

Numero 241 - Quale transizione per le reti gas locali?

11 gennaio 2022

ANALISI

Distribuzione del gas (non solo naturale): una nuova visione

GIAMPAOLO RUSSO (DIRETTORE GENERALE ASSOGAS)



Nella seconda metà del 2021, **la crisi dei prezzi del gas naturale**, tuttora in corso, ed il minore apporto delle fonti rinnovabili, in particolare nell'Europa settentrionale per l'eolico, hanno provocato una revisione sia del *sentiment* che degli scenari: definita come **“un'iniezione di sano realismo”** si è presa contezza che la traiettoria verso la piena decarbonizzazione implica rilevanti costi, che l'afflato ambientale deve prendere in considerazione la dimensione sociale e che al 2050, a tecnologia nota, le sole fonti rinnovabili non sembrano poter garantire la sicurezza necessaria dei sistemi energetici nei paesi europei. La discussione in corso sulla proposta della Commissione UE sulla tassonomia, ora includente anche il nucleare ed il gas naturale, ne sono uno degli esempi.

A livello nazionale, dopo una fase di annunciati "de profundis" del gas e delle reti (governi Conte 1 e 2; quadro strategico ARERA del 2019), la virata ha portato addirittura a mettere in agenda azioni per aumentare la produzione nazionale di gas naturale.

Al netto della revisione del PNIEC e della stima del ruolo che potranno avere i gas rinnovabili appare chiaro che **le reti di trasporto e distribuzione del gas**, o dei gas, saranno necessarie al sistema ancora per i prossimi decenni. Questo anche nella componente di consumo ad uso civile: il grado di penetrazione dell'energia elettrica nel segmento residenziale ed i relativi costi, in particolare di infrastrutturazione, portano a ritenere che **i gas saranno parte del mix energetico domestico**. La velocità di penetrazione dell'energia elettrica sarà determinata anche da eventuali misure incentivanti che dovessero essere adottate.

Con questo contesto di riferimento, appare assai evidente e necessaria una riflessione politica, legislativa, regolatoria ed industriale: se la decarbonizzazione viene data come certa, magari con tempistica incerta, se gli scenari non prevedono una **sostituzione completa del gas naturale con i gas rinnovabili**, una **pianificazione** è imprescindibile. Non farlo espone al rischio di costi inefficienti per i consumatori, investimenti rinviati o non ammortizzati, a seconda delle ipotesi, per i distributori, comunque un disegno ed assetto del mercato non coerente con il summenzionato processo di decarbonizzazione.

Disegno, oggi basato sul **DLGS 164/2000**, unitamente all'articolato corpo normativo emanato soprattutto nel periodo 2011-2014, che pare per diversi aspetti ormai **anacronistico** soprattutto perché espressione di una visione del settore oggi superata. Gestione dei gas rinnovabili, domani sempre più anche dell'idrogeno, il *sector coupling*, l'innovazione digitale sono alcuni degli aspetti che portano a ritenere non più attuale il disegno delle gare come riveniente dal DM 226/2011 e seguenti. Disegno che notoriamente non ha prodotto i risultati attesi: ciò non per l'articolazione degli ATEM ma per una complessità delle regole, un ruolo spesso esondante di ARERA ed un interesse assai limitato degli enti locali. Il passaggio agli ambiti per molti di loro significa minori ricavi, soprattutto nel caso delle concessioni post Letta, perdita di potere contrattuale con il concessionario al netto della partita della valorizzazione delle porzioni di rete di loro proprietà.

Alla luce di quanto finora rappresentato, si ritiene che il rispetto dell'obbligo verso la UE, nel PNRR, di intervenire per velocizzare e rendere più efficienti **le gare per la distribuzione del gas naturale**, rappresenti un'opportunità da non perdere. Esiste lo spazio per promuovere la riflessione e tradurla in una nuova proposta: l'articolo 4 del Ddl Concorrenza, recentemente adottato dal Governo Draghi, appare derivato, con alcune mancanze come quella relativa all'albo dei commissari di gara ed il loro sorteggio, voluto soprattutto da AGCM, dal lavoro svolto in ambito cabina di regia allargata (MISE, ANCI, ARERA, AGCM e Associazioni di settore) nell'estate del 2020. Sforzo orfano di qualsiasi riflessione sul ruolo delle reti.

Se nessuno vuole mettere in dubbio l'opportunità di fare le gare, la riflessione dovrebbe concentrarsi da un lato sulle gare per fare cosa e per quanto tempo e dall'altro se, in parallelo, non dovrebbe essere recuperata la proposta di ARERA (DCO 410/19) di promuovere le aggregazioni tra operatori di medie e piccole dimensione. Proposta che mirava a favorire un consolidamento del mercato, **nell'attesa che il processo di gara finalmente si avviasse**. ASSOGAS apprezzò la proposta per la sua portata pro-competitiva: un'analisi di impatto dimostrò che la proposta avrebbe potuto condurre alla creazione di un nuovo operatore grande e a cinque medi. Nuovi operatori la cui presenza, secondo sempre le stime effettuate, non avrebbero impattato significativamente sull'esito delle procedure di gare di per sé, ma sulle condizioni economiche di aggiudicazione delle medesime. Da qui la valutazione circa la pro-competitività della misura tale da compensare anche l'impatto tariffario generato dalle misure di incentivazione delle aggregazioni.

