

Rilanciare il servizio di distribuzione del gas naturale nel mercato energetico italiano

Il Rapporto contenente le proposte per rilanciare il servizio di distribuzione del gas naturale nel mercato energetico italiano è stato curato dal laboratorio distribuzione gas del CESISP e sulla base delle informazioni e dei dati disponibili al 30 giugno 2021.

Coordinamento

Silvio Bosetti

Contributi a cura di

Auretta Benedetti

Massimo Beccarello

Silvio Bosetti

Giovanni Cocco

Giacomo Di Foggia

Lorenzo Pandini

Luciano Salomoni

Riccardo Uccellatori

ISBN 979 88 2318 670 4

INDICE

Premessa.....	5
1 Aspetti normativi e amministrativi delle procedure di affidamento gas.....	6
1.1 Un quadro normativo complesso.....	6
1.2 Problematicità del quadro normativo in materia di gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione del gas.....	7
1.2.1 La difficile transizione di “ruolo” dei comuni concedenti nella gestione associata del servizio.....	7
1.2.2 La discrasia tra effettiva programmabilità degli interventi e necessità di una previsione certa, funzionale ai meccanismi di affidamento della gara.....	10
1.2.3 La rigidità dei vincoli posti alla Stazione appaltante nella predisposizione dei documenti di gara e del contratto di servizio.....	11
1.2.4 Le valutazioni di ARERA e la sovrapposizione della logica regolatoria alla logica di gara.....	12
1.2.5 Il controllo di ARERA e la riconoscibilità in tariffa degli investimenti.....	13
1.2.6 Le novità introdotte dall’art. 114-ter della legge 17 luglio 2020, n. 77.....	15
1.3 Le concessioni di servizio alla luce del nuovo codice dei contratti pubblici (d. lgs. 50/2016).....	16
1.3.1 Elementi comuni tra concessione e appalto in una prospettiva di aumentata flessibilità.....	17
1.3.2 Elementi differenziali della concessione rispetto all’appalto nel nuovo codice.....	18
1.3.3 Circa la natura (pubblicistica o privatistica) della concessione di servizi.....	19
1.4 Ipotesi di rimodulazione del rapporto concessorio:.....	20
1.4.1 Esigenze di ricercare una rimodulazione del rapporto concessorio in altri istituti relativi all'affidamento di prestazioni e servizi da parte delle pubbliche amministrazioni.....	20
1.4.2 La disciplina dell'accordo quadro tra modularità delle prestazioni e predeterminazione degli affidamenti conseguenti.....	22
1.4.3 Gli elementi dell'accordo quadro al vaglio della giurisprudenza interna e comunitaria.....	24
1.4.4 Dall'accordo quadro alla concessione di servizio: una verifica sugli elementi di flessibilità nella valutazione dell'offerta e nel piano di sviluppo.....	26
1.4.5 La ricerca della flessibilità del rapporto concessorio nell'ambito del contratto e della pianificazione: una difficile coabitazione.....	32
1.5 I nodi emergenti dalla giurisprudenza.....	33
1.5.1 Disciplina di settore e disciplina generale. L'intreccio tra decreto criteri e codice dei contratti...	33
1.5.2 Il c.d. principio della separazione dell'offerta tecnica da quella economica. Il caso del computo metrico estimativo.....	37
1.5.3 Piano di sviluppo degli impianti. Interventi che non hanno superato né le CMS né l'analisi costi benefici. Possibilità di richiederli nel Bando.....	39
1.5.4 Pubblicazione del bando di gara in mancanza delle verifiche di Arera.....	42

1.5.5	Unica gara per due o più ambiti confinanti	43
2	Proposte per semplificare e migliorare i profili economici delle gare gas	44
2.1	<i>Il contesto</i>	<i>45</i>
2.2	<i>Le CMS nelle analisi ACB.....</i>	<i>50</i>
2.3	<i>Proposta per l'applicazione delle CMS agli interventi di estensione</i>	<i>53</i>
3	applicazione dell'analisi costi-benefici e nuovo scenario energetico.....	67
3.1	<i>Semplificazione nel campo di applicazione della ACB.....</i>	<i>67</i>
3.2	<i>Il PNIEC: il settore gas e prospettive per il settore della distribuzione</i>	<i>70</i>
3.3	<i>Green Deal, nuovi obiettivi di decarbonizzazione</i>	<i>76</i>
3.4	<i>Evoluzione dei consumi e ruolo della distribuzione gas.....</i>	<i>84</i>
3.5	<i>Nuovi modelli di business del settore del gas naturale</i>	<i>85</i>

2 PROPOSTE PER SEMPLIFICARE E MIGLIORARE I PROFILI ECONOMICI DELLE GARE GAS

Massimo Beccarello, Giacomo Di Foggia

Presupposto e finalità condivisa del presente lavoro è che le Analisi Costi Benefici (ACB) costituiscano, a condizione di una loro applicazione omogenea su specifiche basi e parametri predefiniti, un supporto decisionale essenziale per la corretta allocazione dei futuri investimenti nel settore gas²⁸. Uno dei principali obiettivi del tavolo era pertanto quello di sviluppare un tool che rendesse applicativi gli orientamenti espressi con il DCO 410/2019/R/gas e fosse fruibile da tutti gli stakeholders nelle varie fasi del processo di gara.

Peraltro, considerata la proliferazione di norme di legge, atti regolamentari e giurisprudenza sviluppatasi nell'arco dell'ultimo ventennio, la fase iniziale dei lavori ha reso necessaria l'analisi ed interpretazione di un quadro giuridico, normativo e regolatorio oggettivamente complesso, poco coerente e in costante evoluzione.

