

LE GARE PER L’AFFIDAMENTO DELLA GESTIONE DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS IN ITALIA

Stato dell’arte, considerazioni e proposte

Milano, 11 ottobre 2019

ASSOGAS, fondata nel 1979 e aderente a Confindustria da più di vent'anni, è un'Associazione di categoria che opera a livello nazionale per promuovere e tutelare gli interessi degli industriali del comparto del gas e dei servizi energetici.

L'Associazione rappresenta circa 70 aziende che svolgono attività prevalentemente nel settore energetico del gas naturale, sia nel segmento distribuzione che in quello della vendita ai clienti. Gli associati ASSOGAS operano nel mercato senza alcuna forma di vincolo o collegamento con operatori dominanti italiani o europei, contribuendo così a determinare condizioni favorevoli allo sviluppo di reali dinamiche concorrenziali, in linea con la mission associativa di difesa della concorrenza.

Indice

1. Premessa e sintesi	7
2. GARE d’ATEM: cosa le disciplina, perché realizzare, cosa ne ostacola l’avvio	10
3. La rete di distribuzione gas in Italia	14
4. I livelli della RAB e la dotazione infrastrutturale delle aziende di distribuzione del gas	17
5. Le proposte ASSOGAS	23

1. Premessa e sintesi

Lo scopo di questo documento è quello di offrire, attraverso una valutazione critica, fondata su analisi quantitative, una proposta articolata sugli aspetti ritenuti chiave per avviare, finalmente il processo delle gare per le concessioni di ambito nel settore del gas naturale.

Non sono molti i settori nei quali, a quasi due decenni dall'avvio del processo di riforma, si sia pervenuti a (quasi) nulla se non ad una normazione legislativa e regolatoria assai articolata, complessa ed analitica ma comunque foriera di margini di discrezionalità interpretativa. Normazione che ha invece alimentato un amplissimo contenzioso amministrativo e regolatorio, assorbendo sensibili risorse economiche e umane in particolare degli Enti Locali, gestori ed ARERA.

È assai noto il rilevante patrimonio infrastrutturale dell'insieme delle reti di distribuzione in Italia, con 6.477 concessioni in 7.197 Comuni e con 211 gestori, caratterizzati da dimensioni assai diverse: il primo operatore Italgas, detiene una quota di mercato del 27,2%, che sale al 30,5% considerando anche Toscana Energia¹, mentre i primi 5 concentrano il 57% dei Punti di Riconsegna (PdR) complessivamente serviti².

È invece meno noto che a fronte di un sistema connotato da livelli di vetustà, qualità e sicurezza molto omogenei tra operatori, i costi riconosciuti in tariffa siano molto diversi. Contrariamente a quanto ci si attenderebbe sulla base delle spesso citate argomentazioni in merito alle efficienze conseguibili da soggetti di maggiori dimensioni, la RAB (*Regulatory Asset Base*) a metro lineare di rete (calcolato solo per le Regioni del Centro-Nord) ha un valore per il primo operatore pari a € 103 a fronte di un valore medio degli associati ASSOGAS pari a € 37 e un valore medio del sistema di € 63.

RAB così diverse, a parità sostanziale di elementi fisici di reti ed impianti, non solo portano, da anni ormai, a remunerazioni differenziate tra gli operatori ma, soprattutto, testimoniano l'inadeguatezza di questa variabile a rappresentare il valore industriale degli impianti da riconoscere ai gestori uscenti in sede di gara.

Come le stesse Linee Guida ministeriali adottate nel 2014, ex DM 226/2011, riconoscono, la RAB risente di discontinuità regolatorie e sistemi di contabilizzazione dei costi fortemente diversificate tra gli operatori frutto, per esempio, anche di diversi sistemi di approvvigionamento, gestione delle "commesse" ed allocazione di costi indiretti.

Per questo, il Legislatore ha costantemente ribadito il diritto degli operatori uscenti a vedersi riconosciuto il Valore Industriale Residuo (VIR), ovvero in sintesi il valore di ricostruzione a nuovo degli impianti al netto del coefficiente di degrado e sottratti i contributi. Diritto pienamente legittimo, che peraltro ha trovato diverse difficoltà implementative legate all'oggettiva disomogeneità e specificità delle convenzioni vigenti: è anche a causa del complesso procedimento di verifica da parte dell'ARERA di quanto concordato fra Comuni e Concessionari che il processo delle gare stenta a partire.

¹ Dati 2017. Italgas detiene già il 48,68% di Toscana Energia. È stato l'unico socio a esercitare il diritto d'opzione sui 2,897 milioni di titoli messi in vendita dai Comuni di Bientina, Buti, Calcinai, Casciana, Terme Lari e Palaia. Una volta ottemperati i requisiti formali previsti dalla normativa vigente, incrementerà la propria partecipazione al 50,66%.

² Il peso degli operatori è calcolato in riferimento alla totalità dei PdR nel 2017 (23,7 milioni).

Un altro tema centrale, presumibilmente il più importante, attiene al riconoscimento del VIR per le porzioni di rete (10,8% del totale) di proprietà degli Enti Locali: questi oggi possono cederle solo al valore di RAB che, attesa la difficoltà in molte realtà locali di ricostruire il costo storico degli impianti, ha voluto significare l'attribuzione di un valore d'ufficio da parte di ARERA.

Tale forte disparità tra gestori ed enti locali rappresenta sicuramente un elemento di "limitata e razionale" motivazione da parte di questi ultimi ad attivare il processo di gare. Da alcune stime condotte, con il supporto di REF-E, il valore complessivo delle reti degli enti locali attuale sarebbe di € 2,8 miliardi. Usando una *proxy* del VIR, nel caso di valorizzazione delle reti nei processi di gara d'ambito, il valore potenziale di questi impianti sarebbe pari a circa € 3,7 miliardi³ (per maggiori riferimenti sui criteri di calcolo del VIR si veda la nota 26 del paragrafo 5). I Comuni potrebbero decidere di alienare, incassando il VIR, o mantenere nella loro proprietà vedendo però adeguata, coerentemente col nuovo importo, la remunerazione tariffaria a loro spettante.

Al fine di rimuovere il più possibile criticità e di ridurre al minimo gli spazi di discrezionalità interpretative foriere di potenziali discriminazioni, si ritiene che **l'applicazione delle Linee Guida del Ministero dello Sviluppo Economico, implementate secondo un nuovo approccio, dettagliatamente descritto nel successivo paragrafo 5, in alternativa alla ricostruzione del VIR puntualmente rispondente ai contenuti contrattuali, potrebbe essere estesa anche a tutti i gestori.** Si ritiene che in una siffatta ipotesi l'eventuale delta negativo (scaturente da un sistema di calcolo più standardizzato rispetto all'applicazione dei contratti) per questi ultimi potrebbe essere più che compensato dalla certezza sul risultato e sui tempi di conclusione delle procedure di gara.

La mancanza di dati pubblici puntuali sui valori dei VIR contrattuali non consente di misurare il differenziale tra questi ed una stima di VIR a Linee Guida: l'esercizio complessivo che ASSOGAS ha affidato a REF-E è stato di stimare l'impatto tariffario che si genererebbe con il riconoscimento di un VIR stimato ai Comuni (con ipotesi che tutti la cedano in sede di gara) e ai gestori.

Ne risulta un aumento contenuto nell'1%: il peso della distribuzione sul prezzo finale del gas per un consumatore domestico passerebbe dall'attuale 12% al 13%.

Su un piano diverso, si ritiene critica per un risultato trasparente e con adeguata certezza regolatoria, **l'adozione di una metodologia unica di analisi costi/benefici, facilmente utilizzabile dalle Stazioni Appaltanti e che comunque subordini l'inserimento nei bandi di gara dei soli investimenti sostenuti da un'analisi costi/benefici positiva;** ciò anche al fine di fornire contezza in merito alla remunerazione tariffaria degli investimenti presenti in gara.