Sul fare cosa e per quanto tempo: occorre **equilibrio** tra la spinta a voler rivedere l'intero impianto e la preoccupazione che ciò possa semplicemente rinviare sine die il processo. La valorizzazione del nuovo scenario dei gas rinnovabili, una crescente integrazione tra le reti, implicante una più attenta pianificazione territoriale, presuppongono un bando di gara diverso e una visione temporale più ampia rispetto al periodo di 12 anni oggi previsto.

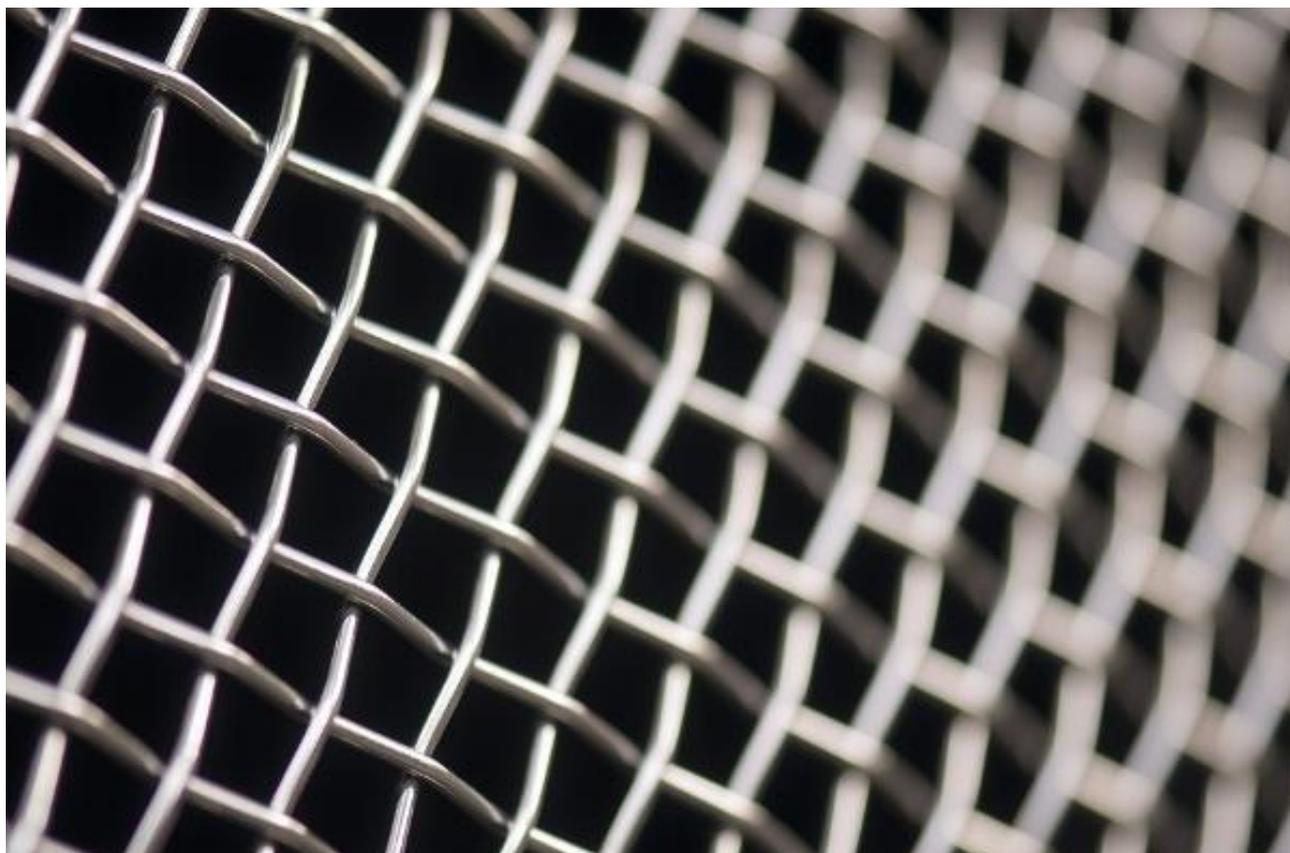
In sintesi, si auspica una consapevolezza dell'opportunità che oggi il Ddl Concorrenza offre unitamente alla volontà di intervenire sul settore per incorporare quanto prima nell'ordinamento il ruolo che le reti di distribuzione dei gas dovranno avere nello scenario considerato irreversibile

della decarbonizzazione. Il MITE, le forze politiche, le altre istituzioni e gli operatori trovino lo spazio e lo slancio per promuovere un settore più efficiente, a beneficio dei consumatori e dei distributori che potranno valutare in un quadro chiaro quali investimenti siano coerenti con il predetto scenario.

APPROFONDIMENTI

Reti locali gas, il gigante nel limbo

GIONATA PICCHIO (VICEDIRETTORE STAFFETTA QUOTIDIANA)



Qual è il futuro delle **reti locali** del gas nella transizione energetica? Per le sue dimensioni, il sistema di tubi, cabine e contatori che porta il metano nelle nostre case, uffici, ospedali e Pmi sarebbe a pieno titolo uno dei giganti tra le infrastrutture energetiche nazionali. Forse troppo frammentato per accorgersene, però, vive da tempo una fase di **stagnazione e disorientamento**, anche a causa della disattenzione del decisore pubblico, che sembra ricordarsi che esiste solo quando la cronaca ce lo costringe.