In questa fase (di fatto, rivelatasi poi "preliminare" rispetto alla finalità originaria) è stato poi anche sviluppato un primo approccio alle Condizioni Minime di Sviluppo (CMS) mediante metodi econometrico-statistici e sulla base degli unici dati fisici disponibili risalenti al 2012 (fonte sito Mise), evidentemente, da un lato non aggiornati e dall'altro astratti dagli attuali scenari prospettici di riferimento che prevedono per il settore gas una importante evoluzione sotto vari aspetti, principalmente di natura tecnologica.

Pertanto, dette valutazioni non possono che considerarsi solo indicative e preliminari rispetto alla finalità originaria del lavoro, che richiede necessariamente un approccio fortemente prospettico, anche in conseguenza dell'accelerazione delle tematiche riguardanti il processo di decarbonizzazione.

In sintesi, emergono le seguenti esigenze, che si auspica possano essere oggetto di un'ulteriore fase di sviluppo del lavoro:

- ricostruire un quadro complessivo dei soggetti e delle fasi del processo in cui le ACB trovano applicabilità normativa al fine di superare la distonia tra la Normativa di riferimento (DM 226/2011 e ss.mm.ii.) e la Regolazione (Delibere, DCO, Chiarimenti).
- sviluppare un tool che renda applicativi gli orientamenti espressi con il DCO 410/2019/R/gas e fruibile da tutti gli stakeholders nelle varie fasi del processo di gara in maniera standardizzata (ossia completo, univoco, a validità nazionale, che individui a priori gli elementi fondamentali e comuni per tutti gli utilizzatori – sia in fase di impostazione del Piano di Ambito da parte delle Stazioni Appaltanti, sia in fase di offerta di interventi migliorativi suggeriti dai concorrenti - e che limiti i dati di input da inserire a elementi oggettivamente quantificabili e caratteristici dell'investimento),

²⁸ Si ringrazia Riccardo Uccellatori per il contributo di ricerca

superando in tal modo i rischi di una visione divergente sull'ammissibilità tariffaria degli interventi fra Regolatore e altri Stakeholders del processo.

2.1 IL CONTESTO

Nell'ambito del procedimento di affidamento della concessione del servizio di distribuzione del gas naturale, il Decreto Ministeriale 226/2011 pone in capo alla Stazione Appaltante la responsabilità di predisporre e pubblicare, in allegato al bando di gara, il documento contenente le "Linee guida programmatiche d'ambito" di cui all'art. 9, comma 3 dello stesso decreto (il cosiddetto Documento Guida).

Corrispondentemente, i concorrenti alla gara sono tenuti ad allegare alla propria offerta il "Piano di Sviluppo".

Il Piano è di fatto lo strumento che impegna la gestione del servizio nel periodo di concessione (al momento 12 anni) a procedere con interventi su reti ed impianti afferenti l'intero Ambito Territoriale in concessione. Gli interventi sono riclassificati in estensioni, potenziamenti e mantenimento degli impianti.

La regolazione di settore prevede che i suddetti interventi di sviluppo delle reti di distribuzione del gas debbano sottostare a due diverse verifiche: (a) la tipica verifica di redditività e sostenibilità finanziaria del progetto realizzata dal proponente (punto di vista del gestore) nonché (b) un'analisi costi benefici (ACB) che, considerando anche le esternalità connesse agli interventi – positive o negative – e confrontate con l'alternativa "zero" (scenario controfattuale), assumano come punto di vista quello del gestore.

La proposta di applicazione delle CMS (Condizioni Minime di Sviluppo) quale elemento e modalità di attestazione delle verifiche è esplicitamente previsto dal Decreto Ministeriale e ripreso in vari documenti da parte dell'Autorità²⁹.

Il Documento Guida è un elaborato cardine delle aspettative di gestione delle infrastrutture nel periodo di affidamento/gestione ed è un allegato al Bando di Gara emanato dalla Stazione Appaltante.

Esso contiene la proposta degli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento nei singoli Comuni, in base a cui i concorrenti redigono il piano di sviluppo dell'impianto di cui all'articolo 15 del D.M. 226/2011.

Nell'ambito della emanazione delle Gare, il DM 226/2011 prevede infatti (articolo 9, comma 4) che ciascun Ente locale concedente *"fornisce gli elementi programmatici di sviluppo del proprio territorio nel periodo di durata dell'affidamento e lo stato del proprio impianto di distribuzione"*, in modo che la stazione appaltante (...) possa, *"in conformità con le linee guida programmatiche d'ambito, preparare il documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento nei singoli Comuni, in base a cui i concorrenti redigono il piano di sviluppo dell'impianto"*.

²⁹ ARERA = Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente

Il Documento Guida viene pertanto preparato dalla stazione appaltante con la collaborazione degli Enti locali.

Al comma 4 si precisa che, in particolare, il Documento Guida deve contenere:

- gli interventi di massima di estensione della rete ritenuti compatibili con lo sviluppo territoriale del Comune e con il periodo di affidamento;
- le zone con eventuali problematiche di fornitura che necessitano di interventi di potenziamento della rete, anche in funzione della potenziale acquisizione di nuove utenze in base al grado di metanizzazione della zona e dei piani urbanistici comunali;
- la relazione sullo stato dell'impianto, con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale, supportata dai dati di ricerca fughe degli ultimi tre anni per tipologia di impianti e per modalità di individuazione della fuga, necessari ad identificare eventuali priorità negli interventi di sostituzione.