Da ultimo, si segnala l'importanza della proposta avanzata da un gruppo di lavoro interassociativo (ANIGAS, ASSOGAS, UTILITALIA), cui ha partecipato anche il Ministero dello Sviluppo Economico, inerente alla definizione di una Prassi di Riferimento sulle competenze necessarie per l'espletamento delle funzioni di Commissario di Gara. Specifiche professionalità dei Commissari, accompagnate dall'adozione del criterio del sorteggio da un elenco sito presso l'ANAC (Autorità Nazionale Anticorruzione), sono ritenuti passaggi fondamentali per garantire la necessaria imparzialità e trasparenza delle procedure di gara.

³ Gli impianti di proprietà degli enti locali potrebbero essere, alternativamente, ceduti ai gestori, oppure restare in proprietà pubblica, con incasso della relativa remunerazione tariffaria.

Nella piena consapevolezza del contributo del gas naturale, domani anche di quello rinnovabile, **all’obiettivo della decarbonizzazione fissato al 2050**, si ritiene che il processo di gare possa offrire un disegno territoriale e di operatori maggiormente competitivo ed efficiente: negli ultimi mesi si è intensificato il dibattito tra i decisori istituzionali circa l’opportunità di una sincronizzazione della durata delle concessioni di distribuzione elettriche e del gas. Ciò, prima facie, potrebbe condurre ad estendere la durata attualmente prevista di 12 anni ad un valore circa doppio (la durata delle concessioni di distribuzione per l’energia elettrica è di 30 anni), ovvero a porre la scadenza in un intorno temporale sincrono rispetto al summenzionato obiettivo del 2050 per la decarbonizzazione. Una riflessione pare imporsi e comunque questa non può prescindere dalla necessità che le reti si mantengano in piena efficienza anche laddove ne fosse confermato un possibile *“phase out”*.

2. Gare d'ATEM: cosa le disciplina, perché realizzare, cosa ne ostacola l'avvio

Il sistema normativo vigente in Italia, in tema di servizio di distribuzione del gas naturale⁴, è stato riformato dal D.Lgs. n. 164 del 23.05.2000 (cd. Decreto Letta) che, in attuazione della Direttiva comunitaria 98/30/CE, ha fissato i principi cardine in base ai quali disciplinare il settore.

L'attività di distribuzione del gas, prima del Decreto Letta, avveniva infatti secondo modalità di gestione del servizio scelte dai Comuni. Nonostante la grande varietà di tipologie giuridiche possibili, l'intervento dell'Ente Locale assumeva tre principali forme:

- la gestione diretta in economia;
- l'affidamento diretto ad azienda partecipata;
- l'affidamento in concessione a terzi.

Tale prerogativa ha reso il settore estremamente frazionato, con una struttura dell'offerta articolata su numerosi operatori, caratterizzati da forme istituzionali di controllo assai differenti.

Il distributore operava anche nelle attività di acquisto, vendita e trasporto del gas, amministrando quindi nel complesso la propria rete fino alla fornitura al cliente finale.

Con la liberalizzazione del mercato, sancita dallo stesso Decreto 164/2000:

- l'attività di distribuzione gas è stata confermata attività di servizio pubblico;
- è stata prevista una separazione societaria tra importazione, distribuzione e vendita;
- è stato stabilito che, l'unica forma possibile di affidamento del servizio di distribuzione gas, fosse quella in concessione per dodici anni tramite gara.

Le concessioni in essere al momento del decreto avrebbero dovuto quindi scadere per forza di legge entro il 31.12.2005, con possibili proroghe fino al 2010⁵ o al 2012 in caso di affidamenti ottenuti attraverso procedure ad evidenza pubblica.

La normativa successiva al D.Lgs. 164/2000 ha inoltre stabilito che le procedure di gara si svolgessero a livello sovra-comunale con riguardo a 177 ambiti territoriali minimi (ATEM), selezionati in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi (D.L. 159/2007, Legge 99/09, D.M. 19 gennaio 2011, D.M. 18 ottobre 2011). La stessa ha delineato al contempo anche tempi e criteri sulla base dei quali svolgere le gare e quelli grazie ai quali valutare le offerte (D.M. 12 novembre 2011 n. 226, successivamente aggiornato con il D.M. 20 maggio 2015, n. 106)⁶.

⁴ Attività che, attraverso un sistema integrato di infrastrutture (cabine per il prelievo, impianti di riduzione della pressione, reti di distribuzione, punti di riconsegna), assicura il prelievo del gas dalla rete nazionale di trasporto per riconsegnarlo ai clienti finali (domestici o industriali). Il servizio di distribuzione del gas è un monopolio naturale, regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per gli aspetti tariffari e della qualità del servizio.

⁵ Tale periodo avrebbe potuto essere incrementato in misura non superiore a:

a) un anno nel caso in cui, almeno un anno prima dello scadere dei cinque anni, si fosse realizzata una fusione societaria che avesse consentito di servire un'utenza complessivamente non inferiore a due volte quella originariamente servita dalla maggiore delle società oggetto di fusione;

b) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), l'utenza servita non fosse risultata superiore a centomila clienti finali, o il gas naturale distribuito non avesse superato i cento milioni di metri cubi all'anno, ovvero l'impresa avesse operato in un ambito corrispondente almeno all'intero territorio provinciale;

c) due anni nel caso in cui, entro il termine di cui alla lettera a), il capitale privato avesse costituito almeno il 40% del capitale sociale.

⁶ In merito ai criteri di gara e alla valutazione delle offerte, il DM 226/2011 stabilisce gli obblighi informativi che i gestori uscenti devono fornire al Comune concedente e al gestore subentrante (informazioni tecniche, tariffarie e contrattuali, relative al personale), i provvedimenti applicativi del calcolo del valore di rimborso, il bando di gara tipo e il disciplinare tipo, le disposizioni per la verifica delle offerte anomale e gli oneri una tantum e annuali che il gestore deve riconoscere agli enti locali.

I termini per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti sono stati poi, fino ad oggi, più volte posticipati attraverso molteplici interventi⁷.

Ai predetti provvedimenti si sono affiancati, successivamente, negli anni, una serie ulteriore di leggi e di decreti che, uniti alle molteplici deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente (ARERA) sul tema, hanno creato una copiosa normativa a regolazione del comparto e del processo gare che, tuttavia, non ha agevolato ma di contro, forse, contribuito a ritardarne la partenza⁸. A settembre 2019, infatti, su 177 bandi di gara attesi, risultano censite da ARERA solo 18 procedure⁹, unicamente una gara è stata assegnata e quattro sono in significativo stato di avanzamento¹⁰.

Le motivazioni alla base di tali ritardi sono molteplici e rinvenibili, in primis, nelle criticità evidenziate dagli enti locali che si sono trovati, dall'entrata in vigore del Decreto Letta e del D.M. 226/2011, a dover sostenere onerosi compiti amministrativi e tecnici nella gestione delle gare. I Comuni sono chiamati, infatti, ad orientare i contenuti del bando, contribuendo alla determinazione del valore di rimborso spettante al gestore uscente e a realizzare una mappatura degli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento della rete presente sul proprio territorio. Nel momento poi in cui un Comune diventi capofila della gara d'ATEM, oltre ai compiti e alle prerogative proprie del singolo ente, spettano ad esso anche i doveri di Stazione Appaltante (bandire, gestire ed aggiudicare la gara in tutti i Comuni dell'ambito e fungere da controparte del contratto di servizio).

A tali complessità procedurali si aggiunge la criticità connessa alla valorizzazione delle reti di proprietà pubblica, in caso di cessione contestuale alle gare.

La normativa vigente, infatti, differenzia le casistiche di trasferimento a seconda che la cessione avvenga, in sede di gara, tra privati o da ente locale a gestore privato.

In presenza di alienazione di proprietà da parte degli enti locali, una FAQ del Ministero dello Sviluppo Economico prevede che l'ente locale riceva, come valore di rimborso, la *Regulatory Asset Base* (RAB), determinata in base al metodo del costo storico rivalutato: il valore attuale netto dei cespiti è calcolato a partire dal costo storico originario, rivalutato e degradato tenendo conto dell'età del cespite e detratti i contributi.

