione risulta però, nella pratica, subordinata all'esito dell'analisi, per la cui effettuazione è necessario - appunto - valutare la tariffa derivante dai nuovi investimenti (effetto non solo del capitale investito e relativi ammortamenti,

ma anche degli *opex* in conseguenza degli interventi realizzati; ciò a meno che non sia specificato di considerare convenzionalmente il solo effetto sul VRT atteso dalla crescita dei pdr attivati, comunque stimabile con criteri potenzialmente differenti da un soggetto ad un altro). Inoltre: nell'ipotesi che gli interventi/investimenti siano stati realizzati e che l'effetto risultante sulla tariffa comporti un esito negativo dell'analisi, questo potrebbe per contro risultare positivo ove gli interventi/investimenti di riflettessero in tariffa solo in parte, in relazione a criteri di ammissibilità tariffaria che l'Autorità ha indicato solo in linea generale.

Un'ulteriore osservazione è legata alle indicazioni, solo molto generali, su come considerare, rispetto all'alternativa "zero", la dinamicità della domanda di energia anche rispetto all'evoluzione tecnologica (cfr. al riguardo punto 5.18 del DCO e precedenti) che, ad avviso della scrivente, dovrebbe invece essere definita esplicitamente in merito a specifici scenari di riferimento. Diversamente, da un lato le SA avranno notevoli difficoltà a definire, ad esempio, le curve di acquisizione dell'utenza, la variazione dei vettori energetici così come anche l'evoluzione tecnologica per tener conto delle maggiori efficienze degli apparecchi, e dall'altro i partecipanti alla gara faranno singolarmente riferimento a scenari differenti, con una valenza delle rispettive dell'ACB difficilmente raffrontabile¹⁴.

Più in particolare ARERA ritiene necessario definire lo sviluppo temporale, nello scenario zero, delle tecnologie alternative al gas e dei relativi parametri di efficienza: *"ad esempio, nel corso del periodo di riferimento, le apparecchiature per il riscaldamento [...] saranno sostituite con apparecchiature nuove [...] della stessa tecnologia o di tecnologia diversa"*.

Si ritiene opportuno, come già detto, che la caratterizzazione quantitativa delle tecnologie alternative al gas e alla loro evoluzione nel tempo (in termini di prezzi, efficienze, rendimenti e caratteristiche emissive) venga elaborata e fornita, per ogni ambito, già a livello di linee guida: tali elementi infatti dovrebbero costituire un presupposto comune per tutti gli interventi (e le relative analisi) afferenti al medesimo ambito.

Sulla base di quanto sopra sarebbe opportuno che, per ogni ambito di concessione, le stime de:

- la domanda energetica servibile;
- il *mix* di vettori energetici utilizzati;
- e la sua evoluzione nel tempo nello scenario "zero";

vengano condotte, e fornite come *input* per le ACB, già all'interno delle linee guida. Diversamente, la quantificazione dei suddetti elementi, che dovrebbero accomunare le analisi proposte e risultano decisivi per gli esiti delle analisi stesse e quindi delle gare, sarebbe condotta da ciascun proponente; si avrebbe pertanto il rischio di dover effettuare un confronto tra analisi che non vengono elaborate su presupposti comuni, e che tali presupposti (le stime di domanda) e le ipotesi sottostanti debbano essere a loro volta oggetto di verifica, aggravando il processo di valutazione delle proposte. In altre parole sarebbe necessario di definire sia le ipotesi relative allo sviluppo dell'ipotesi "rete gas" (ad esempio, come più sopra evidenziato: tassi di acquisizione dei clienti, *mix* iniziale di fonti energetiche, sua evoluzione nel tempo) sia quelle necessarie allo sviluppo dei dati di *input* nello scenario controfattuale.

¹⁴ Anche i distributori, procedendo nella loro analisi, applicherebbero infatti approcci basati su proprie, diverse valutazioni, con la conseguenza che, all'interno di una stessa proposta progettuale del singolo distributore, si troverebbero interventi giustificati da analisi con differenti ipotesi di partenza. In più all'interno della stessa gara più distributori sicuramente elaborerebbero analisi tra di loro incoerenti con conseguenza che uno stesso intervento potrebbe risultare profittevole per un distributore e non per un altro.

Vengono inoltre introdotti anche effetti legati alla variazione di valore di mercato degli edifici per la presenza della rete gas. Anche per questo aspetto non risulta però indicato un criterio chiaro su come calcolare tale effetto e pertanto sarebbe utile definirlo in maniera esplicita, onde evitare quantificazioni difficilmente raffrontabili. La quantificazione di questo parametro appare inoltre di difficile definizione (sulla variazione dei valori immobiliari possono intervenire molteplici fattori, che non sempre è possibile isolare quantitativamente) ed in ogni caso complessa rispetto all'entità attesa (verosimilmente marginale). Andrebbero quindi definiti anche i criteri di valorizzazione di questo aspetto.

Un altro aspetto che richiederebbe ipotesi chiare e predefinite riguarda la modalità di sterilizzazione di elementi distorsivi ulteriori rispetto a quelli fiscali (più agevoli da depurare): dover distinguere i costi-opportunità dai prezzi di mercato e dover depurare gli elementi non *cost reflective* delle tariffe di gas ed energia elettrica, in assenza di indicazioni convenzionali chiare e semplificate, sembra eccessivamente complesso.

Da un punto di vista metodologico dovrebbe inoltre essere valutata la necessità di sommare le esternalità monetizzabili ai risultati dell'ACE (in particolare al secondo stadio), dato che proprio da tali esternalità potrebbe discendere l'inversione dell'esito dell'analisi in termini di convenienza.

In merito alla Parte III dell'Appendice, infine, non è chiaro quale sia lo spazio residuo per un'ACB proposta dal partecipante alla gara. Per gli interventi indicati al punto 8.2 che rientrano nel perimetro di cui allo Step 2) con ACB positiva e che sono stati inseriti nelle linee guida programmatiche d'ambito (interventi facoltativi), sembra chiaro che gli stessi potranno essere inseriti nei piani proposti dai partecipanti alla gara. Non altrettanto chiaro è invece se il distributore possa proporre, previa ACB positiva opportunamente rappresentata, ulteriori interventi rispetto a quelli facoltativi, diversi da quelli già sottoposti dalla SA ad ACB con esito negativo.