Una fase che sarebbe ora il momento di interrompere, operatori e *policy maker*, pensando o meglio ripensando quale si vuole sia la missione del settore negli anni a venire.

Il gas naturale, è utile ricordarlo, è oggi la prima fonte energetica in Italia, coprendo i due quinti dei consumi interni. Il 40% di tutto il gas consumato nel nostro Paese transita per le reti di distribuzione, che lo recapitano per ben oltre la metà (57%) agli usi domestici (cottura cibi, acqua calda, riscaldamento), un quarto alle imprese, un 15% circa al terziario e il resto (un 3%) ad ospedali ed altre utenze di servizio pubblico.

Le reti locali del gas italiane si estendono per quasi 225mila km, oltre 6 volte la circonferenza della Terra e raggiungono oltre il 90% dei Comuni italiani per quasi 24 milioni di utenze. Un'infrastruttura imponente e pervasiva quindi, figlia di decenni di investimenti privati e pubblici, che oggi è gestita in concessione da poco meno di 200 operatori della distribuzione, di cui un gruppo ridotto di meno di una trentina distribuisce da solo oltre l'80% dei volumi, mentre le altre 170 si dividono il resto.

Ci si è soffermati su questi numeri per evidenziare almeno due fatti. Primo, se da un lato è chiaro che nella prospettiva di completa decarbonizzazione delle nostre economie le fonti fossili dovranno per forza cedere progressivamente la scena a fonti a zero emissioni nette, ciò non avverrà in un battito di ciglia.

Rimpiazzare una filiera tanto estesa, oltre che pensata *ab origine* per soddisfare il carico termico annuale del settore civile, con soluzioni alternative ancora in fase embrionale (gas verdi) o finora non pensate per quello scopo (elettricità), **non può essere una cosa breve** e si deve quindi mettere in conto di aver bisogno delle reti gas ancora nel medio termine. Per questo però bisogna anche assicurarsi che restino pronte al compito.

Il secondo aspetto riguarda **l'efficienza della transizione**: anziché dare per scontato che essa significhi distruggere e ricostruire da zero – come nessuna grande trasformazione nella storia ha mai fatto – i non piccoli costi del passaggio a *net zero* imporrebbero di verificare prima se un'infrastruttura già realizzata e operativa come quella gas possa dare un contributo.

Insomma, da un lato si tratta di prendere atto che servirà ancora un interregno di quasi *business as usual*, a cui si deve essere pronti; dall'altro di ripensare l'attività nell'ottica della transizione, se si vuole che abbia un futuro. Governi e Parlamenti sono consapevoli del primo aspetto? E gli operatori sono pronti a confrontarsi col secondo? Su nessuno dei due fronti i segnali sono troppo chiari.

Di fatto il settore sembra oggi sospeso in un **limbo**. La foto dell'ultimo ventennio ci restituisce una riforma per il passaggio alle gare faticosamente elaborata in oltre dieci anni dopo il Dlgs 164/2000, ma rimasta inattuata; gran parte delle concessioni ormai scadute per legge da un decennio; azioni di lobby per sbloccare l'impasse che riescono solo a neutralizzarsi a vicenda; tentativi di mediazione degli uffici ministeriali sempre meno convinti e comunque depotenziati dal disinteresse dei ministri in carica.

Nel frattempo il mondo è cambiato. Nel 2015, ossia cinque anni dopo il decreto ambiti, c'è stata la Cop21 e dopo altri cinque l'agenda di Parigi è diventata il riferimento obbligato delle politiche energetiche europee. Dieci anni in cui il settore del gas locale è parso invece prigioniero di un sogno confuso di ciò che potrebbe essere, tra gare fantasma, una campagna di sostituzione contatori divenuti già obsoleti e una certa prosopopea della digitalizzazione che in questi giorni stride coi problemi di ben altro ordine portati alla luce dalla tragedia di Ravanusa.

Serve un **cambio di marcia**, che prenda le mosse da un riconoscimento del contributo del settore al Paese, anche in prospettiva. Non solo quindi in termini di ridimensionamento, che pure sarà inevitabile, ma di rilancio, come anche alcune imprese e associazioni da qualche tempo stanno dicendo. L'integrazione settoriale gas-elettrico e i *green gas*, tra i capisaldi della nuova regolazione UE per la transizione, devono poter scendere fino al livello della distribuzione locale.

Per farlo dovranno però trovare operatori pronti a trasformarli in business. È lecito chiedersi, come fa oggi Giampaolo Russo di Assogas, se un comparto frammentato in 194 *player* in gran parte medi e piccoli sia in grado di raccogliere la sfida. O se piuttosto legislatore e il regolatore non debbano favorire una **nuova stagione di aggregazioni**, sia con **meccanismi incentivanti** su cui l'Arera aveva pure cominciato a lavorare, sia attraverso il sistema delle gare.

I **bandi** per parte loro, per essere credibili in un contesto di transizione andranno **aggiornati negli obiettivi**, ad esempio premiando meno i nuovi sviluppi e più gli apporti di *green gas*, come produzioni di biometano, anche in sinergia con altri servizi locali dai rifiuti alla depurazione, integrazioni col sistema elettrico con mini impianti di storage, sensoristica contro i rischi idrogeologici etc.