Una caratteristica legata alla RAB degli enti locali, ma anche a quella di molti gestori, è relativa al fatto che tale valore spesso è sottostimato rispetto a quello effettivo dell'impianto, con conseguenti difformità nei costi riconosciuti tra un operatore e un altro. Tale difformità, generalmente riscontrabile tra località tariffarie gestite da grandi gruppi societari (RAB più alte) e impianti degli enti locali o gestiti da differenti operatori (RAB più basse), sembra essere slegata dalla dotazione infrastrutturale e riconducibile pertanto alle differenti politiche di capitalizzazione degli *asset* portate avanti negli anni dagli operatori e dai Comuni (cfr. paragrafo 3). A ciò si aggiunga anche la previsione regolatoria secondo cui, nei casi nei quali non sia stato possibile per il gestore presentare la documentazione prevista dall'ARERA per la definizione

⁷ Legge 239/04, D.L. 273/05, Legge 22/07, D.M. 226/11, Legge 9/2014, Legge 116/2014, Legge 11/2015, Legge 21/2016.

⁸ D.L. 83/12; D.M. 15 febbraio 2013; D.L. 69/13; Legge 9/14; D.M. 6 giugno 2014; Delibera AEEGSI 367/2014/R/gas; Legge 116/14; Legge 11/15; D.M. luglio 2015; Legge 21/16; Legge 124/17; Delibera AEEGSI 905/2017/R/gas. Oltre alle predette norme e deliberazioni ARERA ha pubblicato, dal 2012 ad oggi, circa 40 atti volti a regolare la materia delle gare d'ambito.

⁹ Tale censimento è riconducibile al cruscotto "Bandi gara" dell'ARERA che riporta, al 16.09.2019, le informazioni inerenti agli esiti dell'analisi della documentazione di gara inviata dalle Stazioni Appaltanti di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, n. 226. Le informazioni contenute nel cruscotto sono aggiornate, di norma, con cadenza settimanale.

¹⁰ La gara relativa all'ATEM Torino 2 è l'unica al momento aggiudicata definitivamente ad Italgas. La gara relativa a Milano 1 è oggetto di ricorso da parte di 2iRete Gas.

della RAB, si attribuisce agli impianti una cosiddetta “RAB d’ufficio”, con remunerazione del capitale e ammortamenti calcolati sulla base della RAB valida nell’anno 2007-2008, decurtata del 10%. Questa situazione risulta molto frequente nei casi di proprietà pubblica dei cespiti e ne determina, pertanto, una diminuzione del valore.

Di conseguenza **le Amministrazioni Locali, richiedono una diversa valorizzazione delle proprie reti**, nonché il riconoscimento della quota relativa all’ammortamento dell’impianto di loro proprietà, quota ad oggi lasciata in capo ai gestori.

Oltre alle criticità rilevate dai Comuni, esistono comunque ulteriori barriere, segnalate dagli operatori di settore, che contribuiscono a rendere più complessa la partenza del processo delle gare d’ATEM e interrompono, conseguentemente, una riforma nata con lo scopo di rilanciare gli investimenti nel settore, razionalizzarlo, completare la metanizzazione del Mezzogiorno e favorire un incremento della concorrenzialità nel comparto.

Tra tali criticità è possibile menzionare:

- la scarsa fluidità del percorso di valutazione del valore di rimborso ai gestori uscenti da parte dell’ARERA;
- le asimmetrie informative esistenti tra gestore uscente e gestore nuovo entrante, che non risultano attenuate dai dati obbligatoriamente richiesti in sede di gara ai sensi del DM 226/2011;
- l’incertezza sui criteri utilizzati dall’Autorità per verificare la sostenibilità ed ammissibilità tariffaria degli investimenti di sviluppo offerti in fase di gara dagli operatori;
- l’inserimento nel bando di gara di investimenti non riconoscibili in tariffa e l’attribuzione ad essi di un punteggio tecnico ai fini dell’assegnazione della gara;
- l’indeterminatezza relativa agli investimenti richiesti in efficienza energetica;
- le tempistiche per la presentazione dell’offerta;
- le modalità di passaggio di consegna degli impianti a valle delle aggiudicazioni.

Alla luce di tali difficoltà, si sta rendendo concreta la necessità di introdurre dei correttivi al processo finora delineato, al fine di favorire il definitivo avvio della riforma.

Come ricordato in una segnalazione dell’Autorità Antitrust (AGCM) infatti, *“i notevoli benefici derivanti dalla concorrenza per il mercato rendono particolarmente grave la circostanza che, ad oggi, le disposizioni che prevedono l’effettuazione delle procedure competitive per la scelta del gestore dei servizi siano state di fatto disattese [...]”. A fronte di questo quadro estremamente negativo dal punto di vista concorrenziale per il settore, l’Autorità ritiene indispensabile che vengano ristabiliti alcuni vincoli e individuate nuove misure al fine di (a) introdurre chiari e corretti incentivi in capo a tutti i soggetti coinvolti (i gestori uscenti, gli enti locali, le stazioni appaltanti) a celebrare le gare; (b) eliminare ingiustificate barriere all’accesso alle gare e alla partecipazione alle stesse; (c) semplificare le procedure così da rendere più spedito l’assolvimento dei relativi compiti non solo da parte dei richiamati soggetti ma anche di quelli preposti ad effettuare i necessari controlli, prima fra tutti l’Autorità per l’Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico¹¹.”*

¹¹ Parere AGCM - AS1262 - Gare per il servizio di distribuzione del gas naturale previste dall’art. 14 del D.lgs n. 164/2000.

A tali considerazioni si aggiunga inoltre la non trascurabile possibilità, data dalle gare, di efficientamento e sviluppo della fitta rete di distribuzione del gas naturale che il nostro Paese detiene. Tale infrastruttura, seppur caratterizzata da una significativa longevità commerciale e regolatoria, permette ad oggi di garantire l'uso diffuso di una risorsa efficiente ed economica, nonché prontamente disponibile, come il gas per una vasta platea di utenti (anche per quelli a rischio di povertà energetica), minimizzando gli squilibri regionali e territoriali che hanno caratterizzato e che in parte ancora caratterizzano, l'accesso alle fonti energetiche.

3. La rete di distribuzione gas in Italia

L'attività di distribuzione in Italia è territorialmente molto diffusa e, conseguentemente, presenta notevole articolazione e complessità.

Nel 2017, come evidenziato dai dati dell'Autorità per l'Energia, è avvenuta per mezzo di 261.682 km di rete, il 57,5% in bassa pressione, il 41,8% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione. La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.640 km rispetto al 2016, essenzialmente sulla parte in media pressione e i tratti di rete non in funzione sono diminuiti divenendo marginali.

Il 58% delle reti (152.272 km) è collocato al Nord, il 23% al Centro (59.616 km) e il restante 19% (49.794 km) si trova al Sud e in Sicilia. I gestori possiedono l'84,2% delle reti. I Comuni, invece, il 10,8%¹².