Per facilitare la redazione delle ACB sarebbe inoltre importante e opportuno che le ipotizzate linee guida fossero accompagnate da alcuni specifici esempi applicativi, differenziati per zona climatica e per urbanizzazione dell'area considerata, la cui redazione, ove si valutasse di riservare più tempo per lo sviluppo di contributi in proposito, potrebbe anche essere demandata ai soggetti rappresentativi degli operatori del settore.

Alla luce delle osservazioni sopra formulate e viste le difficoltà di avvio delle gare, si evidenzia ancora una volta, in ottica di semplicità e confrontabilità dei risultati, la necessità di individuare una regola sintetica/semplificata per le ACB (ad esempio, per una "ACB semplificata": livello di RAB/pdr per nuovi Comuni da metanizzare e variazione massima, rispetto all'attuale valore di RAB/pdr, per nuove estensioni in Comuni già metanizzati, magari in accoppiamento, per gli interventi di manutenzione straordinaria e/o sostituzione, ad un *cap* in termini di euro/pdr/anno per le gestioni d'Atem¹⁵).

Sulla base di considerazioni analoghe anche le condizioni minime di sviluppo (CMS), rispetto ai valori unici su base nazionale sino ad oggi presi a riferimento dall'Autorità e alla luce del Protocollo *Cleanair* recentemente sottoscritto tra 6 Ministeri e le Regioni italiane¹⁶, dovrebbero essere riviste e

¹⁵ Un valore di riferimento in proposito, per le attività di estensione della rete in Comuni già metanizzati, potrebbe essere abbastanza agevolmente fissato con riferimento a tutti i pdr dell'Atem, sulla base di analisi dei valori di investimento medio per estensione di rete in realtà già metanizzate.

¹⁶ Il protocollo stabilisce limitazioni all'utilizzo degli impianti di riscaldamento alimentati a gasolio valorizzando la presenza e la disponibilità della rete di distribuzione del gas naturale.

diversamente articolate per tener conto della diversità tra differenti aree del Paese (sulla base di variabili geografiche o locali, quali ad esempio le zone climatiche) e tra differenti tipologie di consumo (posto che un pdr residenziale in una Regione non equivale ad un pdr residenziale in un'altra Regione, e un pdr residenziale non equivale ad un pdr industriale/commerciale). Sulla base di queste considerazioni sarebbe di conseguenza opportuno introdurre e impiegare un concetto di pdr equivalente e, sulla base di questo, modulare i valori delle CMS (in modo da tenere così conto delle differenti peculiarità territoriali e della tipologia di utenza).

In tal modo, ove la regola sintetica per l'ACB e/o le CMS fossero soddisfatte, l'analisi costi-benefici relativa alla realizzazione degli interventi considerati verrebbe ad essere considerata positiva senza necessità di ulteriore esame, con evidenti effetti positivi in termini di semplicità ed economia amministrativa nello svolgimento dell'iter per l'indizione delle gare. L'elaborazione di una specifica ACB e la sua corrispondente successiva valutazione da parte dell'Autorità sarebbero così limitate ai soli residui casi di investimenti che eccedono i parametri-soglia di riferimento stabiliti e dei quali la SA o le imprese distributrici partecipanti alle gare intendessero dimostrare comunque la sostenibilità (benefici > costi).

S12. Osservazioni rispetto alle ipotesi di trattamento dei tetti ai riconoscimenti degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione.

L'orientamento di confermare il tetto al riconoscimento degli investimenti nelle località di nuova metanizzazione introdotto con la deliberazione 704/2016/R/gas, se comprensibile e condivisibile per le iniziative di metanizzazione ancora da avviare (in quanto - di fatto - indicatore "sintetico" di una ACB, per la quale si può al più discutere circa l'adeguatezza o meno della soglia stabilita e/o una sua eventuale diversa articolazione secondo variabili geografiche o locali), non si ritiene invece condivisibile se riferito ad impegni concessori pregressi, magari anche oggetto di finanziamento pubblico, stabiliti/assunti prima dell'entrata in vigore del tetto in questione.

In merito alle modalità applicative del predetto tetto, si considera tuttavia positivamente l'apertura dell'Autorità ad individuare una possibile soluzione equilibrata, adottando un regime articolato in più fasi che, a garanzia della *cost efficiency* e alla luce delle osservazioni formulate dalle associazioni delle imprese di categoria in occasione, in ultimo, dell'incontro tecnico di approfondimento del 31 luglio scorso, preveda inizialmente, per un primo periodo, il riconoscimento integrale - in via provvisoria - degli investimenti, con meccanismi di controllo *ex-post* e un "conguaglio" dopo un certo numero di anni dall'avvio del servizio, a tutela del sistema nel suo complesso.

Nel DCO l'Autorità propone l'orientamento di:

- riconoscere integralmente gli investimenti, in via provvisoria, per una prima fase della durata di tre anni (compreso l'anno di prima fornitura);
- effettuare due momenti di controllo *ex-post*, uno dopo i primi tre anni, sulla base di una valutazione prospettica dei pdr che potrebbero essere connessi alla rete, e un secondo dal sesto anno, a partire dal quale viene effettuato un conguaglio rispetto agli investimenti provvisoriamente riconosciuti dal primo anno di gestione, con restituzione degli eventuali maggiori importi riconosciuti, secondo un piano di rientro triennale.

In merito a quanto prospettato dall'Autorità relativamente ai due momenti di controllo, non risulta chiaro:

- come verrebbe effettuata la valutazione prospettica dei pdr che *"potenzialmente potrebbero essere connessi alla rete, basata sulle curve di penetrazione dell'utenza tipiche di ciascun ambito tariffario"* (per *"connessi alla rete"* si intende che l'Autorità consideri *"attivati sulla rete"*);

quale numero di pdr verrebbe considerato per il "conguaglio" al sesto anno, con riferimento a tutti gli anni a partire dal primo (si sarebbe portati a pensare il numero di pdr attivati a tale ultimo anno)¹⁷.

