

## **DISEGNO DI LEGGE ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA 2022**

**Proposta associativa per la definizione di una razionalizzazione del comparto della distribuzione gas coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050**

**Milano, 19 settembre 2023**

## **Chi è Assogas**

*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 56 aziende che svolgono attività prevalentemente nel settore energetico del gas naturale, sia nel segmento della distribuzione (29 aziende) che in quello della vendita ai clienti finali (22 aziende).*

*L'eterogeneità delle aziende associate, principalmente private, ed il loro radicamento sul territorio nazionale consentono ad ASSOGAS l'espressione di posizioni efficaci e coerenti che sintetizzano le aspettative di un'ampia gamma di operatori.*

## **1. Il ruolo del gas nel processo di decarbonizzazione**

Il gas gioca un ruolo importante nel mix energetico attuale, arrivando a coprire, secondo l'International Energy Agency (IEA), circa  $\frac{1}{4}$  dei consumi energetici mondiali. Mentre, in termini di emissioni, il gas è responsabile di circa il 23% delle emissioni di CO<sub>2</sub> da fuel combustion mondiali a fronte del 32% circa del petrolio e del 45% del carbone, rappresentando, tra le fonti tradizionali, quella a minor impatto emissivo.

In Europa le prospettive dei consumi gas tendono alla riduzione già nel breve e medio termine per effetto, non solo delle ambiziose politiche di taglio delle emissioni, così come definite dal Fit for 55, ma anche della necessità di ridurre la dipendenza dall'import di gas dalla Russia (RePowerEU). Il momento storico, infatti, ci impone di coniugare sicurezza energetica e contrasto al cambiamento climatico, con la inevitabile necessità di adottare un **approccio neutrale rispetto alle possibili tecnologie e fonti per la decarbonizzazione**.

Idrogeno e biogas/biometano rientrano tra le soluzioni in grado di favorire il processo di decarbonizzazione riducendo, al contempo, la dipendenza dal gas naturale. Ad oggi entrambi coprono una quota marginale dei consumi energetici finali, presentando ancora limiti in termini di competitività, dimensione e disponibilità delle risorse/feedstock.

In Europa una forte spinta all'idrogeno verde è arrivata dal REPowerEU, che ha quasi triplicato gli obiettivi al 2030. Tali target, per quanto potenzialmente realizzabili, ad oggi appaiono ambiziosi, anche alla luce della massiva capacità di rinnovabili necessaria, del forte potenziamento degli elettrolizzatori e degli ingenti investimenti richiesti.

Sul fronte del biometano da miscelare al gas naturale nel sistema di trasporto e distribuzione, se da un lato persistono alcune problematiche relative ai costi e alla sostenibilità della catena produttiva, dall'altro è indubbio il vantaggio ambientale. In Europa, in base a quanto stabilito nel REPowerEU, il target di produzione di biometano è pari a 35 Gmc già al 2030 (12 volte il livello del 2021), raddoppiando di fatto l'obiettivo stabilito nel Fit for 55.

Il GNL, infine, insieme al contributo dei biocarburanti, può ridurre la dipendenza dal petrolio soprattutto nel settore dei trasporti pesanti, principalmente nel segmento marittimo dove risulta scarsamente competitiva la sua sostituzione.

**La diffusione delle rinnovabili e la progressiva elettrificazione dei processi necessitano, nel medio termine, di una fonte programmabile a supporto, come il gas, che stabilizzi il sistema elettrico e garantisca la disponibilità di energia su base continua.**

È possibile, con un adeguato mix, disaccoppiare crescita economica e trend emissivi e, quindi, vincere la grande sfida energetica per disegnare un futuro sostenibile dal punto di vista ambientale, economico e sociale.