Tav. 1 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2017

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE (Km)			QUOTA DI PROPRIETÀ* DELLE RETI		CANONE ANNUO (€/Km)
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE	
Piemonte	799	6.720	106,5	12.934,9	11.430,2	94,7%	4,8%	799
Valle d'Aosta	5	56	-	168,5	192,5	98,6%	0,8%	5
Lombardia	1.759	16.232	118,5	16.024,1	31.931,3	78,8%	15,5%	1.759
Trentino Alto Adige	224	19.670	192,7	2.123,1	2.099,5	90,0%	9,7%	224
Veneto	663	13.299	295,8	11.271,0	18.869,4	80,6%	18,8%	663
Friuli Venezia Giulia	127	1.500	5,4	2.271,5	5.221,2	65,4%	33,9%	127
Liguria	90	3.317	23,6	2.050,8	3.997,7	97,9%	1,8%	90
Emilia Romagna	537	7.716	221,9	17.576,6	13.144,9	70,4%	15,1%	537
Toscana	328	10.121	225,5	6.681,2	9.949,1	87,6%	12,3%	328
Umbria	184	1.990	101,2	1.969,9	3.381,7	57,7%	41,3%	184
Marche	130	2.339	15,3	4.635,5	4.762,2	48,5%	30,9%	130
Lazio	325	2.526	174,6	7.547,6	7.891,3	63,7%	36,2%	325
Abruzzo	212	2.099	3,7	4.896,3	5.098,9	69,0%	30,8%	212
Molise	95	515	0,8	1.124,9	1.156,5	71,0%	28,7%	95
Campania	340	5.742	34,2	4.848,1	8.382,1	79,1%	18,2%	340
Puglia	254	1.841	139,7	3.583,8	8.770,8	90,2%	9,6%	254
Basilicata	113	465	0,8	982,2	1.671,3	53,3%	46,1%	113
Calabria	248	877	36,2	3.687,7	3.577,2	89,6%	10,3%	248
Sicilia	218	1.867	69,8	5.011,1	8.999,6	93,0%	4,6%	218
ITALIA	6.651	98.892	1.766,2	109.388,8	150.527,4	84,2%	10,8%	6.651

Fonte: ARERA

Nel 2017, i soggetti operanti nel settore sono risultati 211, così articolati per classe dimensionale: 7 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 20 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 distributori medi, 105 piccoli e 57 piccolissimi.

I volumi complessivamente distribuiti sono aumentati tra il 2016 e il 2017 dell'1,6%, con evoluzioni diverse tra le classi di imprese: la crescita più elevata (6,5%) ha riguardato gli operatori medi.

Complessivamente, gli operatori attivi hanno distribuito 31,6 miliardi di m³ di gas a poco meno di 23,7 milioni di clienti finali. Il servizio è stato gestito attraverso 6.473 concessioni in 7.197 Comuni.

¹² Esistono soggetti, diversi dal distributore e dal Comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle percentuali può differire dal 100%.

Tav. 2 Attività dei distributori nel periodo 2011 - 2017

OPERATORI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	227	226	228	228	226	218	211
Molto grandi	9	8	7	8	8	8	7
Grandi	25	27	26	22	22	20	20
Medi	18	18	20	20	22	22	22
Piccoli	114	112	115	117	114	110	105
Piccolissimi	61	61	60	61	60	58	57
VOLUME DISTRIBUITO - M(m³)	34.296	33.912	34.242	29.469	31.183	31.078	31.568
Molto grandi	19.677	19.309	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967
Grandi	8.591	8.834	8.682	6.754	7.099	5.843	5.887
Medi	2.015	2.034	2.227	2.020	2.228	2.240	2.386
Piccoli	3.780	3.512	3.578	3.105	3.297	3.290	3.136
Piccolissimi	233	223	202	176	184	194	192

Fonte: ARERA

Tav. 3 Primi esercenti nella distribuzione di gas naturale nel 2017

POSIZIONE	ESERCENTE	PdR	Mkt SHARE
1	Italgas	6.442.853	27,2%
2	2i Rete Gas	3.867.340	16,3%
3	Unareti	1.215.640	5,1%
4	Inrete Distribuzione Energia	1.117.366	4,7%
5	Toscana Energia	792.286	3,3%
6	Ireti	715.980	3,0%
7	AcegasApsAmga	478.703	2,0%
8	2i Rete Gas Impianti	460.391	1,9%
9	Centria	373.863	1,6%
10	Ap Reti Gas	339.665	1,4%
11	Erogasmet	267.163	1,1%
12	Ld Reti	265.239	1,1%
13	Retipiù	207.459	0,9%
14	Adrigas	174.165	0,7%
15	Megareti	156.612	0,7%
16	Novareti	155.183	0,7%
17	Amg Energia	155.988	0,7%
18	Infrastrutture Distribuzione Gas	151.492	0,6%
19	G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.477	0,6%
20	Edma Reti Gas	146.536	0,6%
21	Acsm.Agam Reti Gas-Acqua	141.276	0,6%
22	Azienda Municipale del Gas	123.519	0,5%
23	As Retigas	120.422	0,5%
24	Società Impianti Metano	112.842	0,5%
25	Acam Gas	112.343	0,5%
-	Altri	5.444.197	23,0%
Totale		23.688.000	

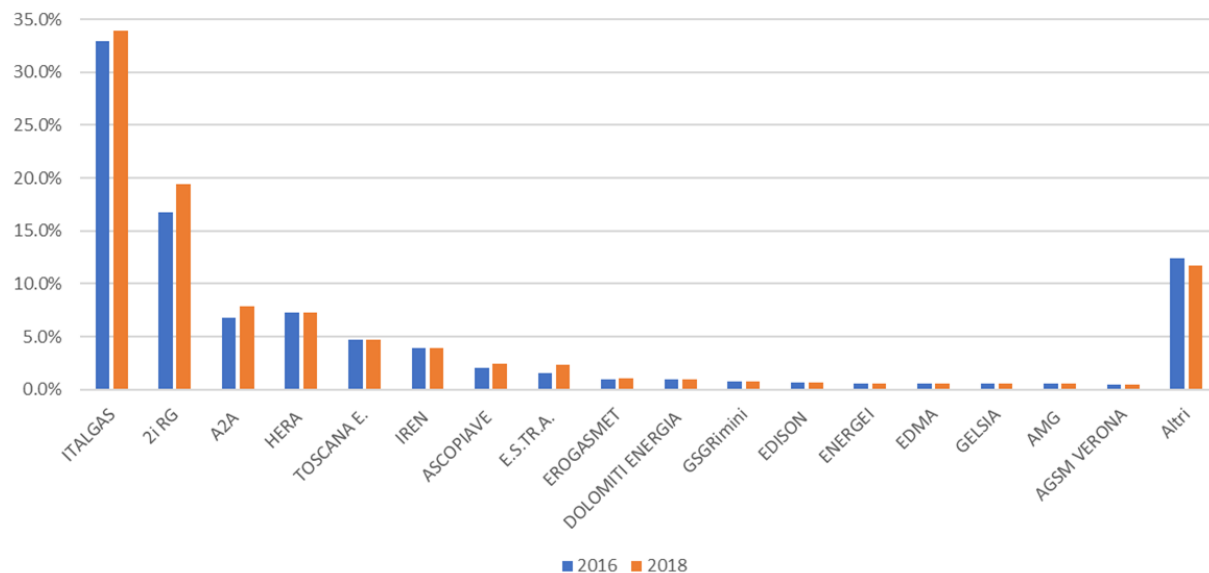
Fonte: ARERA

Il comparto appare piuttosto concentrato: il gruppo Italgas occupa la prima posizione in termini di PdR serviti, con una quota del 27,2% (30,5% tenuto conto di Toscana Energia). Il secondo gruppo, 2i Rete Gas, segue con una quota del 16,3%. **I primi due operatori del mercato servono quindi il 47% dei clienti; i primi cinque operatori poco meno del 60%.**

A ciò si aggiunge che negli ultimi due anni le quote di mercato dei principali operatori sono aumentate mentre è scesa la quota degli operatori di minori dimensioni. L'indice HHI, che

misura la concentrazione del mercato, è passato infatti dal 1510 a 1700, un incremento del 12%, sintomo di una riduzione di competitività a seguito delle numerose operazioni di M&A registrate¹³.

Fig. 1 Evoluzione quote di mercato



Fonte: REF – E su dati ARERA, MiSE, operatori

A livello d'ATEM, il quadro generale dei 177 ambiti è caratterizzato da soli 12 ATEM in cui la presenza del maggiore operatore è inferiore al 40%¹⁴.