Al di là degli aspetti non esplicitati, sopra evidenziati, si osserva che il meccanismo non sembra di così semplice applicazione e che quindi, al fine di semplificare il meccanismo e anche in logica di economia amministrativa, sarebbe preferibile prevedere un unico momento di controllo, sino al quale sia provvisoriamente assicurato - salvo chiaramente il successivo eventuale conguaglio - il pieno riconoscimento degli investimenti realizzati.

Tenuto conto che dalle evidenze delle metanizzazioni degli ultimi 15/20 anni la curva di penetrazione dell'utenza al 6° anno mostra ancora una considerevole pendenza, il momento della verifica *ex-post* (anche se successiva ad un'eventuale verifica intermedia) dovrebbe essere individuato non prima dell'8°/10° anno, con eventuale conguaglio per le sole località che non hanno raggiunto il *cap*.

Al riguardo sono significativi gli esiti di una verifica che il Consiglio di Stato, nell'ambito di un giudizio riguardante la deliberazione 704/2016/R/gas, ha affidato ad un collegio di qualificati professionisti. Sulla base del relativo documento, che codesta Autorità conosce essendo parte del giudizio in questione, risulta infatti che l'orizzonte temporale in relazione al quale valutare un adeguato livello di saturazione nella crescita dei pdr attivati sia sensibilmente successivo al 6° anno. Assumendo come anno di saturazione quello in cui il tasso di crescita dei pdr attivati scende al di sotto del 5%, il Collegio di verifica lo individua nell'8° anno dall'APF. Chiaramente, prendendo a riferimento una percentuale-limite di crescita inferiore al 5% (tasso che rappresenta ancora un livello di crescita assolutamente non trascurabile rispetto ai ben più bassi tassi di crescita fisiologica usualmente riscontrabili nelle località da tempo metanizzate) l'anno da considerare risulterebbe ulteriormente posticipato.

Nell'ipotesi in cui l'Autorità intendesse comunque mantenere uno *step* intermedio di verifica (ad esempio al 5° anno, in caso di verifica *ex post* di conguaglio al 10°), a partire dal quale cambiare il criterio di riconoscimento provvisorio della RAB ove a tale anno non sia raggiunto il tetto, considerando - per la seconda fase del regime - i pdr prospettici, le modalità per la loro determinazione dovrebbero essere semplici e riferibili alla realtà considerata (si potrebbero ad esempio proseguire con una modalità di riconoscimento dei costi basata sul numero di clienti allacciati all'anno dello *step* intermedio di verifica, ipotizzando una successiva crescita dei pdr attivati pari ad una prefissata percentuale di quella rilevata nell'anno precedente).

In ogni caso, le modalità applicative del tetto, come ridefinite in esito alla presente consultazione, dovrebbero essere impiegate anche per le località per le quali, in sede di prima applicazione del *cap* per gli anni 2018 e 2019, il riferimento in quel momento assunto è stato semplicemente il numero di pdr attivati alla fine dell'anno considerato.

¹⁷ Non risulta neppure esplicitato se, in caso di verifica negativa al termine della seconda fase 2 e positiva al termine della terza, verrebbero riconosciuti gli importi temporaneamente non computati al quarto e quinto anno.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi relative al trattamento degli investimenti in turboespansori.

Non si formulano particolari osservazioni al riguardo, ritenendo ragionevole quanto chiarito dall'Autorità in merito all'opportunità che le cabine di riduzione e misura dotate di turboespansori, ai fini tariffari siano valorizzate sulla base di un costo *standard* equivalente al costo di una cabina di riduzione e misura di caratteristiche analoghe a quella presso la quale è installato il turboespansore, priva delle apparecchiature relative alla turboespansione e alla produzione di energia elettrica.

S14. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione degli investimenti relativi al servizio di misura.

Anche se al par. 16 non viene specificamente richiamata una possibile rimodulazione delle attuali percentuali del meccanismo di *profit/loss sharing*, sembrerebbe che l'orientamento dell'Autorità di non rivedere - e di mantenere quindi per gli investimenti del 2020 e 2021 - i costi *standard* già applicati per gli investimenti del 2019, si accompagni all'intervento di revisione dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi *standard* per la valorizzazione di nuovi investimenti in *smart meter*.

Ove l'orientamento sia quello di ridurre ulteriormente (dall'attuale 40%) la percentuale di *profit sharing* per le imprese più efficienti (già ridotta dal precedente 50%), non si condivide in alcun modo tale indirizzo, che si reputa opposto agli obiettivi di promozione dell'efficienza che invece dovrebbe porsi l'Autorità.

Si ritiene invece che le percentuali di *sharing* andrebbero riviste al fine di premiare maggiormente le imprese efficienti, incrementando quindi sensibilmente il peso di un costo *standard* adeguatamente dimensionato rispetto a quello del costo effettivo. L'attuale impostazione delle percentuali di *sharing* (40% costo *standard* efficiente e 60% costo effettivo) non può essere infatti considerata ottimale in quanto conduce in qualche modo il sistema a sussidiare una parte dell'inefficienza degli operatori meno efficienti attraverso le imprese più efficienti, che risultano in proporzione meno premiate rispetto agli sforzi messi in atto.

Dato che la validità e l'efficacia di un meccanismo di *profit/loss sharing* dipende evidentemente dal livello a cui viene fissato il costo *standard* e che un valore adeguato e ragionevole fissato *ex ante* potrebbe probabilmente, già di per sé, rappresentare un incentivo all'efficientamento (senza - in questo caso - necessità di ulteriori meccanismi di *profit/loss sharing*), il carattere di "sussidio improprio" sopra richiamato potrebbe essere almeno in parte riequilibrato agendo diversamente da quanto prospettato nel DCO, e prevedendo:

- la verifica e l'aggiornamento del livello *standard* di costo efficiente su un valore opportunamente rivisto in riduzione rispetto all'attuale (aggiornamento cui l'Autorità potrebbe agevolmente provvedere in questa occasione disponendo già dei dati consuntivi di tutti gli operatori per il 2017 e a breve, dopo il prossimo 15 novembre, una volta conclusa la raccolta dati "RAB gas" di quest'anno, anche per il 2018);
- una sensibile revisione delle percentuali di *sharing* attualmente applicate (da 40% costo *standard* e 60% costo effettivo, a 75÷80% costo *standard* e 25÷20% costo effettivo).