L'alternativa è continuare a raccontarsi che un giorno si faranno gare concepite in un altro secolo (e che non si faranno mai) e intanto tirare a campare finché si può, una trascuratezza da evitare per molte ragioni.

La pianificazione delle reti di distribuzione di energia per la decarbonizzazione

GUIDO CERVIGNI (DFC ECONOMICS)



È ormai riconosciuto che le infrastrutture di trasporto di gas sono necessarie a supportare la transizione energetica; un processo che si protrarrà per alcuni decenni. La Direttiva 2021/0425 (COD) *“on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen”* riconosce, infatti, che: *“Gaseous fuels will play an important part in the energy mix by 2050, requiring the decarbonisation of the gas sector via a forward-looking design for competitive decarbonised gas markets”*.

In attesa della completa decarbonizzazione, **il gas naturale** continuerà ad avere **un ruolo rilevante** nel panorama energetico europeo. Secondo [gli scenari di decarbonizzazione](#) sviluppati dalle associazioni europee dei gestori delle reti di trasmissione elettriche (ENTSO-E) e di gas (ENTSOG), al 2040 il gas naturale contribuirà per 11%-15% al soddisfacimento della domanda primaria di energia. Inoltre, i gas rinnovabili potranno contribuire alla copertura del fabbisogno di energia anche a transizione avvenuta. Gli scenari sviluppati da ENTSO-E e ENTSOG prevedono l'utilizzo di gas completamente decarbonizzato nel *range* 2.000 – 2.400 TWh, al 2050: circa il 35% biometano e 65% idrogeno rinnovabile.

Quale sarà la funzione prevalente dei gas una volta che la transizione sia compiuta è invece ancora parzialmente indeterminato; di conseguenza, lo stesso vale per il ruolo delle **reti di distribuzione di gas**. Sono prefigurabili **utilizzi collegati al ‘sector coupling’**, quali l'uso dei gas per l'immagazzinamento e il trasporto di eccessi di produzione di energia elettrica rinnovabile rispetto alla domanda; come fonte primaria di *back-up* nella produzione di energia elettrica, in alternativa ai *black-out* che sarebbero altrimenti causati dalla volatilità di vento e luce solare; come *input* per la produzione di idrogeno con tecnologie che comportano limitate emissioni di anidride carbonica. Infine, i gas – rinnovabili o non – potrebbero restare l'*input* energetico 'principale' in utilizzi in cui fonti alternative a basse emissioni non possono essere impiegate; tra questi, stante la tecnologia attuale, vi sono alcune modalità di trasporto e alcuni processi industriali di produzione.

Gli impieghi a cui i gas saranno destinati potrebbero non rendere necessarie reti di distribuzione di gas capillari come quelle attuali. Questo vale, in particolare se, a transizione avvenuta, biometano ed idrogeno non saranno estesamente impiegati in usi finali nel settore residenziale.

Vi sono numerose **fonti di incertezza**, che rendono difficile prevedere la configurazione ottimale delle reti di distribuzione di gas nel futuro. Queste includono, ad esempio:

- il costo relativo delle diverse fonti primarie, nonché le opzioni tecnologiche disponibili per la conversione, in quanto determinanti delle modalità ottimali di soddisfacimento dei diversi bisogni energetici;
- la disponibilità di energia elettrica rinnovabile e la capacità delle reti di trasmissione e distribuzione, in quanto determinanti della possibilità di elettrificare i consumi;
- l'impatto delle misure per il risparmio energetico degli edifici, in quanto determinante della domanda di calore.

Tuttavia, l'autorità pubblica ha controllo su molti di questi elementi, e, attraverso la pianificazione, può ridurre significativamente la portata dell'incertezza a cui sono esposte le imprese e i consumatori. Ad esempio, il dimezzamento della penetrazione del gas negli usi residenziali, previsto da ENTSO-E ed ENTSG [entro il 2050](#), può ripartirsi diversamente tra le diverse località, con esiti molto diversi per le reti di distribuzione. Ad un estremo, se la riduzione fosse omogenea nel territorio, tutte le reti di distribuzione continuerebbero ad essere necessarie, e i volumi trasportati su di esse dimezzati. All'altro estremo, se l'utilizzo del gas perdurasse solo nelle aree con più alta densità, ad esempio perché l'elettrificazione dei consumi in tali aree è più difficile, il 70% circa delle reti di distribuzione di gas in Italia rimarrebbe del tutto [inutilizzato](#). Anche l'impatto della maggiore produzione di biometano sul grado di utilizzazione delle reti di distribuzione di gas non è scontato, essendo disponibile l'opzione di convertirlo in elettricità e/o calore nel sito di produzione. È allora evidente che le misure di politica economica a sostegno, rispettivamente, dell'elettrificazione e della produzione di biogas avranno un forte impatto sul futuro delle reti di distribuzione di gas.

La modellizzazione *street level* dei fabbisogni energetici cittadini, il punto di partenza imprescindibile per la valutazione di opzioni alternative di decarbonizzazione, evidenzia quanto sia articolato lo spettro delle opzioni disponibili nei diversi ambiti della pianificazione delle città, quanto complesse siano le loro interazioni e diverso il loro impatto sui diversi *stakeholder* (un esempio per [l'Italia](#)). Queste analisi mostrano che le misure ottimali per la decarbonizzazione possono essere molto diverse nei diversi territori, in funzione ad esempio della densità abitativa, della disponibilità degli spazi non edificati, delle caratteristiche dello *stock* immobiliare, della presenza di attività produttive che generano calore di risulta, dell'accesso al calore del sottosuolo o del mare. Per altro, la convergenza delle modalità di fornitura dei diversi servizi urbani (acqua, rifiuti, sicurezza ...), per effetto della digitalizzazione, potrà mettere a disposizione dei gestori nuove leve per il controllo dei consumi, creando sinergie ancora non esplorate a sufficienza.