Sulla base di quanto sopra, i concorrenti elaborano il proprio progetto (il Piano di Sviluppo delle reti e degli impianti) che viene quindi allegato alla documentazione di partecipazione alla gara. Le finalità del "Piano di Sviluppo" sono riprese dal DM 226/2011 all'articolo 15, con ulteriore richiamo all'analisi costi benefici di competenza del concorrente:

- c. 15.2 «ottimizza quanto previsto nel documento guida e può prevedere anche interventi integrativi e scostamenti»
- c. 15.3.b.iii e c. 15.3.c.ii, l'analisi costi-benefici è condizione necessaria affinché gli interventi proposti aumentino il punteggio nella valutazione del piano di sviluppo

I criteri di valutazione del piano degli investimenti (articolo 15.3) riguardano i seguenti aspetti:

- adeguatezza dell'analisi di assetto di rete e degli impianti e della relativa documentazione;
- valutazione degli interventi di estensione e potenziamento in termini di: i. accuratezza e dettaglio del progetto e giustificazioni delle scelte anche con analisi di costi-benefici quantitative e, dove non è possibile, qualitative; ii. miglioramento della continuità di servizio in caso di disfunzione, tramite la realizzazione di magliature della rete; iii. quantità di rete complessivamente offerti per estensione e potenziamento, purché giustificata da analisi di costi-benefici, mettendo in evidenza gli investimenti in zone disagiate come nei comuni montani. Investimenti non adeguatamente giustificati non verranno considerati agli effetti del punteggio;
- valutazione degli interventi per mantenimento in efficienza della rete e degli impianti in termini di: i. attendibilità delle proposte di sostituzione per rinnovo della rete e degli allacciamenti, in base alla vita utile e allo stato di conservazione; ii. quantità di rete complessivamente offerta per rinnovo delle condotte e degli allacciamenti, purché giustificata da analisi di costi benefici. Investimenti non adeguatamente giustificati non verranno considerati agli effetti del punteggio;

- innovazione tecnologica, attuata in maniera accelerata o addizionale a quanto previsto dalla regolazione, subordinata alla dimostrazione di credibilità dell'offerta in impianti di distribuzione già gestiti dal distributore, in particolare valutando l'offerta del numero dei seguenti componenti: i. impianti telecontrollati; ii. sistemi di dosaggio ad iniezione dell'odorizzante o equivalenti; iii. sistemi di misura in continuo della protezione catodica; iv. percentuale di tubazioni in acciaio messe in protezione catodica efficace in maniera anticipata rispetto al programma previsto dall'Autorità nella regolazione della qualità del servizio; v. contatori elettronici con un programma di messa in servizio accelerato rispetto a quello previsto dall'Autorità.

Il DM 226/2011, all'Articolo 9 (Bando di gara e Disciplinare di gara), nel comma 9.3, introduce le condizioni minime di sviluppo con le seguenti precisazioni.

Le condizioni minime di sviluppo e gli interventi contenuti nelle linee guida programmatiche d'ambito devono essere tali da consentire l'equilibrio economico e finanziario del gestore e devono essere giustificati da un'analisi dei benefici per i consumatori rispetto ai costi da sostenere.

Sono differenziate, se necessario, rispetto al grado di metanizzazione raggiunto nel Comune, alla vetustà dell'impianto, all'espansione territoriale e alle caratteristiche territoriali, in particolare alla prevalenza orografica e alla densità abitativa.

Le condizioni minime di sviluppo possono comprendere:

- la densità minima di nuovi punti di riconsegna per chilometro di rete, in nuove aree, che rendono obbligatorio lo sviluppo dell'impianto di distribuzione (estensione di rete e eventualmente potenziamento della rete esistente);
- il volume di gas distribuito per chilometro di rete, che, in seguito a incrementi sulle reti esistenti, rende obbligatorio il potenziamento dell'impianto di distribuzione;
- gli interventi per la sicurezza e per l'ammodernamento degli impianti come previsti dalla regolazione, quale la sostituzione o risanamento delle tubazioni in ghisa con giunti in piombo e canapa, la messa in protezione catodica efficace delle condotte in acciaio, la introduzione dei misuratori elettronici;
- la vita residua media ponderata dell'impianto, al di sotto della quale, qualora si superi anche un valore limite del tasso di dispersione per km di rete, è obbligatoria la sostituzione di alcuni tratti di rete e/o impianti.

Nel seguente sinottico si riprendono definizioni e passaggi contenuti nel DM 226/2011.

Tabella 1- sittottico

Sistemi di riferimento	Documento Guida (S.A.)	Art 9.4
	Piano di Sviluppo (Concorrente)	Art 15.1

Interventi riconosciuti	Estensione – Mantenimento - Potenziamento -	Art. 9.3
Verifiche di sostenibilità	ACB Analisi Costi benefici CMS. Condizioni Minime di Sviluppo	Art 9.3
Fattori / criteri di verifica	Grado di metanizzazione (Comune) vetustà impianto espansione e caratteristiche territoriali prevalenza orografica densità abitativa	Art. 9.3
Parametri suggeriti alla S.A.	densità minima di nuovi punti pdr. /km volumi distribuiti /km interventi previsti dalla “regolazione” vita residua media ponderata tasso di dispersione /km rete	Art. 9.3
Offerta concorrente Fattori premianti	Ulteriori estensioni e potenziamenti giustificati da ACB Miglioramento della continuità (magliatura) Mantenimento: vita utile e stato di conservazione (sostituzione) Quantità rinnovo rete e allacciamenti giustificati ACB Innovazione tecnologica	Art. 15.3