In merito a questa seconda direzione di intervento, al fine di incentivare le imprese ad intraprendere

percorsi di sempre maggior efficienza, potrebbero anche essere valutate percentuali di *profit/loss sharing* con peso attribuito al costo *standard* graduato e crescente (ad esempio 50% del costo *standard* per uno scostamento del costo effettivo rispetto al costo *standard* fino al 10% e 75-80% del costo *standard* per scostamenti del costo effettivo superiori al 10%).

Ove sussistesse il timore di evitare/limitare eventuali o possibili effetti indesiderati del meccanismo, si osserva peraltro che, disponendo annualmente dei dati di tutti gli operatori, l'Autorità potrebbe ben prevedere una verifica e l'eventuale aggiornamento annuale del livello *standard* di costo efficiente, in modo da modulare e aggiornare nel modo più opportuno la potenza del meccanismo, controllandone di anno in anno i risultati e le ricadute.

S15. Osservazioni sulle ipotesi di revisione dei criteri di rivalutazione delle c.d. RAB depresse.

Pur continuando a ritenere che tutti gli investimenti in distribuzione e misura successivi al 2011 dovrebbero essere fatti salvi dal meccanismo di rivalutazione delle c.d. RAB depresse, si considera positivamente l'orientamento dell'Autorità di rivedere i criteri di rivalutazione e volto a:

- preservare, ai fini della rivalutazione stessa, il completo riconoscimento di tutti i nuovi investimenti in distribuzione e misura dal 2018;

incrementare il valore parametrico per il test di disallineamento (per determinare la condizione di RAB depressa) quanto meno del valore degli investimenti in *smart meter* effettuati tra il 2012 e 2017, riconoscendo poi, in sede di rivalutazione, il valore parametrico corretto da quest'ultimo (oltre ai nuovi investimenti in distribuzione e misura dal 2018).

In merito all'ipotesi di procedura applicativa, riportata nell'Appendice 3, per l'applicazione dei nuovi criteri di rivalutazione delle RAB disallineate rispetto alla media di settore, si ritiene condivisibile l'impostazione proposta dall'Autorità. Si auspica tuttavia che in sede di futura rendicontazione possano essere implementati dei controlli automatici da parte dell'Autorità stessa che garantiscano, innanzitutto, che la determinazione dell'immobilizzato lordo parametrico e la verifica della condizione di applicabilità siano state correttamente svolte dall'operatore e che, successivamente, anche la stratificazione del valore lordo parametrico sia stata correttamente calcolata.

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento del capitale circolante netto e delle poste rettificative.

Non si formulano particolari osservazioni riguardo l'orientamento relativo al trattamento del capitale circolante netto. In merito alle poste rettificative e al prospettato intendimento di valutare se rivedere la percentuale dello 0,7% applicata nel quarto periodo di regolazione, ricordando che tali poste risultano in prevalenza riconducibili al fondo TFR, si evidenzia che nel corso degli anni si è progressivamente ridotta la quota di TFR rimasta nella disponibilità delle aziende per effetto delle crescenti quote destinate alla previdenza complementare. Pertanto nell'ipotesi di rivalutazione della percentuale corrispondente alle poste rettificative, questa dovrebbe essere rivista in riduzione.

S17. Osservazioni sulle ipotesi relative al trattamento dei contributi.

Relativamente al trattamento dei contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2012 è nota

l'impostazione relativa alla loro detrazione dal valore delle immobilizzazioni, sia ai fini della determinazione della remunerazione del capitale investito, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento, e al loro corrispondente degrado per la quota portata in deduzione dagli ammortamenti. Ciò sulla base del presupposto - tuttora ritenuto poco condivisibile - che i contributi, anche ove percepiti a fondo perduto, debbano essere "restituiti" dalle imprese al sistema.

Per i contributi esistenti al 31 dicembre 2011, non risultavano invece ancora delineate le modalità per il rilascio della quota c.d. "congelata", sospesa a partire dal 2014 (20%) al fine di attenuare e gradualizzare gli effetti del passaggio dal regime di riconoscimento dell'ammortamento degli investimenti al lordo dei contributi, con blocco del loro degrado, al regime di riconoscimento dell'ammortamento al netto dei contributi stessi¹⁸.

Con riferimento a questa quota - c.d. "congelata" - dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011, pur rilevando in senso positivo l'apertura dell'Autorità nella direzione di valutare, anche alla luce delle osservazioni ricevute e in una logica di maggiore gradualità, un orizzonte temporale più ampio per il pieno "scongelo" dei contributi ancora sospesi, **non si reputa tuttavia coerente con i presupposti e principi alla base dell'adozione della misura che ne ha introdotto il "congelamento" - e quindi non si condivide - la nuova ipotesi prospettata nel presente DCO di prevedere tale scongelamento in non più di 10 anni.** Secondo tale ipotesi si produrrebbe infatti una discontinuità troppo elevata nei livelli della RAB delle imprese, che rappresenta un parametro finanziario molto importante e soggetto alle valutazioni di *rating*. Si ritiene quindi che **il rilascio debba essere modulato su un periodo più ampio**, coordinandolo eventualmente con l'assegnazione delle gare per Atem.

Definendo, con il 5PR, un percorso che preveda il graduale rilascio della quota residua di contributi "congelati", andrebbero adottate impostazioni che consentano realmente di attenuarne gli impatti, quindi con finalità e modalità coerenti con la logica adottata nel 2013, all'atto del "congelamento" della quota di contributi in questione¹⁹, attuato per dar seguito, con impatti contenuti, ad un'impostazione regolatoria riguardante contributi percepiti a fondo perduto (impostazione che, proprio per la natura "a fondo perduto" dei contributi stessi, si continua a ritenere assai discutibile e poco condivisibile).

Peraltro la sospensione di una quota dello *stock* di contributi al 2011 è stata introdotta in un momento in cui si immaginava che, con l'avvio delle gare d'ambito e gli ingenti investimenti ad esse connessi, sarebbe stato possibile, per le imprese, compensare per altra via gli effetti del successivo rilascio della quota di contributi sospesa. Lo scenario di oggi, con il notevole ritardo nell'avvio delle gare, non offre invece simili possibilità di compensazione degli effetti, peraltro in assenza di qualsiasi diverso elemento di "recupero", visto anche il ritardo nell'avvio dell'applicazione di costi *standard* per i nuovi investimenti relativi alla distribuzione, che per le imprese efficienti potrebbero rappresentare un fattore positivo/compensativo.