La transizione verso un sistema di generazione elettrica, caratterizzato da percentuali sempre più elevate di fonti rinnovabili, richiede lo sviluppo in parallelo di sistemi secondari di bilanciamento della rete, in grado di assicurare la continuità delle attività produttive, lo sviluppo economico ed il mantenimento dei livelli occupazionali. Lo scenario ottimale prevede una combinazione di stoccaggi, avvalendosi delle diverse tecnologie disponibili, carburanti a ridotte emissioni quali idrogeno, biocarburanti e biometano, e centrali a gas con cattura delle emissioni. L'integrazione di queste soluzioni, tra loro complementari, non solo riduce i costi totali della decarbonizzazione del sistema elettrico, come da più parti dimostrato, ma contribuisce ad assicurare quella sicurezza energetica per troppi anni trascurata e che come, occorso nel 2022, ha provocato conseguenze molto pesanti sull'economia.

## 2. Innovare le reti di distribuzione gas in Italia

Vale la pena ricordare come, tutt'oggi, il gas naturale copra circa il 40% dei consumi di energia primaria italiani e il 44% della generazione elettrica e come risulti ancora preponderante nel settore residenziale per riscaldamento e acqua calda sanitaria, nonché in quello industriale dove i consumi di gas sono incompressibili in diversi processi (chimico, siderurgico e cartario).

I distributori del gas svolgono, pertanto, un ruolo cruciale per il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza energetica, diversificazione di approvvigionamenti e decarbonizzazione dei consumi. Un ruolo che, all'indomani dello scoppio della guerra alle porte dell'Europa, è stato rimarcato nel RepowerEU. Il documento della Commissione Europea, infatti, indica il biometano e l'idrogeno come fonti destinate a concorrere alla sostituzione di circa il 50% del gas dell'Unione europea – che importava dalla Russia 155 Gmc nel 2021 – e ha pertanto sottolineato il ruolo chiave delle reti di distribuzione del gas.

Tale strategia può contare su una rete capillare nazionale in grado di favorire la progressiva sostituzione del gas di origine fossile e il raggiungimento della neutralità climatica al 2050. La caratteristica della capillarità rende queste reti non solo un driver per la distribuzione, ma anche e soprattutto di raccolta dei gas. In Italia la distribuzione gas presente capillarmente sul territorio serve 24 milioni di clienti, trasporta quasi 30.000 Mm<sup>3</sup>, si estende per circa 266.000 Km (fonte ARERA).

**Non si possono centrare gli obiettivi della decarbonizzazione senza passare dal gas.** Tra le principali fonti del mix energetico globale, i gas rinnovabili (insieme alle reti di distribuzione) avranno un ruolo coprotagonista nel processo di transizione energetica, oltre ad essere indispensabili per garantire la sicurezza energetica dei sistemi nazionali.

Il nostro comparto se da un lato deve essere in grado di accogliere agevolmente e distribuire in sicurezza gas rinnovabili come **biometano, idrogeno e metano sintetico** e di centrare i target di transizione ecologica verso un'economica a impatto zero, dall'altro deve aumentare la diversificazione delle fonti a costi competitivi. Accanto, quindi, agli obiettivi di decarbonizzazione è fondamentale garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività delle forniture e dell'industria.

**Alla luce di tali obiettivi, l'infrastruttura del gas dovrà, in tempi mediamente brevi, necessariamente assumere nuove connotazioni, visto l'obbligo di lavorare in condizioni decisamente diverse rispetto a quelle vissute negli ultimi decenni.**

Per accompagnare questo processo è imprescindibile aumentare l'efficienza e la qualità del servizio in un ambito che storicamente sconta una forte frammentazione della gestione. **Serve, pertanto, una forte spinta tecnologica, supportata da maggiori investimenti.**

Vista la complessità del contesto appena descritto, appare assai evidente e necessaria una riflessione politica, legislativa, regolatoria ed industriale sull'imminente futuro ruolo della distribuzione gas: una pianificazione risulta imprescindibile se si vogliono raggiungere ambiziosi obiettivi ambientali. Non farlo, espone al rischio di costi inefficienti per i consumatori, investimenti rinviati o non ammortizzati, a seconda delle ipotesi, per i distributori, e comunque alla permanenza di un disegno ed assetto del mercato non coerente con il processo di decarbonizzazione già in corso.

### 3. Le gare gas in Italia: potenzialità e limiti

Come noto, il d.lgs. 164/2000, che ha fissato i principi cardine in base ai quali disciplinare il settore gas in Italia, ha previsto per il comparto della distribuzione l'obbligo di affidamento del servizio per dodici anni e tramite gara.