Per quanto attiene ai criteri generali di regolazione, l'Autorità (ARERA) intende favorire una crescita infrastrutturale capace di garantire benefici superiori ai costi, prevedendo che, in relazione all'efficienza degli investimenti, le esigenze di sviluppo delle reti del gas dovranno essere attentamente valutate mediante specifiche analisi costi-benefici, soprattutto in sede locale da parte degli Enti concedenti il servizio, come previsto dal decreto 226/2011, tenendo conto delle possibilità di utilizzo di alternative e/o delle fonti rinnovabili negli usi finali, che rendono disponibili e competitive soluzioni che non prevedono l'utilizzo di gas per cottura cibi, produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

L' Autorità, come indicato nella deliberazione 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, nell'ambito delle verifiche sui bandi di gara procede a valutare la coerenza delle analisi costi-benefici e la congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante. L'Autorità prevede che la SA proceda con:

- identificazione del progetto;
- descrizione del contesto attuale, della scala e dimensione dell'investimento, delle caratteristiche ingegneristiche delle infrastrutture;
- definizione degli obiettivi, compresi quelli socioeconomici, del progetto;
- analisi di fattibilità: identificazione delle condizioni minime di sviluppo, della realizzabilità del progetto dal punto di vista finanziario ed ingegneristico, analizzati in relazione all'andamento giornaliero, stagionale e pluriennale della domanda di energia;
- analisi delle opzioni alternative;
- presentazione degli scenari alternativi (comprensivi dell'opzione del non intervento).

ARERA si è espressa nell'allegato 2 del DCO 410/2019/R/gas del 15 ottobre 2019.

In tale documento, ARERA (punto 1.11) sostiene che *“Le ACB sviluppate alla data attuale da parte delle stazioni appaltanti (di seguito anche S.A.), quali risultano dalla documentazione relativa ai bandi di gara trasmessa all’Autorità, si caratterizzano per una elevata eterogeneità degli approcci metodologici, della profondità di analisi, del perimetro considerato e in generale per il livello di approfondimento.”*

ARERA si pone quindi l’obiettivo di “INDIVIDUAZIONE DI UN APPROCCIO SEMPLIFICATO PER LA ACB”. L’Autorità, sempre nell’Allegato 2 della DCO, fornisce una prima soglia al di sotto della quale la Stazione appaltante non è tenuta a sviluppare l’Analisi Costi-Benefici. Infatti, al paragrafo conclusivo (punto 8. Aspetti procedurali e presentazione risultati) l'allegato introduce e precisa il valore della definizione delle CMS. Vale la pena riportare il punto in modalità integrale.

(8.1) L’articolazione complessiva del processo di sviluppo della ACB è pertanto la seguente, con riferimento a ciascun ambito di concessione:

- Step 1) - Definizione delle CMS specifiche d'ambito sulla base di una ACB semplificata d'ambito (o di più ACB di sotto-ambiti, come precisato di seguito). Qualora la S.A. individui per il parametro “Densità minima pdr./km” un valore non superiore a 10 (25 nel caso di comuni ricadenti in zone disagiate) metri per utente, essa NON è tenuta a sviluppare la ACB; in caso contrario essa è tenuta a sviluppare la procedura ACB.
- Step 2) - Gli interventi che NON rientrano nelle CMS devono essere sottoposti a specifica ACB (alla scala del singolo intervento considerato come stand-alone): se la ACB fornisce esito positivo: l'intervento viene inserito nelle Linee guida programmatiche d’ambito; se la ACB fornisce esito negativo: l'intervento NON viene inserito nelle Linee guida programmatiche d’ambito.

(8.2) Ai fini della realizzazione degli interventi da parte del (futuro) gestore:

- gli interventi che rientrano nel perimetro degli interventi di cui allo Step 1) dovranno necessariamente essere presenti nei piani proposti dai partecipanti alla gara e successivamente dovranno essere realizzati dai gestori (insieme minimo di interventi);

- gli interventi che rientrano nel perimetro degli interventi di cui allo Step 2) lettera i) potranno essere presenti nei piani proposti dai partecipanti alla gara e – qualora il proponente vincesses la gara – dovranno essere realizzati dal gestore (dato che il proponente si è aggiudicato la gara anche in funzione della proposta così formulata) (interventi facoltativi).

(8.3) Ai fini del riconoscimento tariffario: tutti gli interventi inseriti nelle Linee guida programmatiche d'ambito sono riconosciuti in tariffa con le precisazioni di cui al punto precedente

2.2 LE CMS NELLE ANALISI ACB

Nel corso della ricerca è emersa l'importanza di addivenire ad una semplificazione dell'attività di Analisi costi benefici, senza snaturarne le finalità previste nella Regolazione tuttavia individuando una formulazione ed un procedimento amministrativo meno complesso. Nel riesame dell'argomento, appaiono condivisibili l'approccio generale ed i contenuti della proposta delineata da ARERA nell'Allegato 2 del DCO 410/2019/R/gas. In tale senso si è proceduto a una semplificazione dell'approccio come suggerito nell'articolazione complessiva del processo di sviluppo della ACB: *“gli interventi proposti dalla S.A. che rientrano nelle soglie delle CMS sono approvati ex-ante”*.