Tutto questo indica la necessità di **rinnovare**, potenziandola, **l'attività di pianificazione delle reti locali**. Si tratta di un esercizio più complicato che in passato perché:

- richiede l'integrazione delle decisioni nelle diverse aree della pianificazione urbana, dalle reti di gas, elettricità e calore, alla rete idrica, alla viabilità e alla destinazione degli spazi pubblici;
- è vincolato dagli obiettivi e dalle misure per la decarbonizzazione decisi a livello nazionale;
- comporta la valutazione di un numero crescente di opzioni tecnologiche alternative per il soddisfacimento dei bisogni dei cittadini, il cui merito relativo può dipendere fortemente dalle condizioni specifiche locali;
- coinvolge un numero crescente di soggetti, tra cui i distributori di elettricità e gas, con interessi potenzialmente divergenti;
- avviene in un contesto in cui la quota delle risorse delle famiglie spese nell'approvvigionamento di energia è crescente.

Tale pianificazione avrebbe l'obiettivo di rendere certa, tra l'altro, la strategia per il *decommissioning* delle reti di distribuzione di gas non più necessarie. A questo fine dovrebbe essere stabilito: il *timing*, o le condizioni per la disattivazione delle reti non più necessarie; la modalità per la loro ridestinazione ad altri usi, se utile; e i meccanismi per assicurare la copertura dei costi complessivi del servizio di distribuzione, compresi quelli di investimento in beni che, al momento della dismissione, risultino non completamente ammortizzati. Qualora la copertura dei costi delle dismissioni avvenisse attraverso le tariffe, potrebbe presentarsi un problema di equità tra 'generazioni' di consumatori di gas, in caso il numero di clienti collegati alle reti di distribuzione di gas si riduca, restringendo rapidamente la platea dei pagatori di tariffe di distribuzione. Questo renderebbe insostenibile l'onere tariffario posto a carico di ciascun consumatore. Una possibile soluzione è l'attivazione, con ampio anticipo rispetto alla

dismissione, di una componente delle tariffe di distribuzione che alimenti un fondo destinato alla copertura dei costi di dismissione futuri.

In conclusione, ora è il momento adatto per avviare una **riflessione sul futuro delle reti di distribuzione di energia nel nostro paese**, in quanto la scelta della decarbonizzazione appare irreversibile e le sue implicazioni sono ragionevolmente prevedibili, negli esiti se non nei tempi. D'altra parte, l'orizzonte temporale in cui gli adattamenti necessari alla decarbonizzazione dovranno realizzarsi è lungo abbastanza da consentire un'evoluzione non traumatica della dotazione infrastrutturale, a condizione che essa sia pianificata tempestivamente e gestita appropriatamente.

Non governare attivamente l'evoluzione delle reti di distribuzione comporta **rischi**: per i consumatori, di sostenere costi non necessari e iniquamente ripartiti, nonché le conseguenze di reti inadeguatamente rinnovate; per i distributori, di non recuperare investimenti necessari, ma con tempi di ammortamento incoerenti con la dinamica della domanda; per il Paese, di mancare gli obiettivi della decarbonizzazione.

Gare gas: come si esce dallo status quo?

CARLO AMENTA E CARLO STAGNARO (ISTITUTO BRUNO LEONI)



A che punto sono le gare per la **distribuzione del gas**? Dei 177 ambiti "ottimali", al momento quelle svolte o avviate si contano sulle dita delle mani. Nella maggior parte del paese, sembra che non ci sia scampo per sfuggire alla tirannia dello status quo. Del resto, tutto sembra disegnato per favorire l'inerzia: i gestori uscenti non hanno interesse alla contendibilità dei "loro" asset; molti comuni hanno partecipazioni nelle società *incumbent*; e molti altri, semplicemente, non vogliono perdere una leva indiretta di intervento diretto nell'economia attraverso assunzioni e forniture. La disciplina delle gare gas risale, nel suo impianto, al 1999. Nel tempo sono stati introdotti diversi correttivi finalizzati – si è detto ogni volta – a velocizzare le procedure. Finora

i risultati sono stati limitati. Il disegno di legge per la concorrenza appena varato dal governo Draghi contiene l'ennesimo intervento, probabilmente utile, difficilmente risolutivo. Che fare?

La risposta si declina su tre dimensioni diverse. La prima riguarda **l'opportunità delle gare**: ha ancora senso insistere con uno strumento che, si dice, non ha funzionato? La domanda, in questi termini, è mal posta. Non è infatti vero che le gare non hanno funzionato: dove sono state bandite, hanno aperto una importante fase di trasparenza e, in molti casi, si sono risolte con offerte migliorative per i consumatori e per il sistema. Questo è coerente con la teoria e con le attese, secondo cui la **concorrenza per il mercato** è considerata un valido strumento per ovviare ai problemi dei mercati naturalmente monopolistici (quali le reti infrastrutturali). La questione è che, nella larga maggioranza dei casi, le procedure non sono partite. E questo ci conduce alla seconda dimensione dell'analisi.