La tendenza per il futuro, connessa all'effettivo svolgimento delle gare gas, dovrebbe confermarsi quella di un rafforzamento finanziario e industriale, a livello nazionale, per gli operatori di grandi dimensioni; aggregazioni e ricerca *partnership* per il superamento delle barriere finanziarie per gli operatori di medio piccole dimensioni; razionalizzazione delle società partecipate per gli enti locali.

Come evidenziato dalla maggior parte degli operatori del settore¹⁵, esistono, infatti, dei precisi fattori che consentono di formulare ipotesi attendibili sulla partecipazione ad una gara d'ATEM di una società, in funzione dei quali è possibile definire la creazione o il rafforzamento di una posizione di dominanza sul mercato. In particolare, il fatto di essere il gestore uscente in un numero significativo di concessioni comunali facenti parte dell'ATEM nel quale si svolge la gara, rappresenta un fattore cruciale nell'individuazione delle strategie delle società, sia in relazione alla decisione di concentrarsi sulle gare degli ATEM nei quali si dispone di una significativa presenza pregressa, sia con riguardo alla scelta di non concorrere negli ATEM ritenuti poco contendibili per via della presenza di un gestore uscente con una quota rilevante di PdR¹⁶.

¹³ Acquisizione Nedgia da parte di 2iRG e successivi impegni; creazione *utility* lombarda facente capo a A2A; espansione Italgas in Sud Italia; moderata espansione Iren.

¹⁴ Fonte: Cesisp, convegno 12 novembre 2018.

¹⁵ Osservazioni di ASSOGAS, ANIGAS e alcuni operatori riportate nell'istruttoria AGCM - C12044 - A2A/Linea Group Holding.

¹⁶ Importanza è attribuita anche alla barriera finanziaria in sé, alla possibilità di partecipare in Raggruppamenti Temporanei d'Impresa (RTI) e alle sinergie generate dalla presenza in ATEM vicini a quello in oggetto. Pesano inoltre fattori "istituzionali", quali l'incertezza sui tempi delle gare e su alcune modalità per il subentro nella gestione e per la successiva definizione delle tariffe da parte di ARERA.

4. I livelli della RAB e la dotazione infrastrutturale delle aziende di distribuzione del gas

La segmentazione degli operatori per classe dimensionale incrociata con le variabili osservate concernenti **parametri di efficienza e di qualità del servizio**, come si dimostrerà in seguito, **non consente di confermare** la supposta **esistenza** di una **relazione positiva** tra **dimensione dell'operatore** e **qualità ed efficienza**.

Partendo dagli indicatori di qualità del servizio e sicurezza delle reti (chiamate dei clienti al pronto intervento gas, dispersione delle reti e livello di copertura della protezione catodica¹⁷), si evidenzia l'assenza di una relazione monotona tra dimensione e valore dell'indicatore considerato.

Tav. 4 Numero di chiamate al Pronto Intervento dei principali esercenti nel 2017

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE	
		CASI	CASI OGNI 1,000 CLIENTI
Italgas Reti	6.442.853	95.468	14,82
2i Rete Gas	3.867.340	57.027	14,75
Unareti	1.215.640	15.127	12,44
Inrete Distribuzione Energia	1.117.366	16.601	14,86
Toscana Energia	792.286	12.588	15,89
Ireti	715.980	10.325	14,42
Gruppo ASSOGAS	693.156	9.272	13,38
AcegasApsAmga	478.703	3.904	8,16
2i Rete Gas Impianti	460.391	6.764	14,69
Centria	373.863	5.660	15,14
Ap Reti Gas	339.665	3.857	11,36
Ld Reti	265.239	4.510	17,00
Retipiù	207.459	4.145	19,98
Adrigas	174.165	1.997	11,47
Megareti	156.612	2.499	15,96
Novareti	156.183	834	5,34
Amg Energia	155.988	3.925	25,16
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.492	2.679	17,68
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.477	1.837	12,29
Edma Reti Gas	146.536	2.696	18,40
Acsn.Agam Reti Gas-Acqua	141.276	1.399	9,90
Azienda Municipale Del Gas	123.519	1.599	12,95
As Retigas	120.422	1.480	12,29
Acam Gas	112.343	1.455	12,95
TOTALE	18.557.954	267.648	14,42

Fonte: ARERA

¹⁷ Tecnica elettrochimica di salvaguardia dalla corrosione di strutture metalliche esposte a un ambiente elettrolitico (terreni, acqua marina, acqua dolce, sostanze chimiche, ecc.) che può essere aggressivo nei confronti del metallo.



Tav. 5. Individuazione di dispersioni nelle reti dei principali esercenti nel 2017 (lunghezza reti in km)

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	NUMERO DISPERSIONI				
		LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	56.133	26.634	838	0,01	37.359	0,67
Zi Rete Gas	58.238	40.065	536	0,01	18.521	0,32
Unareti	7.659	5.258	2.337	0,31	7.852	1,03
Inrete Distribuzione Energia	13.952	6.520	2.903	0,21	8.218	0,59
Gruppo ASSOGAS	11.284	9.383	309	0,03	2.996	0,27
Toscana Energia	7.857	3.074	191	0,02	4.655	0,59
Ireti	7.647	6.336	3.181	0,42	5.257	0,69
AcegasApsAmga	5.516	5.500	366	0,07	1.681	0,30
Zi Rete Gas Impianti	7.220	2.470	8	0,00	2.742	0,38
Centria	5.119	5.026	121	0,02	1.359	0,27
Ap Reti Gas	6.845	5.546	42	0,01	1.824	0,27
Ld Reti	3.297	2.925	113	0,03	1.398	0,42
Retipiù	1.784	1.781	1	0,00	1.483	0,83
Adrigas	2.737	856	10	0,00	589	0,22
Megareti	1.596	1.553	40	0,03	786	0,49
Novareti	2.369	2.356	10	0,00	263	0,11
Amg Energia	924	922	-	-	1.580	1,71
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.668	2.368	52	0,02	1.135	0,43
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.591	2.578	2	0,00	773	0,30
Edma Reti Gas	1.690	1.689	9	0,01	757	0,45
Acsm.Agam Reti Gas-Acqua	1.289	1.289	9	0,01	408	0,32
Azienda Municipale Del Gas	614	605	13	0,02	250	0,41
As Retigas	2.185	819	23	0,01	711	0,33
Acam Gas	1.178	574	51	0,04	374	0,32
TOTALE	212.392	136.127	11.165	0,05	102.971	0,49

Fonte: ARERA

Tav. 6 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei principali esercenti nel 2017

ESERCENTE	KILOMETRI RETI DI ACCIAIO	RETI DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	22.742	22.289	453	98%
Zi Rete Gas	27.696	27.696	-	100%
Gruppo ASSOGAS	7.450	7.432	18	100%
Unareti	2.604	2.588	16	99%
Inrete Distribuzione Energia	4.031	4.020	10	100%
Toscana Energia	3.497	3.475	22	99%
Ireti	3.025	2.983	42	100%
AcegasApsAmga	2.307	2.248	60	97%
Zi Rete Gas Impianti	2.990	2.990	-	100%
Centria	2.358	2.358	-	100%
Ap Reti Gas	4.277	4.277	-	100%
Ld Reti	1.953	1.944	8	100%
Retipiù	1.381	1.380	1	100%
Adrigas	1.272	1.272	-	100%
Megareti	774	763	11	99%
Novareti	1.440	1.440	-	100%
Amg Energia	13	13	-	100%
Infrastrutture Distribuzione Gas	574	574	1	100%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.771	1.771	-	100%
Edma Reti Gas	590	590	-	100%
Acsm.Agam Reti Gas-Acqua	964	964	-	100%
Azienda Municipale Del Gas	415	409	5	99%
As Retigas	941	941	-	100%
Acam Gas	743	680	63	92%
TOTALE	95.808	95.097	710	99%

Fonte: ARERA

I livelli di RAB delle località servite da reti di distribuzione di gas naturale, sono determinati sulla base di dati pubblicamente disponibili, relativi a¹⁸:

- distributore di riferimento;
- numero di punti di riconsegna (PdR);
- lunghezza di rete;
- componenti tariffarie a remunerazione del capitale investito di località per i servizi di distribuzione e misura (esprese in €/PdR);
- componenti tariffarie a copertura delle quote di ammortamento per i cespiti relativi ai servizi di distribuzione e misura (esprese in €/PdR);
- indicatori di prestazioni in termini di qualità e sicurezza.