In tale contesto, rispetto alla proposta dell'articolo 8, comma 1 dell'allegato 2 alla DCO, si è ritenuto di poter approfondire e riprecisare i seguenti aspetti:

- proporre il ricorso alle CMS per tutte le tipologie di intervento contenute in un piano di sviluppo: oltre agli interventi di estensione, ampliare quindi il ricorso alle CMS anche per gli interventi di potenziamento e manutenzione, individuando opportunamente i corrispondenti parametri;
- nel caso delle CMS negli interventi di estensione, confermare l'indicatore “densità d'utenza (metri per pdr.)”, ma ampliandone e articolandone i parametri che determinano le soglie, differenziabili in funzione delle specificità delle realtà locali.

Approfondimenti sulle applicazioni delle CMS

A partire dal richiamato documento di ARERA (DCO 410/2019/R/gas), con l'obiettivo di chiarire e definire gli interventi rientranti nelle CMS che saranno pubblicati nelle LPGAs (Linee guida programmatiche d'ambito) dalla Stazione Appaltante, si propone quanto segue:

- estensioni di rete: se rispettano le CMS, l'investimento è approvato; se non rispettano le CMS entrino nel bando di gara solo in caso di redazione dell'analisi ACB con valutazione positiva;
- magliature e potenziamenti: si tiene conto di continuità del servizio / disagi evitati - diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura - mancata

alimentazione; costi = disagio clienti coinvolti dall'attività / costi sostenuti dal distributore per messa in sicurezza / ripristino;

- manutenzione rete e impianti: gli interventi sotto un determinato "livello" definito ex ante non sono sottoposte ad ACB, cui risultano invece assoggettati solo gli interventi di più ampia portata (es. sostituzione di un rilevante tratto di rete).

Per ampliare la ricerca e condividere le soglie di ammissibilità degli interventi si è avviato un approfondimento su tutte le tre tipologie di investimenti nei termini seguenti. Estensioni di rete. Ampliare le griglie di valutazione delle CMS con due direttrici:

- estendere le soglie in base alle condizioni abitative/urbanistiche o altro (soglie intese come Metri per pdr.);
- individuare anche uno / due altri parametri che consentano di valutare l'investimento anche in una prospettiva di lungo periodo e in coerenza con la transizione energetica (ad esempio una misura economica o i volumi di gas incrementali).

Potenziamenti. Introdurre una valutazione analoga con uso delle CMS che tenga conto di:

- continuità del servizio / disagi evitati,
- diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura / mancata alimentazione;
- Costi = disagio dei clienti coinvolti dall'attività / costi sostenuti dal distributore per messa in sicurezza / ripristino.

Manutenzione rete. Introdurre una valutazione analoga con uso delle CMS che tenga conto di:

- età e stato della rete e degli impianti e tipologia dei cespiti dell'Ambito;
- tipologie degli interventi (es. sostituzione di un rilevante tratto di rete);
- criteri di rinnovo ed innovazione tecnologica.

Gli approfondimenti hanno considerato il variegato contesto territoriale, impiantistico e amministrativo che si ritrova nel Paese. L'età di una parte di reti ed impianti ha origini spesso molto datate, in particolare nelle realtà cittadine in cui il servizio è stato avviato con il "gas di città" (dalla seconda metà dell'800 fino alla metà del secolo scorso) e la successiva metanizzazione, avviata dagli anni 50, si è comunque protratta fino agli anni '90. Nel passato le iniziative di sviluppo sono state valutate con criteri anche indipendenti da quelli della densità abitativa o della sostenibilità economica, pertanto la configurazione di riferimento varia significativamente anche da impianto ad impianto (ovvero da Comune a Comune).

Interventi di estensione

Per quanto concerne la prima tipologia di intervento, quindi quella di estensione, dalle valutazioni effettuate è emerso come più adeguato e di semplice applicazione il parametro METRI PER pdr.. Si è affrontato l'argomento con la ricerca di un parametro maggiormente articolato e rappresentativo della specifica realtà locale. Si è anche valutato se introdurre un altro elemento premiante per le SA che introducono soluzioni in direzione del PNIEC. Qui di seguito alcuni dei passaggi svolti nella ricerca

- riesame della congruità della soglia;

- creazione di una matrice per diffusione dell'area che tenga in considerazione la diversità degli ambiti di gara, in base alle condizioni urbanistiche, utilizzando ad esempio come possibili variabili:
- le frazioni di comuni non ancora metanizzate all'interno dell'ambito di gara;
- gradi giorno – aspetti termici;
- densità di pdr./alloggi;
- lunghezza della rete esistente / estensione del territorio;
- densità abitativa della zona in questione:
- abitanti serviti;
- indice attuale pdr/metri (dati MISE al 2012);
- stime sul numero di abitanti potenziali, utilizzando come parametro l'andamento statistico della popolazione;
- fattori climatici.

Si è ragionato sulla opportunità di introdurre un indicatore che valorizzi gli interventi a favore della transizione energetica, anche in coerenza con il DCO 39/2020/R/gas per la diffusione dei “gas rinnovabili” e nuove tecnologie³⁰ quali “reti bi-direzionali”, funzioni di accumulo, riduzione delle perdite, Power to gas (P2G). Il tema è stato ritenuto significativo pur tuttavia non è stato ulteriormente approfondito in questa fase. Al termine di questa fase di ricerca si è valutato che la fonte più semplice ed attendibile cui, in questo momento, possono ricorrere le SA sono i dati MISE, disponibili per ATEM e località (pdr, lunghezza reti, popolazione, superficie, gradi giorno).