Ci sono senza dubbio **ostacoli procedurali** che rendono complesso l'iter per l'indizione delle gare. Da questo punto di vista ogni semplificazione è utile sia a snellire le operazioni, sia a togliere alibi. Ma, in ultima analisi, non si può pensare che un meccanismo possa essere sostenibile nel lungo termine se i giocatori non vogliono giocare. In questo senso, l'attenzione del legislatore dovrebbe concentrarsi sugli incentivi o, meglio, la rimozione dei disincentivi alle gare. Per esempio, se molti comuni temono perdite patrimoniali a causa delle regole per la valorizzazione degli asset, può essere utile andare incontro alle loro esigenze. Se all'interno di alcuni ambiti è difficile trovare un equilibrio tra le diverse amministrazioni, può essere necessario prevedere automatismi e, eventualmente, l'esercizio di poteri sostitutivi. Se alcuni gestori uscenti fanno resistenza passiva e non mettono i dati necessari a disposizione, forse servono (e vanno applicate) sanzioni più severe. Insomma: il punto non sta tanto nel disegno della procedura perfetta, che ovviamente non può esistere, ma nel giusto equilibrio tra bastone e carota. Oggi si ha la sensazione che l'uno non basti: non è sorprendente se l'immobilismo trionfa.

Al tempo stesso – e arriviamo alla terza dimensione – non si può far finta che, rispetto al periodo in cui la disciplina si è consolidata, il mondo non sia cambiato. **Le esigenze della transizione energetica** hanno avuto e avranno un impatto enorme sulla domanda di gas nel medio termine, attraverso la progressiva sostituzione del metano con l'elettrico e, in alcuni casi, con l'idrogeno. Ne consegue che i criteri di sviluppo delle reti che avevano senso vent'anni fa non ce l'hanno più oggi: allora era perfettamente ragionevole pensare a un continuo incremento dei consumi di gas, e quindi incoraggiare l'aumento della capacità di trasporto e distribuzione. Oggi abbiamo invece davanti la certezza di un declino dei volumi commercializzati, verso clienti sia civili, sia industriali. In questo contesto, spicca ancora di più l'asimmetria tra la struttura e il disegno della distribuzione gas ed elettrica: frammentata e potenzialmente contendibile l'una, concentrata e virtualmente inespugnabile l'altra. Una situazione doppiamente inspiegabile alla luce della convergenza tra i due mercati e della progressiva cannibalizzazione dell'uno da parte dell'altro. Lo sviluppo delle reti, allora, andrebbe ripensato in termini di sistema, cercando una maggiore congruenza nelle regole oltre che nei mercati.

È difficile immaginare che le gare gas possano avere un futuro se non si prende atto sia di quello che non ha funzionato nel passato, sia degli effetti auspicati dalle politiche di decarbonizzazione. Ma sarebbe altrettanto sbagliato gettare alle ortiche i risultati ottenuti: **serve una terza via** tra il non cambiare niente (e rassegnarsi a una normativa che rimane solo sulla carta) e la pretesa di cambiare tutto (scagliando la palla in tribuna). Guardare in parallelo ai due mondi dell'energia elettrica e del gas è forse la terza via che finora è mancata.

Decarbonizzazione a tutto gas nel settore residenziale in Europa: tempi, vincoli e prospettive

SUSANNA DORIGONI (DOCENTE DI ECONOMIA DELL'ENERGIA E DELL'AMBIENTE E SENIOR RESEARCH FELLOW PRESSO IL GREEN DELL'UNIVERSITÀ BOCCONI)



Sino ad oggi il **gas naturale** ha rappresentato l'*input* energetico primario nel settore residenziale in [Europa](#) con una quota del 32% sui consumi finali di energia seguito dall'elettricità (25%), dalle fonti rinnovabili (20%), dai prodotti petroliferi (12%), dal calore derivato (8%) e dai combustibili solidi (3%). Più in particolare, nell'UE 27, il gas naturale costituisce il 69% dei consumi energetici del settore residenziale in Olanda, il 52% di quelli italiani, il 49% di quelli ungheresi, il 42% di quelli imputabili al settore residenziale in Belgio e il 39% di quelli tedeschi.

Peso delle diverse fonti energetiche sui consumi finali del settore residenziale nell'Unione Europea (%)