Considerando la classe dimensionale dei distributori operanti nel Nord e Centro Italia¹⁹, i valori di RAB/PdR gestiti appaiono fortemente differenziati.

I distributori di minori dimensioni si attestano infatti in media su livelli inferiori di RAB/PdR; di contro alcuni dei principali gruppi industriali si attestano su valori sostanzialmente superiori rispetto alla media di 718 euro. Tali valori si confermano anche guardando la RAB al metro lineare.

Tav. 7 RAB distribuzione e classe dimensionale del distributore

DIMENSIONI DISTRIBUTORE/GRUPPO	NUMERO DISTRIBUTORI	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB/PdR (€)
Distributori con: # PdR < 100.000	85	784.262	1.274	616
Distributori con: 100.000 < # PdR < 200.000	10	770.835	1.282	601
Distributori con: 200.000 < # PdR < 500.000	3	413.097	714	579
Distributori ASSOGAS	22	530.834	927	573
Gruppo ASCO HOLDING	2	445.337	597	746
Gruppo IREN	5	590.870	754	784
Gruppo Toscana Energia	2	754.561	820	920
Gruppo HERA	1	1.171.321	1.682	696
Gruppo A2A	3	1.179.005	1.831	644
Gruppo F2i	8	1.788.921	2.580	693
Gruppo Italgas	4	3.911.441	4.730	827
TOTALE	145	12.340.484	17.191	718

Fonte: DFC Economics su dati ARERA, MISE

¹⁸ $RAB_{DIS} = (tDISrem_{2017}) * \#PdR_{2015} / WACC(DIS)_{2017}$

$RAB_{MIS} = (tMISrem_{2017}) * \#PdR_{2015} / WACC(MIS)_{2017}$

Dove:

$\#PdR_{2015}$ è il numero di PdR di località al 31/12/2015;

$WACC(dis)$ è il valore del WACC per il servizio di distribuzione valido per l'anno 2017;

$WACC(mis)$ è il valore del WACC per il servizio misura valido per l'anno 2017.

¹⁹ L'analisi riguarda i soli distributori di gas, le località tariffarie e la numerosità dei PdR del Centro-Nord Italia. Ciò al fine di limitare l'impatto sul livello delle RAB dei contributi pubblici ricevuti. Tale livello, nel corso dei decenni passati, è infatti stato disomogeneo: i contributi pubblici per la metanizzazione ricevuti dalle regioni del Sud Italia risultano sostanzialmente maggiori di quelli ricevuti dalle altre Regioni.

DIMENSIONI DISTRIBUTORE/GRUPPO	NUMERO DISTRIBUTORI	RAB (€/000)	LUNGHEZZA RETE (Km)	RAB/m (€)
Distributori con: # PdR < 100.000	85	784.262	18.708	42
Distributori con: 100.000 < # PdR < 200.000	10	770.835	16.906	46
Distributori con: 200.000 < # PdR < 500.000	3	413.097	8.137	51
Distributori ASSOGAS	22	530.834	14.449	37
Gruppo ASCO HOLDING	2	445.337	10.215	44
Gruppo IREN	5	590.870	7.810	76
Gruppo Toscana Energia	2	754.561	7.683	98
Gruppo HERA	1	1.171.321	20.170	58
Gruppo A2A	3	1.179.005	13.592	87
Gruppo F2i	8	1.788.921	38.865	46
Gruppo Italgas	4	3.911.441	38.135	103
TOTALE	145	12.340.484	194.670	63

Fonte: DFC Economics su dati ARERA, MiSE

Tav. 8 RAB misura e classe dimensionale del distributore

DIMENSIONI DISTRIBUTORE/GRUPPO	NUMERO DISTRIBUTORI	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB/PdR (€)
Distributori con: # PdR < 100.000	85	61.856	1.274	49
Distributori con: 100.000 < # PdR < 200.000	10	66.020	1.282	51
Distributori con: 200.000 < # PdR < 500.000	3	49.964	714	70
Distributori ASSOGAS	22	40.402	927	44
Gruppo ASCO HOLDING	2	35.323	597	59
Gruppo IREN	5	45.891	754	61
Gruppo Toscana Energia	2	61.743	820	75
Gruppo HERA	1	100.935	1.682	60
Gruppo A2A	3	151.132	1.831	83
Gruppo F2i	8	204.442	2.580	79
Gruppo Italgas	4	477.454	4.730	101
TOTALE	145	1.295.162	17.191	75

Fonte: DFC Economics su dati ARERA, MiSE

Anche a livello di densità medie comparabili e di singole regioni, i gruppi societari di maggiori dimensioni registrano valori di RAB/PdR e RAB/metro generalmente più elevati rispetto ai distributori di piccole e medie dimensioni. A titolo di esempio: per densità simili la RAB relativa al servizio di distribuzione al metro per il gruppo Italgas è pari a 103 €, quella del gruppo delle aziende associate ad ASSOGAS a 37 €.

Analogamente, a fronte di RAB differenziate, si rilevano valori di vetustà²⁰ degli impianti (almeno ai fini tariffari di determinazione della RAB) assai omogenei.

²⁰ La vetustà media di ogni impianto di distribuzione e misura è stata determinata secondo la metodologia di seguito descritta: per ogni località, Vetustà Media Impianti= $[1 - \text{RAB}/(\text{AMA} \times \text{X})] \times \text{X}$

Dove:

RAB = Componente tariffaria a remunerazione del capitale investito / WACC

AMA = Componente tariffaria a copertura delle quote di ammortamento

X = vita utile regolatoria media dell'impianto

La vita utile regolatoria media dell'impianto è stata determinata come media ponderata delle vite utili regolatorie (si veda RTDG 2014-2019) considerando il peso delle IML di ogni classe di cespiti sul totale delle IML relative all'impianto. Il dato relativo al peso delle IML appartenenti

Tav. 9 RAB distribuzione e vetustà media degli impianti

DIMENSIONI DISTRIBUTORE/GRUPPO	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB/PdR (€)	RAB/m (€)	STIMA VETUSTA' MEDIA IMPIANTO (anni)
Distributori con: # PdR < 100.000	784.262	1.274	616	42	22
Distributori con: 100.000 < # PdR < 200.000	770.835	1.282	601	46	24
Distributori con: 200.000 < # PdR < 500.000	413.097	714	579	51	22
Distributori ASSOGAS	530.834	927	573	37	23
Gruppo ASCO HOLDING	445.337	597	746	44	20
Gruppo IREN	590.870	754	784	76	20
Gruppo Toscana Energia	754.561	820	920	98	20
Gruppo HERA	1.171.321	1.682	696	58	21
Gruppo A2A	1.179.005	1.831	644	87	23
Gruppo F2i	1.788.921	2.580	693	46	23
Gruppo Italgas	3.911.441	4.730	827	103	22
TOTALE	12.340.484	17.191	718	63	22

Fonte: DFC Economics su dati ARERA, MiSE

Tav. 10 RAB misura e vetustà media degli impianti

DIMENSIONI DISTRIBUTORE/GRUPPO	RAB (€/000)	PdR (#/000)	RAB/PdR (€)	STIMA VETUSTA' MEDIA IMPIANTO (anni)
Distributori con: # PdR < 100.000	61.856	1.274	49	7,7
Distributori con: 100.000 < # PdR < 200.000	66.020	1.282	51	7,1
Distributori con: 200.000 < # PdR < 500.000	49.964	714	70	6,3
Distributori ASSOGAS	40.402	927	44	7,4
Gruppo ASCO HOLDING	35.323	597	59	7,1
Gruppo IREN	45.891	754	61	7,3
Gruppo Toscana Energia	61.743	820	75	6,2
Gruppo HERA	100.935	1.682	60	6,4
Gruppo A2A	151.132	1.831	83	6,7
Gruppo F2i	204.442	2.580	79	6,5
Gruppo Italgas	477.454	4.730	101	6,1
TOTALE	1.295.162	17.191	75	6,1