Negli anni, si è succeduta sul tema una copiosa normativa e regolazione del comparto e del processo gare che, tuttavia, non ha agevolato, ma di contro, forse, contribuito a ritardarne la partenza.

Attualmente, infatti, su 177 bandi di gara attesi (diventati 172), secondo una recente pubblicazione dell'Istituto Bruno Leoni, sono state bandite 31 gare e di queste, solo sette si sono concluse, di cui tre effettivamente assegnate (salvo ulteriori ricorsi). La tabella sottostante mostra una sintesi dello stato di (non) avanzamento delle gare:

**TABELLA 2. STATO DI AVANZAMENTO DELLE GARE (AGGIORNATO AL 30 SETTEMBRE 2022)**

STATO AVANZAMENTO	Atem	Pdr (migliaia) [2012]	Popolazione (2010)	Lunghezza rete (km) [2012]	Pdr / popolazione [2012]	Pdr / km tubo [2012]
<b>GARE CONCLUSE CON NUOVA GESTIONE AVVIATA</b>	Torino 2	188.021	451.903	1.743	0,42	107,87
	Valle d'Aosta	19.976	128.230	362	0,16	55,18
	Milano 1	837.256	1.582.013	2.734	0,53	306,24
<b>GARE AGGIUDICATE</b>	Torino 1	566.456	1.121.712	1.978	0,50	286,38
	Napoli 1	390.412	1.246.474	1.642	0,31	237,77
	Udine 2	90.731	198.005	1.191	0,46	76,18
	Belluno	45.406	205.613	981	0,22	46,29
<b>TOT</b>	<b>7</b>	<b>2.138.258</b>				
<b>GARE TERMINATE</b>	La Spezia	111.042	228.570	1.425	0,49	77,92
<b>TOT</b>	<b>1</b>	<b>111.042</b>				
<b>GARE IN CORSO</b>	Rimini	193.315	386.489	2.934	0,50	65,89
	Biella	66.476	185.017	1.178	0,36	56,43
<b>TOT</b>	<b>2</b>	<b>259.791</b>				
<b>MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA</b>	Varese 2	112.279	239.372	1.384	0,47	81,13
	Vicenza 3	102.724	253.220	1.824	0,41	56,32
	Potenza 2	59.935	226.460	929	0,26	64,52

	Lodi 1	57.731	124.112	607	0,47	95,11
	Monza e Brianza 1	122.492	257.042	890	0,48	137,63
	Vicenza 4	65.823	166.547	1.017	0,40	64,72
	Varese 3	228.934	494.287	2.567	0,46	89,18
<b>TOT</b>	<b>7</b>	<b>749.918</b>				
<b>MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE</b>	Udine 1	60.716	203.967	1.380	0,30	44,00
	Udine 3	60.803	146.307	1.195	0,42	50,88
	Perugia 2	99.831	301.675	1.931	0,33	51,70
	Prato	187.825	470.627	1.589	0,40	118,20
	Torino 5	57.504	154.784	1.001	0,37	57,45
<b>TOT</b>	<b>5</b>	<b>466.679</b>				
<b>BANDI INVIATI AD ARERA MA NON APERTI</b>	Catanzaro- Crotone	98.516	543.202	1.385	0,18	71,13
	Forli-Cesena	171.564	367.119	2.596	0,47	66,09
	Genova 1	335.938	678.628	1.774	0,50	189,37
	Modena 1	230.892	497.040	3.105	0,46	74,36
	Modena 2	112.966	247.517	1.979	0,46	57,08
	Pordenone	111.570	297.592	1.881	0,37	59,31
	Roma 1	1.354.811	2.969.440	5.537	0,46	244,68
	Roma 4	118.010	430.597	1.169	0,27	100,95
<b>TOT</b>	<b>9</b>	<b>2.534.267</b>				
<b>GARE ANNULLATE O SOSPESE</b>	Alessandria 2	51.136	110.109	582	0,46	87,86
	Biella	66.476	185.017	1.178	0,36	56,43
	Lucca	158.618	393.795	1.873	0,40	84,69
	Massa-Carrara	89.051	198.847	979	0,45	90,96
	Torino 3	97.902	252.417	1.502	0,39	65,18
	Trieste	121.537	236.556	746	0,51	162,92
	Venezia 1	211.848	207.145	1.879	1,02	112,75
	Genova 2	110.273	182.563	905	0,60	121,85
	Cremona 2	51.477	116.691	1.034	0,44	49,78
	Cremona 3	63.677	131.689	886	0,48	71,87
	Milano 3	245.222	531.019	2.086	0,46	117,56
	Milano 4	240.430	522.875	2.038	0,46	117,97
	Verona 2	150.699	374.307	2.783	0,40	54,15
	Bergamo 2	64.704	107.911	942	0,60	68,69
	Bergamo 3	84.925	192.869	956	0,44	88,83
	Brescia 1	56.134	139.034	894	0,40	62,79
	Como 1	106.271	233.749	1.371	0,45	77,51
	Monza e Brianza 2	227.879	496.335	2.027	0,45	112,4
<b>TOT</b>	<b>18</b>	<b>2.198.259</b>				