¹⁸ Tale modifica di impostazione è intervenuta a seguito dell'introduzione, nel regime di riconoscimento dell'ammortamento degli investimenti al lordo dei contributi e a partire dalle tariffe determinate per l'anno 2011, del blocco del degrado dei contributi stessi, che, come si è poi rilevato, determinava in alcuni casi effetti anomali e indesiderati (RAB negative). Tali sviluppi della regolazione sono stati attuati sulla base del presupposto, più sopra ricordato, che i contributi, anche ove percepiti a fondo perduto, debbano essere restituiti dalle imprese al sistema (e che quindi, in presenza di riconoscimento dell'ammortamento non al netto dei contributi, non possa esserne previsto il progressivo degrado con l'invecchiamento dei cespiti alla cui realizzazione hanno concorso).

¹⁹ Logica di non penalizzare eccessivamente i ricavi nel passaggio da un sistema in cui i contributi, non soggetti a degrado, venivano interamente portati in deduzione dal capitale investito e gli ammortamenti erano calcolati al lordo dei contributi, ad un sistema in cui i contributi sono invece portati in deduzione, sia ai fini del calcolo del capitale investito remunerato, sia ai fini della determinazione delle quote di ammortamento (e vengono degradati per la quota portata in deduzione agli ammortamenti).

Nell'attuale situazione, visti i ritardi che caratterizzano il contesto della distribuzione, si ritiene quindi che anche per il rilascio della quota congelata dei contributi debba essere prevista una sorta di *stand still* oppure una modalità di rilascio più gradualizzata rispetto a quanto prospettato in consultazione.

Ritenendo che il rilascio della quota di contributi "sospesa" debba essere previsto su un periodo più ampio, si propone quindi, riprendendo anche considerazioni già formulate in risposta al DCO 170/2019/R/gas, che un simile percorso sia realizzato attraverso modalità improntate ad approcci del tipo di quelli di seguito delineati, in grado di consentire un'adeguata gradualità:

- rilascio dei contributi "congelati" per quote unitarie annue in ciascuno degli anni mancanti (34) al completamento del degrado della quota di contributi dello *stock* al 31 dicembre 2011 già rilasciata in 40 anni a partire dal 2014 (80%)²⁰;
- "scongelo" raggiunto in 20 anni, prevedendo che ogni anno la quota congelata, pari al 20% dello *stock*, si riduca dell'1%;
- rilascio su almeno due periodi regolatori (12 anni); in tal senso potrebbero anche essere stabilite specifiche disposizioni di coordinamento con l'espletamento delle gare d'Atem, prevedendo, ove si riconfermi il gestore uscente, che il periodo di rilascio venga fatto coincidere con la durata della concessione (12 anni, a partire dal nuovo affidamento d'Atem).

Nella parte II del DCO "Criteri generali e tempistiche", al par. 5 "Tempistiche per l'implementazione delle riforme", l'Autorità evidenzia l'intendimento (cfr. punto 5.7) di tener conto di tutte le osservazioni ricevute in risposta alla prima consultazione, "limitando di conseguenza gli interventi con decorrenza all'interno del primo semi-periodo". Alla luce di ciò, auspicando comunque che per lo "scongelo" dei contributi ancora sospesi sia adottata una soluzione del tipo di quelle più sopra rappresentate o soluzioni ad esse equivalenti, l'orientamento delineato nel DCO, ove mantenuto su un orizzonte temporale di 10 anni, dovrebbe quanto meno essere applicato dal secondo semi-periodo del 5PR (quindi dal 2023), e non dal primo anno del nuovo periodo regolatorio.

S18. Osservazioni rispetto alle ipotesi di intervento volte a gestire la problematica della mancata restituzione del capitale investito nel caso di sostituzione di misuratori tradizionali con smart meter in attuazione delle disposizioni delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas.

Non si formulano particolari osservazioni in merito all'orientamento delineato nel DCO in tema di riconoscimento, per i misuratori tradizionali di classe G4-G6 sostituiti con *smart meter* in applicazione delle Direttive, degli ammortamenti residui corrispondenti alla differenza tra valore residuo non ammortizzato calcolato sulla base delle vite utili regolatorie *pro-tempore* vigenti e il valore residuo da ammortizzare sulla base di una vita utile di 15 anni.

Si evidenzia tuttavia l'assenza di indicazioni in merito alla sostituzione anticipata, rispetto alla loro vita utile, degli *smart meter* di prima generazione (installati sino al 2016/prima parte del 2017) per problematiche riconducibili all'incompleta maturità delle tecnologie allora disponibili, ed in merito alla possibilità di riconoscimento tariffario del loro valore residuo non ammortizzato, prospettata in sede di

²⁰ La vita convenzionale di ciascuna delle 34 rate annue risulterebbe così decrescente al fine di raccordare il termine dello "scongelo" della quota ancora da rilasciare con il termine del degrado della quota di contributi già rilasciata dal 2014.

incontro tecnico di approfondimento con le associazioni delle imprese di categoria del 31 luglio scorso. Al riguardo si auspica che tale tematica sia affrontata nell'ambito dello specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura annunciato per l'ultimo bimestre dell'anno.

S19. Osservazioni in relazione alle ipotesi relative all'impostazione del sistema tariffario.

In merito alla struttura della tariffa di riferimento, che conferma pressoché integralmente lo schema attualmente in vigore non si formulano particolari osservazioni.

Rispetto a quanto ricordato nella prima parte della risposta allo spunto di consultazione S4 l'applicazione decrescente del tetto cumulativamente stabilito per le componenti TEL e CON, che a partire dal valore di 5,74 euro/pdr per il 2017 dovrebbe in 6 anni, quindi dal 2023, portare al valore di 2,74 euro/pdr (sempre a prezzi 2017)²¹. L'indicazione che invece tale livello di costo riconosciuto sia applicato già dal 2022 pare pertanto non coerente con l'impostazione sin qui tracciata e considerata dagli operatori.

Anche in merito alla struttura della tariffa obbligatoria, che pure ricalca lo schema vigente, e ai meccanismi di perequazione non si formulano particolari osservazioni.