	Elettricità	Calore derivato	Gas naturale	Combustibili solidi	Prodotti Petroliferi	Rinnovabili e rifiuti
Belgio	20,1	0,2	41,5	0,6	29,0	8,6
Bulgaria	43,2	14,2	3,5	4,7	0,9	33,4
Repubblica Ceca	18,7	13,9	25,6	9,8	0,6	31,3
Danimarca	20,1	37,0	14,1	0,0	4,6	24,1
Germania	18,8	6,9	38,8	0,6	20,6	14,4
Estonia	18,7	34,3	6,1	0,1	1,0	39,8
Irlanda	24,3	0,0	20,5	11,7	41,0	2,5
Grecia	36,3	1,3	9,3	0,1	28,0	24,9
Spagna	42,6	0,0	20,4	0,4	16,3	20,3
Franca	34,5	3,2	28,5	0,1	10,9	22,8
Croazia	23,8	4,9	20,5	0,1	4,5	46,1
Italia	18,1	2,9	51,8	0,0	6,3	20,9
Cipro	42,0	0,0	0,0	0,0	30,7	27,3
Lettonia	11,9	30,9	9,3	0,4	4,5	43,0
Lituania	17,3	30,8	11,1	3,2	4,1	33,5
Lussemburgo	17,1	0,0	53,4	0,1	25,3	4,2
Ungheria	17,6	8,0	49,2	1,2	1,3	22,6
Malta	70,6	0,0	0,0	0,0	15,6	13,8
Paesi Bassi	21,6	3,1	69,3	0,0	0,4	5,6
Austria	23,6	11,5	21,1	0,3	14,0	29,5
Polonia	13,9	20,0	20,0	27,4	3,6	15,2
Portogallo	39,3	0,0	9,9	0,0	14,1	36,7
Romania	14,4	9,1	32,6	0,5	4,1	39,3
Slovenia	27,8	7,0	10,0	0,0	11,8	43,4
Slovacchia	17,7	15,3	42,4	1,1	0,2	23,3
Finlandia	34,4	28,3	0,5	0,1	5,3	31,4
Svezia	51,2	34,9	0,3	0,0	2,6	11,1

Fonte: elaborazione su dati Eurostat 2020

Tale situazione è destinata a cambiare per effetto delle politiche europee sul clima e l'energia. Proseguendo su un percorso sempre più ambizioso, il 14 luglio scorso la Commissione europea ha, infatti, adottato il **pacchetto climatico "Fit for 55"**, contenente le proposte legislative volte al raggiungimento dei obiettivi del *Green Deal*, fissando la riduzione delle emissioni di gas effetto serra al 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030, con l'intenzione di giungere alla *carbon neutrality* entro il 2050.

Le iniziative contenute nel pacchetto sono numerose: dalla revisione della [Direttiva sull'efficienza energetica](#), da sempre considerata una priorità, attesa portare ad una riduzione dei consumi di energia primaria del 39% rispetto al 1990 con un contributo sostanziale proveniente dall'efficientamento degli edifici, alla revisione della [Direttiva sulle fonti rinnovabili](#) con l'obiettivo di aumentare il peso di tali energie sul *mix* energetico dal 32 al 40% al 2030 (con un *target* specifico per il settore edilizio del 49%), alla revisione del mercato di scambio delle emissioni (ETS) con la creazione di un apposito sistema per gli edifici.

Per quanto concerne questi ultimi, lo scorso 15 dicembre, la Commissione ha dichiarato di voler allineare le norme sulla prestazione energetica degli edifici al [Green Deal europeo](#), al fine di decarbonizzare il parco immobiliare dell'Unione entro il 2050, in considerazione del fatto che gli edifici sono il settore più energivoro, rappresentando il 40% circa dei consumi energetici complessivi, ed essendo responsabili del 36% delle emissioni effetto serra. In quest'ottica si stabilisce che, a partire dal 2030, tutti i nuovi edifici debbano essere a zero emissioni (quelli pubblici sin dal 2027), mentre vengono proposte norme minime di prestazione energetica, in base alle quali ogni stato membro dovrà riqualificare il 15% del parco residenziale meno efficiente (classe G) entro il 2030, sulla base di specifici piani nazionali di ristrutturazione (da integrarsi nei Piani Nazionali per l'Energia e il Clima), che contengano precise tabelle di marcia per la graduale eliminazione dei combustibili fossili nel riscaldamento e nel raffrescamento entro il 2040.

È dunque lecito aspettarsi, in attesa dell'atto delegato relativo all'inclusione del gas naturale nella [Tassonomia UE](#), che il ruolo di tale combustibile nella copertura dei fabbisogni energetici del settore residenziale venga gradualmente e significativamente ridimensionato.

A fronte del radicale cambio di traiettoria tecnologica auspicato è possibile e necessario ipotizzare, a partire dalla realtà empirica, le **effettive opzioni di decarbonizzazione del settore residenziale**, il conseguente impatto sui consumi di energia e, in particolare, su quelli di gas.

L'abbattimento delle emissioni appare legato a tre variabili fondamentali: l'efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi, la sostituzione dei combustibili fossili con energie alternative.

Il potenziale di efficientamento al 2050 è certo considerevole e il suo sfruttamento legato al tasso di ristrutturazione annuo che sarà possibile raggiungere ma, pensare di attuare la decarbonizzazione esclusivamente grazie all'efficienza, che, escludendo gli usi elettrici e l'attuale consumo di fonti rinnovabili, significherebbe sostanzialmente dimezzare i consumi del comparto, appare piuttosto inverosimile.

I **consumi energetici residui** (post-efficientamento), rappresentati per il 65% circa dal riscaldamento/climatizzazione ambientale, per il 6% dagli usi di cottura e per il 15% dal riscaldamento dell'acqua per scopi igienico-sanitari (Fonte Eurostat), dovrebbero perciò essere coperti **da elettricità verde e da fonti rinnovabili**.

Fondamentale sarà il contributo del vettore elettrico, che, oltre a presupporre l'uscita integrale delle fonti fossili dal *mix* di generazione in tempi relativamente contenuti, richiederà però, così come la riqualificazione immobiliare, uno sforzo considerevole sia dal punto di vista economico che da quello pratico.