Questi dati consentono di rielaborare ed articolare le CMS metri per pdr.. Aspetto importante che occorre evidenziare è quello che riguarda il “peso” del singolo pdr. Non sfugge certo che le grandi utenze (commerciali, industriali, terziario), o il cosiddetto “calibro” del contatore, dovrebbero indurre a considerare che non a tutti i pdr. corrisponde il medesimo peso sugli effetti in un'eventuale analisi costi-benefici. Si suggerisce pertanto l'ipotesi di considerare pdr. equivalenti per grandi utenze o utenze sensibili (scuole/ospedali), in riferimento ad un pdr corrispondente ad un'utenza media di tipo domestico.

Interventi di potenziamento, manutenzione e sostituzione e innovazione tecnologica

Gli interventi di potenziamento comprendono da un lato i) il potenziamento consequenziale all'incremento di estensione dell'impianto ed in secondo luogo gli interventi che consentono ii) un incremento dell'affidabilità del sistema impiantistico:

- potenziamento conseguente le estensioni: in questo caso, prevedere come parametro possibile l'inserimento di una % sui metri di estensione previsti (?) (ovviamente se strettamente correlati all'intervento!);
- potenziamento per incremento della continuità e affidabilità;
- continuità del servizio / disagi evitati;

³⁰ ARERA nuove tecnologie, tecniche e prassi gestionali che siano in grado di apportare esternalità positive al sistema specialmente da un punto di vista ambientale, anche tramite specifici strumenti di promozione

- diminuzione del rischio di deficienza della pressione di fornitura / mancata alimentazione;
- disagio per i clienti coinvolti dall'attività / costi di messa in sicurezza;
- €/pdr. Massima variazione ammessa dalla RAB.

Per l'area di intervento della manutenzione della rete, si intende introdurre una valutazione che tenga conto di parametri tecnico – economici, tra cui in particolare:

- l'età e lo stato di rete ed impianti e tipologia di cespiti dell'ambito, per i quali occorrerà definire un opportuno indicatore, in modo da riflettere il deterioramento fisico dovuto al trascorrere del tempo e all'uso a cui è destinato l'impianto, all'intensità dello sfruttamento e alla politica delle manutenzioni, nonché le condizioni in cui lo stesso impianto si trova allo stato attuale ;
- l'obsolescenza conseguente alla continua evoluzione tecnologica (anche per questo aspetto occorrerà individuare quindi i fattori generatori di obsolescenza).

Nell'ambito dei lavori del Laboratorio è emerso che l'età di rete ed impianti non è totalmente applicabile, da solo, come “driver” principale per valutare i criteri di sostituzione, ma è utilizzabile in abbinamento ad un altro driver rappresentativo delle condizioni in cui si trova l'impianto, come il tasso di dispersioni per unità di estensione della rete.

La Condizione Minima applicata potrebbe quindi essere valutata come una percentuale % del valore dei cespiti parametrata sulla età o sulle caratteristiche di costruzione o gestione dell'impianto, da modulare in funzione di un secondo fattore utile, quale potrebbe essere il tasso di fugacità delle reti.

Questo dato sarebbe peraltro già fornito nell'ambito delle informazioni concesse dal gestore uscente all'interno degli obblighi previsti dall'articolo 4 del DM 226/2011.

Con riferimento agli interventi di innovazione tecnologica, si ritiene che questa tipologia di interventi non risulti allo stato attuale sufficientemente approfondita in normativa e letteratura per essere oggetto di applicazione di una idonea soglia CMS o per sviluppare possibili alternative.

2.3 PROPOSTA PER L'APPLICAZIONE DELLE CMS AGLI INTERVENTI DI ESTENSIONE

Impostazione della proposta

Sulla base delle considerazioni introduttive sono state elaborate alcune simulazioni di CMS che, legate da una ipotesi di costruzione unitaria, conducono a risultati tra di loro simili, raffrontabili e, sostanzialmente, coerenti. La diversità delle risultanze tra le varie simulazioni testimonia che i criteri utilizzati sono tra di loro omogenei ma possono essere modellabili in funzione delle diverse esigenze di clusterizzazione (in particolare, come meglio evidenziato in seguito, per l'individuazione di eventuali peculiarità locali, quali le città metropolitane, i capoluoghi di provincia oppure le località situate in zone disagiate). Le simulazioni dei valori delle CMS sono state svolte sulla base degli elementi di seguito sintetizzati:

- database creato con dati pubblici e riferiti al settore della distribuzione gas;
- identificazione di parametri (desumibili dal DB) oggetto di analisi;
- identificazione di un fattore moltiplicativo derivante dai suddetti parametri, da applicare al valore di partenza di 10 m/pdr.

Gli elementi di base sopra descritti permettono di ottenere importanti evidenze, quali:

- oggettività dei dati di partenza;
- maggior legame con i dati impiantistici presenti negli ATEM o nelle singole realtà locali, evitando il rischio che un singolo valore di CMS possa risultare eccessivamente premiante o penalizzante;
- possibile creazione di clusterizzazioni, sempre sulla base delle evidenze legate ai singoli ATEM o ai singoli territori.

Per effettuare le varie simulazioni esposte in questo rapporto è stato di fondamentale importanza predisporre di un'adeguata banca dati che contenesse dati essenziali in funzione dei parametri elencati nel DM 226/11 e reperibili nelle banche dati MISE³¹ cui sono stati aggiunti altri parametri ritenuti idonei e disponibili a livello di statistiche istituzionali³².

I dati utilizzati per il nostro modello sono resi disponibili dal MISE, che nell'apposita sezione "Distribuzione gas" del suo sito web pubblica, per ciascun ATEM, le informazioni principali quali il numero di clienti serviti, il volume di gas distribuito (in migliaia di Sm³), la lunghezza in chilometri della rete esistente, l'altitudine e la popolazione.