Fonte: DFC Economics su dati ARERA, MiSE

Dalle predette evidenze si evince come:

- La RAB sia un valore discontinuo derivante da un sistema di contabilizzazione dei costi relativi agli impianti che ha seguito, negli anni, logiche fortemente diversificate; inoltre nell'attuale sistema la RAB, derivando dai costi storici, è frutto di diverse logiche di capitalizzazione dei costi, nonché di politiche di approvvigionamento, gestione delle "commesse", allocazione di costi indiretti adottati nel tempo dai singoli operatori; tutti fattori soggettivi che rendono disomogenei i dati di partenza (costi storici), sia le RAB;
- Tale valore, sia nelle modalità di calcolo, sia nelle consistenze economiche, differisce dal Valore Industriale Residuo (VIR) degli impianti.
 - Il VIR rappresenta, infatti, il valore di ricostruzione a nuovo degli impianti oggetto della gara di ambito definito dai contratti in essere. Costituisce l'indennizzo spettante al gestore uscente ed è calcolato nel rispetto di quanto

ad ogni classe di cespiti rispetto al totale delle IML è stato derivato dalla Tabella 3 dell'Allegato A alla Determinazione 8 giugno 2018 n. 6/2018, ARERA.

contenuto nei contratti e, laddove i contratti non lo dicano, secondo quanto previsto dalle Linee Guida del Ministero dello Sviluppo Economico²¹.

- La RAB è basata sui costi contabilizzati dai singoli gestori e risulta significativamente influenzata, come già accennato in precedenza, dalle diverse politiche gestionali e di bilancio perseguite nel corso degli anni.

È quindi il valore del VIR, certamente più oggettivo e soprattutto omogeneo in presenza di una chiara metodologia per la sua determinazione, il riferimento che, nel caso di cessione delle reti tra privati, la normativa vigente considera per determinare il rimborso al gestore uscente.

Ogni volta che la differenza fra il VIR e la “RAB” risulta superiore al 10%, l’Autorità per l’Energia si esprime inoltre ai fini di un giudizio sul VIR: questa situazione non è infrequente, in quanto i due elementi posti a confronto partono da presupposti del tutto differenti e sono quindi molto dissimili.

Per questo, sulla base di tali fondate diversità, è stata approvata dall’ARERA la **cosiddetta regolazione tariffaria asimmetrica** secondo cui:

- Nel caso in cui vinca la gara un gestore nuovo entrante, il valore della RAB degli impianti acquisiti sia allineato al VIR;
- Nel caso in cui un gestore abbia vinto una gara nei Comuni in cui era già presente (quindi, non abbia versato alcun importo), la tariffa continui ad essere determinata in base alla RAB preesistente fino alla fine del periodo concessorio; allo scadere del 12° anno di gestione
 - il gestore avrà diritto ad una rivalutazione della sua RAB al VIR se si sarà riconfermato con la nuova gara;
 - ad essere indennizzato col VIR in caso di uscita.

Attraverso tale regolazione l’Autorità ha voluto garantire una maggiore competitività nelle gare attenuando la posizione di vantaggio intrinseca degli attuali “*incumbent*” nell’ATEM e contenendo al contempo l’impatto del VIR sui consumatori finali²².

Per le ragioni su-elencate, **la RAB non è un elemento sostitutivo del valore di mercato (da sempre rappresentato dal VIR), ma è una mera rappresentazione del valore dei beni ai fini tariffari.**

²¹ “Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale” del 7 aprile 2014, approvate con Decreto Ministeriale 22 maggio 2014.

²² Delibera 367/2014/R/Gas.

5. Le proposte ASSOGAS

Come si evince dai dati precedentemente esposti, l'Italia può vantare una rete gas ampiamente affidabile, grazie ad investimenti e miglioramenti condotti nell'arco di 70 anni, che hanno visto l'impiego delle tecnologie più avanzate.

La rete del gas italiana, per la sua alta efficienza e diffusione, **è un patrimonio al servizio di tutto il Paese** che necessita di essere salvaguardato anche per il futuro. Le gare d'ambito costituiscono un ottimo volano per la realizzazione di **nuovi investimenti volti a mantenere e migliorare l'efficienza, continuando a garantire gli attuali elevati livelli di sicurezza**, aumentando eventualmente il grado di metanizzazione in zone in cui tale intervento risultasse positivo in termini "costi/benefici". Tali interventi, **stimabili ragionevolmente in circa 2 miliardi di euro**²³, ed immediatamente cantierabili una volta aggiudicata ogni singola gara, risulterebbero senz'altro utili alla creazione di "PIL", in un momento di rallentamento dell'economia italiana.

Partendo da tali considerazioni, **è essenziale che si arrivi, in tempi ragionevoli ad una partenza del processo di gare**, troppo a lungo procrastinato. Per farlo potrebbero essere opportune alcune modifiche correttive volte, auspicabilmente, a mitigare le distorsioni finora emerse, semplificando al contempo lo svolgimento della competizione.

Si elencano di seguito, in ottica propositiva, alcune possibili linee di intervento:

- a. **Al fine di promuovere procedure di gara trasparenti**, sarebbe in primis necessaria la definizione di una metodologia unica di comparazione tra costi e benefici, utilizzabile per la valutazione degli investimenti da inserire nei bandi di gara. Tale metodologia chiara e standardizzata per tutti gli operatori e facilmente usufruibile per le Stazioni Appaltanti, dovrebbe garantire piena trasparenza delle procedure applicate e certezza regolatoria agli esercenti nella pianificazione dei futuri investimenti. Fondamentale, inoltre, sarebbe che **solo gli investimenti che abbiano ottenuto il benessere dall'analisi costi/benefici possano essere inseriti nel bando di gara e, quindi, essere oggetto di remunerazione tariffaria**. Su questi temi, si ritiene auspicabile che possa svilupparsi un confronto tra Associazioni di categoria rappresentative degli esercenti il servizio di distribuzione, rappresentanti degli enti locali e istituzioni, anche nell'ambito della vigente cabina di regia sulle gare gas.
- b. Sarà anche importante che le gare possano essere valutate da una commissione, scelta tramite sorteggio (quindi con criterio casuale e imparziale); in tale commissione dovranno essere rappresentate competenze multidisciplinari e i membri giudicanti dovranno avere una comprovata esperienza nel campo della distribuzione gas. Soltanto grazie ad un approfondimento e ad una valutazione da parte di un qualificato organismo tecnico potrà essere infatti garantito il buon esito delle gare e il corretto funzionamento della concorrenza. Proprio per assolvere tale esigenza, ha operato un gruppo di lavoro, coordinato dal CIG²⁴ con la partecipazione del MiSE e dei rappresentanti delle associazioni di categoria del settore (ASSOGAS, ANIGAS, UTILITALIA) che ha provveduto alla stesura di una proposta di prassi di riferimento inerente alle competenze dei Commissari per le gare d'ATEM. Si confida pertanto che un celere completamento dell'iter approvativo di tale proposta, attraverso lo stesso CIG e l'UNI, possa costituire

²³ Si stima che le gare possano portare a degli investimenti di almeno 45 €/PdR nei primi due anni successivi alle gare.

²⁴ Ente federato dell'UNI preposto al settore del gas naturale, è generalmente riconosciuto quale sede di elaborazione della normazione tecnica nel medesimo settore (la cui emanazione spetta ad UNI) e delle prassi di riferimento.

un utile contributo sulla base del quale, date le peculiarità del settore gas, selezionare professionisti adeguatamente qualificati per il giudizio sulle gare, ricorrendo peraltro alle metodologie di selezione trasparenti dei Commissari indicate recentemente dall'ANAC.