Occorre dunque puntare anche sull'incremento nell'uso diretto di fonti rinnovabili, nell'ambito delle quali, un ruolo di rilievo sarà certo ricoperto dal **biometano**,

dall'idrogeno e dagli e-fuels che si contraddistinguono però per tempi, costi e modalità di attuazione diversi.

Tra questi ultimi, infatti, l'opzione più matura, immediatamente implementabile nei paesi in cui il gas naturale costituisce una voce consolidata del bilancio energetico nazionale, è rappresentata dal metano rinnovabile.

L'utilizzo di quest'ultimo, subordinato dalla RED II al rispetto di precisi criteri di sostenibilità, e inizialmente incentivato, nel nostro paese, così come in altri stati membri, nel settore dei trasporti, può divenire determinante, stante la sua idoneità all'immissione in rete, di recente promossa dalla pubblicazione dell' "*EU framework to decarbonise gas markets*", volta a facilitare l'integrazione dei gas rinnovabili, incluso l'idrogeno, nel sistema infrastrutturale già esistente, nella decarbonizzazione di tutti gli usi finali, compresi quelli residenziali.

Ad oggi in Europa vi sono circa 20.000 impianti a biogas operativi, e circa 1.000 già procedono all'*upgrading* e all'immissione in rete del biometano per complessivi circa 3 miliardi di metri cubi.

Nella sua comunicazione del 2018 "*A Clean Planet for all*" la Commissione stima una produzione di biometano pari a 33 miliardi di metri cubi nel 2030 e compresa tra 50 e 100 miliardi di metri cubi al 2050, destinata prevalentemente al consumo nei settori dell'elettricità e del calore.

Più di recente l'Agenzia Internazionale per l'Energia ha quantificato un potenziale produttivo dell'Unione Europea e del Regno Unito sensibilmente maggiore già al 2040 (120 miliardi di metri cubi incluso), mentre l'associazione industriale di categoria prevede fino a 160 miliardi di metri cubi al 2050.

Per quanto concerne l'**Italia**, [l'Osservatorio Gas Rinnovabile \(OGR\) dell'Università Bocconi](#), ha stimato, a partire dall'analisi della disponibilità futura dei diversi substrati e degli *economics* delle diverse filiere, un potenziale produttivo minimo di circa 5 miliardi di metri cubi al 2030.

L'effettivo sfruttamento di quest'ultimo, sia a livello nazionale che europeo, la quantificazione del potenziale economico e la sua allocazione tra i diversi utilizzi, peraltro esclusivamente virtuale, dipenderanno dai meccanismi di incentivazione che saranno implementati dai singoli stati membri e dalla declinazione, a livello nazionale, dei vincoli di sostenibilità previsti a livello comunitario.

In Italia, ad esempio, il sistema introdotto dal [Decreto del 2 marzo 2018](#) e basato sull'erogazione dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) e sulla possibilità di ritiro del biometano utilizzato nel settore dei trasporti ad un prezzo predeterminato nelle sue modalità di calcolo da parte del GSE, prevede l'ammissibilità all'incentivo di un massimo di 1,1 miliardi di metri cubi l'anno, e sarà destinato a convivere (per gli impianti che entreranno in operatività entro il 2022) con il nuovo meccanismo di incentivazione, previsto dal decreto di recepimento della RED II, indipendentemente dalla destinazione d'uso del biometano, attualmente in fase di definizione e basato su un contributo in conto capitale e su una tariffa omnicomprensiva di cui beneficeranno per 15 anni gli impianti esistenti riconvertiti e quelli di nuova costruzione, fino ad un massimo di produzione pari a 2,6 miliardi di metri cubi l'anno.

Se stimare la contribuzione del biometano alla copertura dei consumi di energia del settore residenziale europeo nel lungo periodo richiederebbe un approccio analitico di dettaglio per singolo mercato e paese, è certo possibile affermare, sulla base delle precedenti considerazioni, come una quota significativa del calore consumato nel comparto considerato potrà essere soddisfatta nel breve periodo dal metano rinnovabile i cui *driver* di sviluppo vanno ben oltre il potenziale di decarbonizzazione (compreso tra l'80 e il 200% di riduzione delle emissioni ove utilizzato in sostituzione di fonti fossili), e riguardano il contributo all'economia circolare, alla riqualificazione e all'aumento

dell'occupazione nel settore agricolo, alla resilienza del patrimonio infrastrutturale a gas, al contenimento della fattura energetica e alla sicurezza di approvvigionamento.

I tempi di utilizzo su larga scala di **idrogeno e e-fuels** appaiono invece più lunghi alla luce della necessità di riconversione delle infrastrutture esistenti, della realizzazione di nuove stazioni di rifornimento e capacità produttiva, della creazione e dell'aggiornamento di quadri giuridici e standard tecnici e di sicurezza per consentire il corretto funzionamento dell'intera filiera.

E da ritenersi plausibile che nel breve termine l'idrogeno possa essere competitivo in poche e selezionate applicazioni come nel trasporto pesante a lungo raggio o nei settori industriali in cui viene già utilizzato come materia prima, quali la chimica o la raffinazione, prima di poter conquistare una *market share* significativa nel settore edilizio.

La stessa [Commissione](#) prevede un peso non trascurabile dei consumi di idrogeno sul totale consumi europei di combustibili gassosi solo a partire dal 2035, e il superamento della quota del gas fossile e del biogas da parte di idrogeno e *e-fuels*, solo a partire dal 2045.