Fonte: IBL, marzo 2023

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, a dover sostenere onerosi compiti amministrativi e tecnici nella gestione delle gare.

Tra le molteplici altre motivazioni possono essere, poi, enunciate:

- 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.

A tali complessità procedurali si aggiunge la criticità connessa alla valorizzazione delle reti di proprietà pubblica, in caso di cessione contestuale alle gare che, ai sensi della normativa attuale, avviene a RAB (*Regulatory Asset Base*), basata sul metodo del costo storico rivalutato, valore spesso sottostimato rispetto a quello effettivo dell'impianto; quest'ultima tematica, peraltro, risulta presente anche in molte situazioni rilevabili anche presso i concessionari privati, soprattutto se di dimensione medie o piccole.

Pur consapevoli che le **gare d'ambito** per l'affidamento del servizio di distribuzione gas si confermino oggi come unico **strumento per incentivare nuovi investimenti** (stimati intorno ai 2 miliardi di euro), bisogna ammettere come il disegno, basato sul d.lgs. 164/2000, unitamente all'articolato corpo normativo emanato soprattutto nel periodo 2011-2014, appaia per diversi aspetti ormai anacronistico: esprime, infatti, una visione del settore destinato alla crescita delle reti, visione oggi ampiamente superata.

È proprio in questo contesto che è attesa l'imminente pubblicazione del "Decreto di aggiornamento dei criteri di gara previsti dal regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale **12 novembre 2011, n. 226**" che impone nelle premesse un cambio di paradigma da una logica fortemente orientata, in termini premiali, verso interventi di estensione della rete di distribuzione ad una logica premiale nei confronti di interventi di sviluppo, ottimizzazione, mantenimento in efficienza, abilitazione all'immissione di gas rinnovabili e innovazione tecnologica delle infrastrutture.

È evidente che il "mestiere" del distributore dovrà evolversi nel giro di pochi anni: dalla gestione dei gas rinnovabili, domani sempre più anche dell'idrogeno, al sector coupling, all'innovazione digitale.

Il ruolo del distributore dovrà trovare, altresì, rispondenza nei bandi delle future gare gas, finora invece più focalizzati sui criteri di valutazione degli ampliamenti e di gestione.

La circostanza che la normativa attinente alle gare gas non abbia prodotto, dopo un così ampio arco temporale, i risultati attesi, al netto delle motivazioni assai note, rappresenta oggi un'**opportunità per ridisegnare ed aggiornare il sistema di norme**, di cui il recente aggiornamento del D.M. n. 226/2011 costituisce un primo tentativo, ma che necessariamente deve essere accompagnato da ulteriori "misure innovative".

Serve un **nuovo disegno al mercato del gas** in cui tutti gli operatori del settore, siano chiamati a fornire attivamente il loro contributo in termini di competenze tecniche e forza economica nell'affrontare le nuove sfide energetico- ambientali.