Circa l'eventuale riforma della struttura e dell'articolazione della tariffa obbligatoria, prevista dal 2023 secondo quanto indicato nella Tabella 1 di pag. 10 del DCO, si rimanda alle osservazioni già formulate in risposta al DCO 170/2019/R/gas.

S20. Osservazioni rispetto alla definizione degli ambiti tariffari.

Anche con riferimento agli orientamenti circa la conferma degli attuali ambiti tariffari non si formulano ulteriori osservazioni, richiamando quanto già rilevato in risposta al DCO 170/2019/R/gas.

S21. Osservazioni rispetto alle ipotesi di regolazione tariffaria delle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi.

Le ipotesi di regolazione tariffaria delineate nel DCO relativamente alle reti canalizzate di distribuzione di gas diversi confermano gli orientamenti già espressi dall'Autorità nel DCO 170/2019/R/gas, rispetto ai quali si rimanda alle osservazioni già formulate in occasione della precedente consultazione (cfr. risposte agli spunti per la consultazione S27, S28, S29, S30 e S31 del DCO 170/2019/R/gas).

S22. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL.

Le ipotesi di regolazione riguardanti le reti di distribuzione isolate alimentate con GNL riproducono gli orientamenti delineati dall'Autorità nel DCO 170/2019/R/gas. In proposito si rimanda pertanto alle osservazioni formulate in risposta allo spunto per la consultazione S32 del DCO 170/2019/R/gas. In particolare si evidenzia ancora la necessità di adottare un approccio coerente con le disposizioni di

²¹ Dal valore di 5,74 euro/pdr stabilito per il 2017 è attesa una graduale riduzione, in 6 anni, sino al valore di 2,74 euro/pdr (sempre a prezzi 2017); quindi 5,24 euro/pdr per il 2018, 4,74 euro/pdr per il 2019 (valori sin qui applicati), 4,24 euro/pdr per il 2020, 3,74 euro/pdr per il 2021, 3,24 euro/pdr per il 2022 e 2,74 euro/pdr nel 2023 (e non nell'anno 2022 come pare indicato al punto 24.4 del

cui al D.Lgs. 164/00 che, in merito all'attività di distribuzione del gas naturale, non fa alcuna distinzione tra reti a seconda delle modalità di loro alimentazione e quindi tra reti di distribuzione del gas naturale interconnesse o non interconnesse con la rete di trasporto nazionale o regionale.

S23. Osservazioni in relazione alle ipotesi di regolazione per le reti di distribuzione alimentate con carro bombolaio.

Si richiama in proposito quanto già osservato in risposta al precedente DCO 170/2019/R/gas (spunto per la consultazione S33), non condividendo l'orientamento di estendere alle reti alimentate con gas naturale compresso trasportato mediante carro bombolaio il medesimo approccio in essere per le reti alimentate a GPL.

L'assimilazione transitoria e a termine delle reti alimentate con carro bombolaio alle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale o regionale, quale forma di stimolo per le imprese di distribuzione ad adoperarsi per interconnettere, in un ragionevole lasso di tempo, le reti con alimentazione tramite carro bombolaio, può essere ragionevole ove il previsto periodo quinquennale sia applicato dall'entrata in vigore delle nuove disposizioni. Ciò tenuto conto del fatto che possono esistere reti che, realizzate per essere interconnesse negli anni successivi alla rete di trasporto, si sono poi trovate senza più possibilità di interconnettersi ad essa (a meno di costi spropositati), a seguito del mutamento dei programmi di sviluppo delle imprese di trasporto, che hanno espunto dai propri piani lo sviluppo di taluni nuovi metanodotti. In tali casi, lo studio di soluzioni alternative per l'interconnessione della rete e per l'acquisizione delle relative autorizzazioni può richiedere alcuni anni e quindi orizzonti temporali inferiori a cinque anni per la decorrenza della "retrocessione" di regime risulterebbero troppo penalizzanti. In simili casi, qualora trascorsi i cinque anni l'impresa non sia comunque riuscita a realizzare l'interconnessione per motivi non dipendenti dalla sua volontà, opportunamente documentabili, dovrebbe essere inoltre prevista, sempre su specifica istanza, la possibilità di proroga del regime transitorio di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse alla rete di trasporto nazionale o regionale.

Altre osservazioni

- ***Osservazioni sulla revisione dei pesi da attribuire a costi effettivi e costi standard per la valorizzazione di nuovi investimenti in smart meter***

Questo orientamento non è trattato nel DCO, ma solamente indicato con decorrenza 2020 nella Tabella 1 tra gli interventi di cui è prefigurata l'entrata in vigore nel primo semi-periodo del quinto periodo di regolazione.

Circa tale ipotesi si rinvia alle osservazioni formulate in risposta allo spunto per la consultazione S14.

- ***Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione della vita utile ai fini regolatori***

Pur comprendendo, ritenendole in parte riconducibili alla ristrettezza dei tempi per ulteriori analisi, le considerazioni alla base dell'orientamento volto, al momento, alla conferma delle vite utili regolatorie fissate per il quarto periodo di regolazione, si ritiene necessario sottolineare l'opportunità di completare quanto prima gli approfondimenti che l'Autorità ha annunciato in proposito (cfr. punto 20.3 del DCO), ripensando/rivedendo le durate di ammortamento. Quanto meno non dovrebbe esserne

previsto l'allungamento con le gestioni d'Atem (come invece attualmente stabilito dalla RTDG 2014-2019 per condotte, allacciamenti, impianti principali/secondari e fabbricati industriali); aspetto, questo, per il quale ci si sarebbe attesi una correzione già con l'avvio del prossimo periodo regolatorio.

Quanto sopra in particolare anche considerando che, come già evidenziato in risposta al DCO 170/2019/R/gas:

- in caso di gara d'ambito, laddove la stessa venisse aggiudicata all'attuale gestore e la RAB riconosciuta fosse in continuità, anche le aliquote di ammortamento dovrebbero essere mantenute in continuità (es. 50 anni per le condotte);
- l'opportunità di valutare ipotesi/prevedere periodi di ammortamento più brevi potrebbero prospettarsi (come evidenziato ad esempio nel rapporto FROG, ricordato anche dall'Autorità in occasione della precedente consultazione) in relazione alla futura possibilità di emersione di *stranded asset*.