- c. Ulteriore intervento auspicabile è quello di un **allineamento del periodo concessorio della distribuzione elettrica e gas**, anche in considerazione dei rilevanti investimenti, caratterizzati da tempi di ritorno non così brevi, che i gestori del servizio di distribuzione dovranno realizzare. Tale sincronizzazione risulterebbe anche funzionale al processo di decarbonizzazione che identifica nel 2050 il *phasing out* dal gas fossile.
- d. Infine, sarà importante individuare una soluzione tale da consentire il superamento di una delle difficoltà fino ad oggi più ostative alla partenza delle gare ovvero **lo scarso interesse degli Enti Locali, in veste di enti concedenti, ad avviare il processo**. In tale ottica, unitamente all'esigenza di individuare un approccio che miri ad **eliminare le aree di discrezionalità interpretative ed a snellire le tempistiche anche di approvazione da parte di ARERA**, si ritiene opportuno presentare, tenuto conto delle esperienze maturate in questi anni, una proposta finalizzata alla definizione di **un VIR calcolato sulla base delle Linee Guida**. Queste, ai sensi della deliberazione 532/2012, andrebbero basate su:
 - i. Definizione del valore di rimborso: utilizzo esclusivo dell'Allegato tecnico del DM 22/05/2014 (Linee Guida) per la valorizzazione dei prezzi, dei coefficienti dei degni e del calcolo dei contributi;
 - ii. Salvaguardia delle previsioni contrattuali: solo per le vite utili ivi presenti, purché non superiori a 60 anni per tubazioni ed allacciamenti; per i misuratori (tutti) la vite utile si attesta, comunque, a 15 anni;
 - iii. Prescrizione per scavi e ripristini: in caso di assenza del Regolamento, riconoscimento delle prescrizioni imposte dai Comuni per la realizzazione degli scavi e dei ripristini, purché supportate da idonea documentazione di almeno 5 anni ovvero attraverso certificazione da parte dell'ente locale.²⁵

Tale VIR calcolato con le Linee Guida "evolutive", dovrebbe comportare un elevato grado di standardizzazione, facilitando il compito dei soggetti coinvolti. Avvalendosi inoltre, ai fini del riconoscimento tariffario, della metodologia attualmente prevista dall'Allegato A della delibera 905/2017/R/gas²⁶, il VIR dovrebbe essere ritenuto idoneo dall'ARERA, con indubbio vantaggio per i tempi del processo di predisposizione delle gare.

Applicando tale metodologia si stima che la valorizzazione delle reti dei Comuni a VIR ammonterebbe a circa 3,7 miliardi di euro.²⁷

Ulteriore proposta riguarda il riconoscimento ai Comuni della quota di ammortamento sugli impianti, attualmente incassata (e tenuta) dai gestori.

Questa proposta nel complesso consentirebbe:

²⁵ La normativa non prevede l'obbligo, per i Comuni, di approvazione di un Regolamento per gli scavi e ripristini, ma lo prevede solo per prescrizioni. Diversamente, sia ARERA che MiSE ritengono vincolante l'utilizzo di sezioni di ripristino diverse da quelle delle Linee Guida solo se supportate dal Regolamento.

²⁶ Con l'attestazione quindi da parte dell'ente locale di applicazione delle Linee Guida così come sopra caratterizzate.

²⁷ Contro 2,8 miliardi se valorizzata a RAB (Fonte REF -E).

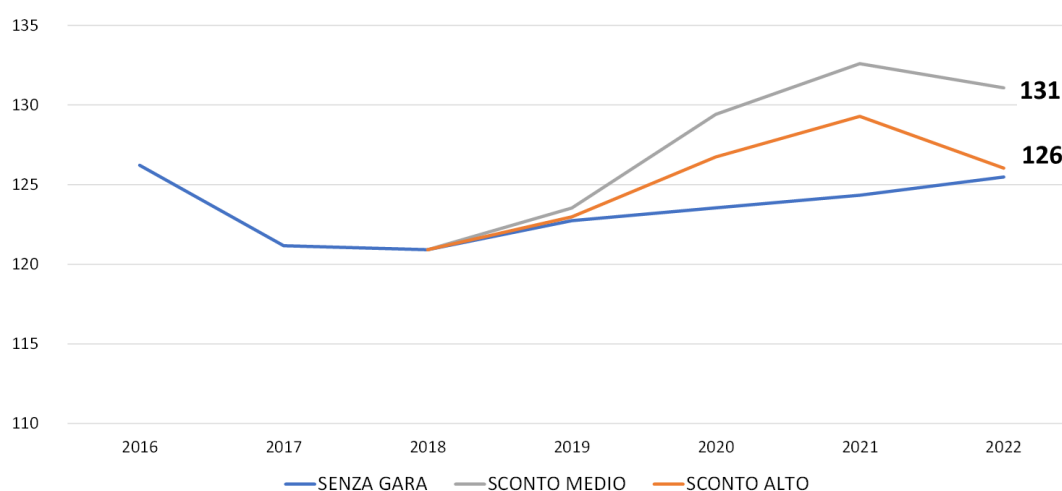
- un alleggerimento dal contenzioso tra gestore uscente ed ente locale concedente che rappresenta gli interessi dei clienti finali e della futura impresa aggiudicataria della gara;
- l'abbreviazione dei tempi per la preparazione della gara, anche attraverso una chiara definizione delle informazioni rese disponibili dai gestori e dalla/alla Stazione Appaltante;
- l'aumento della trasparenza e un'omogeneità di applicazione, pur tenendo conto delle specificità locali importanti;
- una ragionevole certezza alle imprese uscenti sul valore di rimborso;
- motivazione agli enti locali nell'avviare il processo di gara.

L'impatto tariffario che ne conseguirebbe, calcolato dalla società di consulenza REF-E, applicando le regole oggi utilizzate dall'Autorità di regolazione a uno scenario di realizzazione di tutte le gare d'ATEM nei prossimi anni, sarebbe contenuto: **a regime si stima infatti un incremento pari al 5% delle tariffe medie di distribuzione, quasi neutralizzato immaginando che la competizione nelle gare porti a sconti delta RAB/VIR medi del 30%** (l'aumento di spesa per i clienti ammonterebbe in tal caso a 6 € annui).

A parità di altre condizioni, l'impatto delle gare sui prezzi finali del gas sarebbe inferiore all'1%. Oggi il peso della distribuzione sul prezzo finale del gas per un consumatore domestico è pari al 12%; a valle delle gare aumenterebbe, quindi, solo marginalmente e si porterebbe al 13%.

A ciò si aggiunga che l'incremento sulle tariffe simulato da REF – E potrebbe scendere. L'esercizio infatti ipotizza che tutte le gare vengano effettuate nel periodo 2019-2021, con una concentrazione dell'impatto tariffario nel 2022. Se le gare, di contro, si svolgessero in un periodo più lungo (come è ragionevole ipotizzare) l'aumento dei costi di capitale sarebbe spalmato su più anni e gli effetti di ammortamento ne ridurrebbero la portata. Inoltre, è molto probabile che non tutti i Comuni decidano di vendere le porzioni di rete in loro possesso in occasione delle gare.

Fig 2. Impatto sulle tariffe medie di distribuzione (€/PDR)



* Sconto medio: 30%; sconto alto 50%

Fonte: REF – E su dati ARERA, MiSE

La realizzazione del processo gare si conferma quindi, a quasi vent'anni dalla riforma Letta e a fronte di alcune revisioni, **portatrice di potenziali vantaggi per tutti gli *stakeholder* coinvolti: dagli operatori, agli enti locali, ai cittadini** che beneficerebbero di un'attività di distribuzione gas più efficiente, capillare e moderna e di maggiori servizi offerti dalle amministrazioni comunali, derivanti dagli introiti legati alla valorizzazione delle reti da loro cedute.

La tempestività nella realizzazione del processo è tuttavia una variabile chiave per determinare un confermarsi di queste previsioni.