#### **4. La proposta di Assogas: un nuovo disegno del mercato distribuzione gas**

Assogas ritiene che tale disegno del mercato gas debba essere affidato al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE): tale nuovo assetto dovrà, infatti, tenere conto del ruolo delle reti nell'orizzonte della decarbonizzazione, della sfida tecnologica legata all'immissione dei gas rinnovabili (e poi dell'idrogeno) e dell'affermarsi del sector coupling con un'armonizzazione potenziale con i futuri assetti della distribuzione elettrica. Saranno, infatti, rilevanti, in termini di visione, pianificazione e gestione delle infrastrutture energetiche, capacità di governare flussi in ingresso a livello di distribuzione del gas, incluso il reverse flow da questa verso la rete di trasporto.

**Per facilitare tale disegno, si ritiene che le aggregazioni tra gli operatori, siano uno strumento concorrente al raggiungimento del nuovo assetto di mercato. Per aggregazione si intende una qualsiasi operazione che conduca ad una riduzione del numero di operatori presenti sul mercato. Incentivare, pertanto, tali aggregazioni consentirebbe di avere nuovi operatori in grado di gestire il processo di transizione energetica del nostro Paese.**

Da diversi anni il dibattito ruota intorno all'esigenza di ridurre il numero degli operatori della distribuzione gas al fine anche di stimolare una concorrenza più efficace in sede di gare per l'assegnazione del servizio.

Ad oggi, gli esercenti operanti nel settore della distribuzione gas sono 186 (Fonte: ARERA – Relazione Annuale 2023, dati 2022). Suddivisi in **6 operatori molto grandi (oltre 500.000 PdR serviti), 22 operatori grandi che servono tra i 100.000 e i 500.000 PdR, 20 operatori medi che servono tra 50.000 e 100.000 PdR, 91 operatori piccoli (5.000 – 50.000 PdR serviti) e 47 operatori di piccolissime dimensioni (sotto i 5.000 PdR serviti).**

In linea con quanto ipotizzato nel documento di consultazione ARERA n. 170 del 2019, Assogas aveva condotto uno studio in base al quale il processo di aggregazione, stimolato dagli incentivi proposti, avrebbe condotto a pochi nuovi soggetti, grandi e medi, il cui contributo pro-competitivo avrebbe conseguito risultati più efficienti nel processo di gare per l'aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas, senza effetti distortivi per il mercato e senza impatti significativi sotto l'aspetto tariffario.

In quella fase, non si era affrontato l'aspetto del ridisegno degli ambiti territoriali, oggi evidentemente anacronistico con quanto detto sopra circa l'evoluzione del settore.

Alla luce di queste considerazioni, si vuole stimolare la creazione di un percorso da realizzarsi in un arco temporale breve e determinato, nel quale da un lato vengano incentivate le aggregazioni tra operatori e dall'altro sia disegnato un nuovo assetto del mercato della distribuzione del gas, che si ispiri al mercato della distribuzione dell'energia elettrica.

Di seguito si riporta una **sintesi della proposta di Assogas**:

**1. Il (ri)disegno del mercato** della distribuzione gas si ritiene debba avvenire attraverso l'affidamento di una delega al MASE, preferibilmente entro 24 mesi dalla pubblicazione del DDL Concorrenza 2022. Nel mentre si definisce il nuovo disegno del mercato gas, atteso che la dimensione media degli operatori dovrà essere necessariamente maggiore rispetto a quella oggi presente sul mercato, si ritiene necessario avviare gli incentivi per le aggregazioni tra gli operatori. Tali incentivi dovranno essere incisivi così da stimolare la

creazione di operatori nuovi la cui dimensione abbia un'efficacia pro-competitiva nel settore delle gare gas anche alla luce delle sfide derivanti dalla transizione energetica.

**2. Il meccanismo di incentivo** delle aggregazioni tra gli operatori – con riferimento a quelle concluse entro tre anni dalla data di entrata in vigore del DDL Concorrenza 2022 - è pensato per favorire il consolidamento o la creazione di operatori aventi una dimensione tale da avere un'efficacia pro-competitiva nel nuovo assetto di mercato e l'unica misura realmente utile per incentivare il processo di aggregazione è rappresentata dall'allineamento delle immobilizzazioni nette di località, calcolate nella regolazione al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati (RAB), al valore di rimborso spettante al gestore uscente, calcolato secondo le disposizioni previste dalle Linee Guida per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale del 7 aprile 2014, di cui al decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo economico (VIR).