Si precisa anche che, i dati utilizzati per le analisi, hanno tenuto conto della Delibera 27 gennaio 2012, n.73 con cui la Giunta provinciale della Provincia Autonoma di Trento ha deliberato di individuare un unico ambito territoriale per l'assegnazione del servizio di distribuzione del gas nel suo territorio con l'accorpamento degli ambiti Trento 1, Trento 2 e Trento 3. Si è inoltre tenuto conto degli ulteriori accorpamenti intervenuti tra Firenze 1 e Firenze 2, Bologna 1 e Bologna 2, Cremona 2 e Cremona 3.

I calcoli e le elaborazioni sono stati svolti precisamente sugli ultimi dati resi disponibili per il settore gas, aggiornati al 2012, e quindi su:

- numero totale di 172 ATEM³³, tenendo conto delle aggregazioni intervenute;
- numero totale di punti di riconsegna pari a 21.518.519;
- estensione totale della rete gas pari a 251.631 km;
- totale della popolazione pari a 58.364.495 di abitanti.

Variabili e parametri disponibili

³¹ I parametri esaminati sono i seguenti: (i) grado di metanizzazione del Comune e/o dell'ATEM, (ii) espansione territoriale; (iii) dispersione abitativa.

³² Altri due parametri utili sono stati valutati: (iv) volumi per pdr (intensità della rete); (v) zona climatica e Gradi Giorno.

³³ Risulta che, oltre all'aggregazione dei tre ATEM TN1, TN2 e TN3, oltre a Firenze 1 e Firenze 2, Bologna 1 e Bologna 2, Cremona 2 e Cremona 3.

Occorre osservare nel grafico riportato sotto il rapporto metri per punto di riconsegna calcolato sui dati del 2012 in quanto è l'indicatore che la stessa Autorità utilizza nel definire le CMS base e la conseguente applicazione della ACB. A partire dai dati di caratterizzazione dei Comuni e degli ATEM pubblicati dal MISE³⁴, sono state prese in esame le seguenti variabili.

Tabella 2- descrizione dei parametri

Coefficiente	Descrizione	costruzione
P1	Grado di metanizzazione	Numero di abitanti rispetto al numero dei pdr
P2	Espansione territoriale	Superficie rispetto al km di rete gas
P3	Dispersione abitativa	Superficie rispetto alla popolazione
P4	Intensità della rete	Metri cubi di gas erogati per pdr
P5	Gradi giorno/Zona climatica	Gradi giorno o zona climatica

Le correlazioni tra i parametri e una analisi ACB possono essere quelle di seguito sintetizzate.

- P1. Grado di metanizzazione.
Questo parametro sembra più correlato alle potenzialità di metanizzazione dell'Atem che all'opportunità di incrementare le CMS: se un territorio, a parità di altre caratteristiche, è meno metanizzato di un altro, si avrà un maggiore bacino di iniziative da proporre, ma potrebbe essere osservato - anche dalla stessa Autorità - che questo possa di per sé non essere motivo sufficiente per giustificare CMS più generose rispetto a un territorio analogo. Inoltre, in termini di rappresentatività risulterebbe probabilmente più significativo il numero di famiglie/pdr, piuttosto che quello abitanti/pdr, al fine di intercettare anche possibili diverse realtà in termini di composizione dei nuclei familiari (il dato sulle famiglie residenti è comunque pubblicato da Istat).
- P2. Densità di rete rispetto al territorio.
La significatività del parametro, come già evidenziato anche nel rapporto, è molto limitata, in quanto legato alle caratteristiche di urbanizzazione di porzioni di territorio, nonché a quelle degli attuali impianti di distribuzione più o meno interconnessi, ma non necessariamente alle condizioni di disagio del territorio o alle necessità di metanizzazione.
- P3. Dispersione/densità abitativa.
È un fattore significativo nel discriminare tra territori più o meno disagiati.
- P4. Estensione della rete.

³⁴ Ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale La pagina riporta gli aggiornamenti dei maggiori dati sulla distribuzione gas al dicembre 2012 e le variazioni amministrative al 4 febbraio 2014, <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/distribuzione/elenco-ambiti-territoriali>