Si ritiene infatti che, sotto il profilo della sostenibilità economica degli investimenti, sarebbe necessario analizzare il sistema energetico nel suo complesso (gas + elettrico) e quindi considerare anche eventuali futuri costi per la collettività derivanti dal sotto-utilizzo di infrastrutture già realizzate ed efficienti, qualora queste dovessero poi risultare sotto-impiegate ben prima del completamento del loro ciclo di vita utile, continuando comunque a rimanere a carico del sistema.

In merito agli *smart meter*, in attesa dell'annunciato specifico documento per la consultazione dedicato al servizio di misura, si ricorda la necessità, già evidenziata in altre occasioni, di una progressiva verifica in campo della durata delle nuove apparecchiature rispetto alla vita utile oggi quantificata in 15 anni (in assenza però di effettivi riscontri pratici su apparecchiature di ancora molto recente tecnologia). In particolare l'equiparazione della durata del bollo metrico (15 anni) alla vita effettiva delle nuove apparecchiature rappresenta una condizione che dovrà essere verificata in campo nel corso dei prossimi anni, alla luce della rilevante componente elettronica dei nuovi apparati caratterizzata, come noto, da tempi di obsolescenza e sostituzione ben più brevi di 15 anni.

• ***Osservazioni sulle ipotesi relative alla fissazione dei parametri specifici di settore per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito (β_{asset} e gearing)***

L'orientamento di fissare il coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura nel 5PR in un range compreso tra 0,40 e 0,43, non è condivisibile e non si reputa giustificato.

L'approccio adottato dall'Autorità per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, volto ad offrire un quadro il più possibile prevedibile e certo agli investitori, con rendimenti sul capitale proporzionati rispetto ai rischi, nel rispetto delle esigenze di tutela degli utenti del servizio, è certamente positivo. Risulta tuttavia molto importante che non solo l'aggiornamento dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati, ma anche quello delle componenti specifiche dei singoli settori venga condotto mantenendo sempre uno sguardo "d'insieme" che, nell'ambito della taratura dei singoli parametri da aggiornare, consenta di perseguire gli obiettivi più sopra ricordati (stabilità e certezza della regolazione, adeguatezza del livello di remunerazione rispetto ai profili di rischio, tutela degli utenti del servizio), tenendo sempre anche conto delle specificità che caratterizzano il singolo servizio considerato.

Alla luce di quanto sopra e in merito all'aggiornamento del parametro β , non si condivide l'orientamento di superare l'attuale differenziazione tra β distribuzione e β misura, in quanto l'attività di misura, in particolare per effetto dell'implementazione dello *smart metering* gas ancora in corso, è caratterizzata da condizioni e da una tecnologia non ancora consolidata, con il conseguente maggior profilo di rischio derivante dall'innovatività dell'infrastruttura in corso di realizzazione e sviluppo. Per quanto una parte delle problematiche riscontrate nella prima fase di installazione e messa in servizio dei nuovi contatori elettronici si stiano progressivamente risolvendo, l'assetto non può ancora considerarsi consolidato (lo potrà essere solo fra qualche anno) e le misure di mitigazione dei rischi connessi allo sviluppo di una nuova tecnologia, pur prefigurate, non sono ancora state adottate dall'Autorità (non ci si riferisce, in proposito, solo alla misura ipotizzata al punto 21.10 e seguenti - come indicato nello stesso DCO - di estensione del limite temporale per il riconoscimento degli ammortamenti residui dei contatori tradizionali sostituiti, ma anche alle possibili misure, oggetto dell'incontro del 31 luglio u.s. con le associazioni delle imprese di categoria, per il recupero dei mancati ammortamenti degli *smart meter* di prima tecnologia sostituiti anticipatamente rispetto al termine della loro vita utile). Pertanto, sino a che per la telelettura/telegestione non si sarà raggiunto un più consolidato assetto di regime, si ritiene che il valore del β misura almeno per il primo semiperiodo di regolazione debba essere mantenuto ancora in linea con il livello attualmente considerato e che, in ogni caso, il suo eventuale allineamento al β distribuzione debba essere modulato nel tempo con gradualità e/o attuato solo una volta realmente completato il processo di digitalizzazione della misura e raggiunta una condizione di regime. Peraltro, in relazione all'ulteriore orientamento di riduzione del β distribuzione (di cui si dirà nel seguito), il β misura verrebbe ad essere ancor più ridotto, in maniera assai poco rispondente alle condizioni sopra ricordate.

Non si condivide neppure la prospettata riduzione del β distribuzione. Al riguardo si osserva che, come riconosciuto dalla stessa Autorità, vi sono ancora condizioni che pongono il settore della distribuzione gas in una situazione di maggiore incertezza rispetto agli altri segmenti infrastrutturali della filiera (come il trasporto gas) o altri settori (come quello elettrico per trasmissione e distribuzione), anche per i ritardi nello svolgimento delle gare d'ambito e la rischiosità insita nelle gare stesse (rischio di riduzione del perimetro o addirittura di uscita dal mercato), oltre che per possibili evoluzioni degli usi finali di energia in relazione alla futura configurazione del sistema energetico italiano ed europeo. Rispetto agli altri segmenti infrastrutturali della filiera gas, così come rispetto ai settori della trasmissione e della distribuzione elettrica, la distribuzione gas è inoltre caratterizzata da una frammentazione sicuramente maggiore (con un numero di imprese rimasto pressoché invariato da quando è stato in precedenza fissato l'attuale valore del parametro β) che comporta una dimensione media delle imprese inferiore rispetto agli altri segmenti regolati delle infrastrutture energetiche e una minor durata delle concessioni che, rispetto ad affidamenti di più lungo periodo o senza scadenza, determina una più limitata visibilità dei flussi di cassa.