L'incentivo si propone venga strutturato con due diverse modalità: la prima indirizzata ai soggetti che, in relazione anche alla spinta delle aggregazioni, siano potenzialmente adeguati a competere sul nuovo mercato a beneficio di una maggiore concorrenza al momento delle gare; la seconda, invece, ai soggetti già adeguatamente strutturati (con dimensioni già superiori ai 500.000 PdR gestiti) che potranno comunque godere di maggiori possibilità di crescita per acquisizione, per quanto detto sopra.

Ai fini della determinazione dell'incentivo, potrebbe essere ipotizzabile una differenziazione fra "aggregazione" finalizzata al consolidamento o alla creazione di soggetti adeguati ad operare e competere nel mercato imminente (i), e "aggregazione" semplice (ii):

i. nel primo caso l'operazione, applicabile a soggetti attualmente di dimensione inferiori ai 500.000 PdR gestiti, dovrebbe portare al consolidamento o alla creazione di nuove realtà di dimensioni ovviamente maggiori degli operatori preesistenti;

i. in questo caso, il beneficio dell'allineamento della RAB al VIR verrebbe esteso a tutti gli impianti coinvolti nell'operazione di aggregazione (acquisto incluso);

ii. agli operatori di dimensioni molto grandi, cioè superiori ai 500.000 PdR, il beneficio dell'allineamento della RAB al VIR verrebbe riconosciuto solo agli impianti ricompresi nel perimetro dei soggetti "aggregati" (intesi come quelli diversi dal principale operatore coinvolto nell'operazione di aggregazione e/o dall'acquirente).

A corredo al necessario intervento sulle RAB, si ritiene utile prevedere alcune forme che consentano una gradualità nell'allineamento dei costi operativi (*opex*).

Come noto, i costi operativi sono riconosciuti in base alla dimensione dell'operatore (oltre che alla densità della clientela):

- soggetti di piccole dimensioni: fino a 50.000 PdR;
- soggetti di medie dimensioni: gestiscono tra 50.000 e 300.000 PdR;
- soggetti di grandi dimensioni: oltre 300.000 PdR.

I costi operativi riconosciuti sono decrescenti al crescere della dimensione. È opportuno che, in esito ad un'operazione di aggregazione che comporti un salto dimensionale per le località "aggregate" (ad esempio località gestite da un operatore di piccole dimensioni che vengono assorbite da un operatore di medie dimensioni), venga mantenuto, per un periodo di tre anni, il livello dei costi operativi riconosciuti a tariffa nell'anno solare che precede quello dell'aggregazione.

Contestualmente risulta opportuno azzerare, sempre per un periodo di tre anni dalla data di conclusione dell'operazione di aggregazione, il valore del tasso annuale di recupero di efficienza (il cosiddetto *x-factor*) applicato alle località aggregate.



Questi due interventi permetterebbero di avviare la delicata fase del passaggio di consegna, caratterizzata dalla presenza di elevati costi extra-ordinari, con un elemento di certezza importante per gli operatori.

Appare evidente che tale misura rappresenterebbe una modalità di parziale copertura di alcuni costi operativi particolari; si tratta di una misura che sostiene e deriva dall'eventuale avvio dei processi di aggregazione, la cui misura di incentivazione risiede nel riallineamento della RAB (come sopra descritto).ù

## **5. Ulteriori riflessioni**

L'esigenza di una maggiore convergenza di pianificazione, regole e competenze amministrative tra i settori elettrico e gas, coprotagonisti della transizione energetica, potrebbe aprire ad una valutazione nel merito dello spostamento a livello centrale di alcune competenze comunali relative all'affidamento delle nuove concessioni di distribuzione gas.

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.

Al fine di perseguire questi scopi, incentivare in tempi brevi un percorso di aggregazione tra gli operatori del settore appare requisito prioritario.