Visto, quindi, che per i nuovi periodi regolatori del trasporto gas (deliberazione 114/2019/R/gas), dello stoccaggio (deliberazione 419/2019/R/gas) e della rigassificazione (deliberazione 474/2019/R/gas), non riscontrando mutamenti nelle condizioni di rischio in capo alle imprese, è stato confermato il valore del parametro β del precedente periodo, non si ravvisano le ragioni per cui l'Autorità consideri diminuita la rischiosità relativa della distribuzione gas rispetto a quella degli altri segmenti

infrastrutturali della filiera ed esprima quindi un orientamento, unico rispetto alle altre attività relative alle infrastrutture gas, volto alla riduzione del β distribuzione. Anzi, in più di un'occasione, gli stessi uffici dell'Autorità hanno riconosciuto che il settore della distribuzione gas è un settore che più di altri è sottoposto a sfide per il futuro, in relazione al nuovo e potenzialmente diverso ruolo che in prospettiva potrebbero assumere le relative infrastrutture.

Peraltro le valutazioni riguardo l'eventuale revisione del β per la distribuzione gas, rispetto agli altri segmenti infrastrutturali della filiera per cui è intervenuta la conferma di tale parametro nel nuovo periodo di regolazione, vanno anche inquadrare alla luce di recenti segnali nella direzione di una riduzione delle possibilità di finanziamento - e quindi di reperimento di capitali - per le infrastrutture energetiche associate a fonti fossili, incluso il gas naturale²².

Si osserva, peraltro, che le analisi e i dati illustrati nel DCO dall'Autorità a supporto del proprio orientamento non paiono così rappresentative della realtà italiana della distribuzione gas, visto che fanno prevalentemente riferimento a realtà di altri Paesi europei e ad imprese che operano in più settori (e per le quali quindi la distribuzione rappresenta solo una delle attività svolte, potendo così mitigare, rispetto ad essa, il rischio attraverso la differenziazione del *business*) e considerano un unico soggetto operante esclusivamente nella distribuzione gas in Italia, che tuttavia, per profilo e dimensioni, non può certo considerarsi rappresentativo dell'intera realtà italiana della distribuzione, ancora caratterizzata - come ricordato - da un'elevata numerosità di imprese di diverso assetto e varie dimensioni (oltre 200 imprese).

Si ritiene quindi che, anche per la distribuzione gas, debba essere confermato il valore del parametro β del precedente periodo.

Si osserva peraltro che per la distribuzione gas, ove non si dia seguito a quanto più oltre evidenziato in merito al riconoscimento tariffario del sovra-costi, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati si trovano a dover inevitabilmente sostenere in tema di obiettivi di efficienza energetica, la rischiosità dovrebbe piuttosto essere rivista al rialzo (ove svolta da soggetti che servono più di 50.000 clienti finali e sono quindi obbligati al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica)²³.

Per tutte le considerazioni sopra riportate, l'orientamento di fissare il coefficiente β per i servizi di distribuzione e misura nel 5PR in un *range* compreso tra 0,40 e 0,43, non è condivisibile e non si reputa supportato da convincenti motivazioni.

Per quanto riguarda invece il *gearing*, alla luce della sua recente revisione stabilita dal 2019 in occasione dell'ultimo aggiornamento *infra*-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati (aggiornamento effettuato in deroga al principio generale secondo cui il livello di tale parametro, essendo specifico per ogni servizio, viene aggiornato in occasione delle revisioni periodiche della regolazione tariffaria dei singoli servizi infrastrutturali), si ritiene invece ragionevole che l'ipotesi di una sua eventuale ulteriore revisione rispetto a quello degli altri servizi regolati sia effettuata, secondo la regola generale, in occasione della revisione *infra*-periodo della regolazione tariffaria della distribuzione gas, ovvero dal 2023, secondo quanto indicato nella Tabella

²² Solo pochi giorni fa la BEI (Banca Europea per gli Investimenti) ha approvato una nuova politica di finanziamento nel settore energetico che esclude i progetti per infrastrutture energetiche associate a fonti fossili, incluso il gas naturale.

²³ Nell'assolvimento di tali obblighi, le imprese di distribuzione obbligate si trovano esposte al rischio di una perdita secca che nelle attuali condizioni di mercato è quantificabile intorno ai 10 euro/TEE ma potrebbe in futuro anche assumere valori superiori.

2 del DCO, tra gli interventi che entrano in vigore nel secondo semi-periodo. Si rimandano pertanto ad allora eventuali ulteriori considerazioni in proposito.

- ***Osservazioni circa costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale***

Con riferimento alla definizione dei costi operativi riconosciuti, oggetto degli spunti per la consultazione da S1 a S6, si ritiene necessario evidenziare – pur se non trattato all'interno del DCO né oggetto di specifici spunti di consultazione – il sovra-costo, ad oggi non recuperabile, che i soggetti obbligati in tema di obiettivi di efficienza energetica si trovano a dover sopportare a seguito dell'introduzione delle nuove norme di cui al D.M. 10.05.2018.

A seguito delle ultime modifiche normative intervenute in materia di contributo riconosciuto ai soggetti obbligati per il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in relazione all'andamento dei prezzi di mercato verificatosi nell'anno d'obbligo 2018 (conclusosi lo scorso 31 maggio 2019) e pur con l'introdotta nuova possibilità di ricorrere all'acquisto di titoli emessi dal GSE non correlati a progetti di efficienza energetica (cosiddetti "virtuali"), le imprese di distribuzione obbligate, per adempiere agli obiettivi ad esse assegnati, hanno dovuto infatti subire una perdita quantificabile in almeno oltre 11 euro/TEE (come differenza tra i prezzi medi di acquisto verificatisi nelle sessioni di mercato di gran parte dell'anno - circa 260 €/TEE - e il valore del contributo riconosciuto, pari a 248,89 €/TEE).

Si ritiene in proposito che, in conformità ai principi stabiliti dalla legge 481/95 (art. 2; comma 19) e in analogia a quanto già avvenuto per l'incremento dei canoni concessori introdotto con l'art. 46-bis del D.L. 159/07, anche tale nuovo sovra-costo, subito dalle imprese obbligate dall'anno 2018, dovrebbe essere riconosciuto tariffariamente sia in quanto derivante – appunto – da un mutamento del quadro normativo in materia di efficienza energetica, sia in quanto conseguente all'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

Per tali nuovi costi emergenti, derivanti da mutamenti del quadro normativo e diversamente non recuperabili, dovrebbe essere quindi attivato, per le imprese interessate, il meccanismo stabilito dalla RTDG che prevede il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.