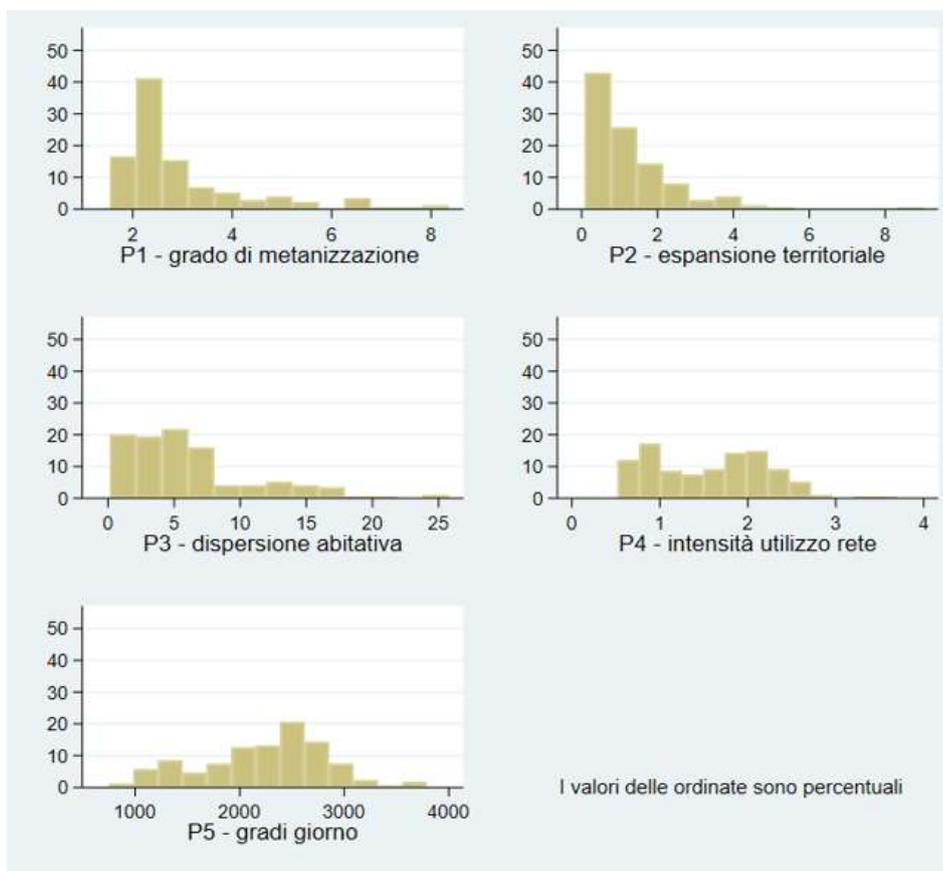
Questo indicatore è inerente alla densità di pdr sulla rete.

- P5. Fascia Climatica - Gradi giorno.

In merito alle diverse possibili metodologie di calcolo adottabili, che possono essere sempre modulate agendo sui coefficienti, si ritiene, infine, più idonea a riflettere le caratteristiche locali una metodologia che più riesca ad intercettare e differenziare in modo significativo ATEM con diverse caratteristiche (soprattutto climatiche), piuttosto che una metodologia che tenda invece ad appiattire i valori su un livello medio (perché maggiormente affetta dagli inconvenienti che hanno palesato i valori medi nazionali sin qui presi a riferimento ad esempio dall'ARERA).

Il grafico seguente contiene gli istogrammi degli otto coefficienti individuati per la definizione delle CMS.

Grafico 1: distribuzione dei parametri



Se ne evince come già anticipato che le variabili utilizzate hanno distribuzioni eterogenee nei diversi ATEM.

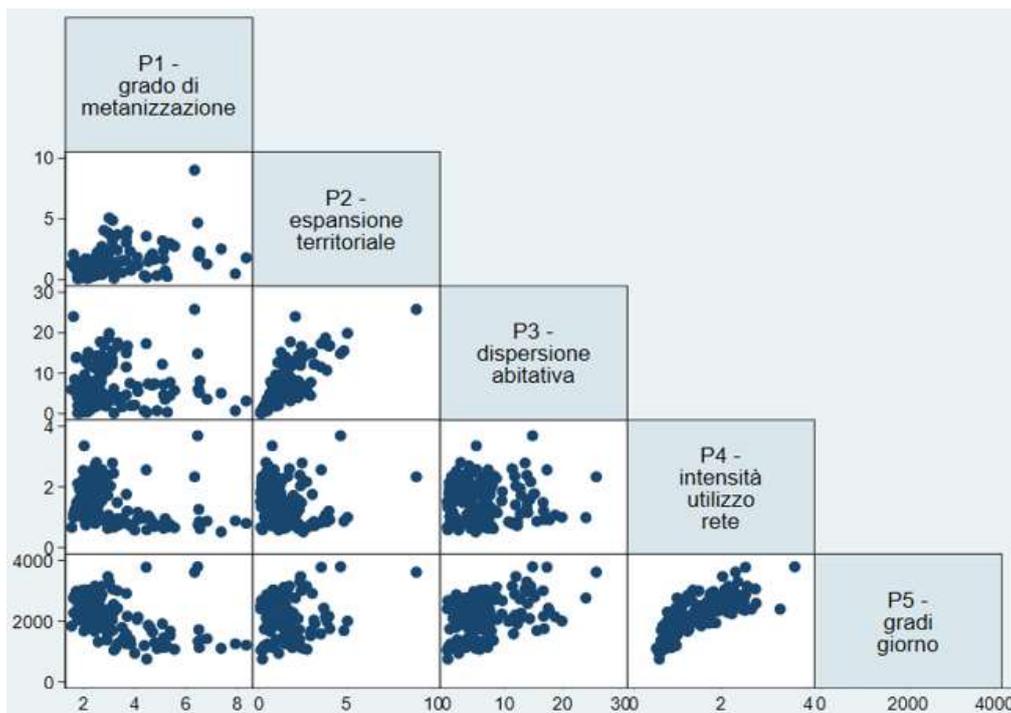
La tabella sottostante riporta le stesse informazioni contenute nel grafico sovraesposto e, in particolare, riporta alcune statistiche chiave delle variabili prese in considerazione. Si fa presente che le informazioni contenute nella tabella fanno riferimento ai valori degli ATEM e dunque contengono a loro volta una media aritmetica ottenuta dalle informazioni dei comuni che formano gli ATEM.

Tabella 3 – statistiche descrittive dei parametri

Parametro	N	Media	Dev. St.	Min	Max
P1	172	3,0	1,3	1,5	8,4
P2	172	1,3	1,2	0,1	9,0
P3	172	6,2	5,0	0,1	25,8
P4	172	1,6	0,6	0,5	3,7
P5	172	2230,8	595,7	751,0	3789,4

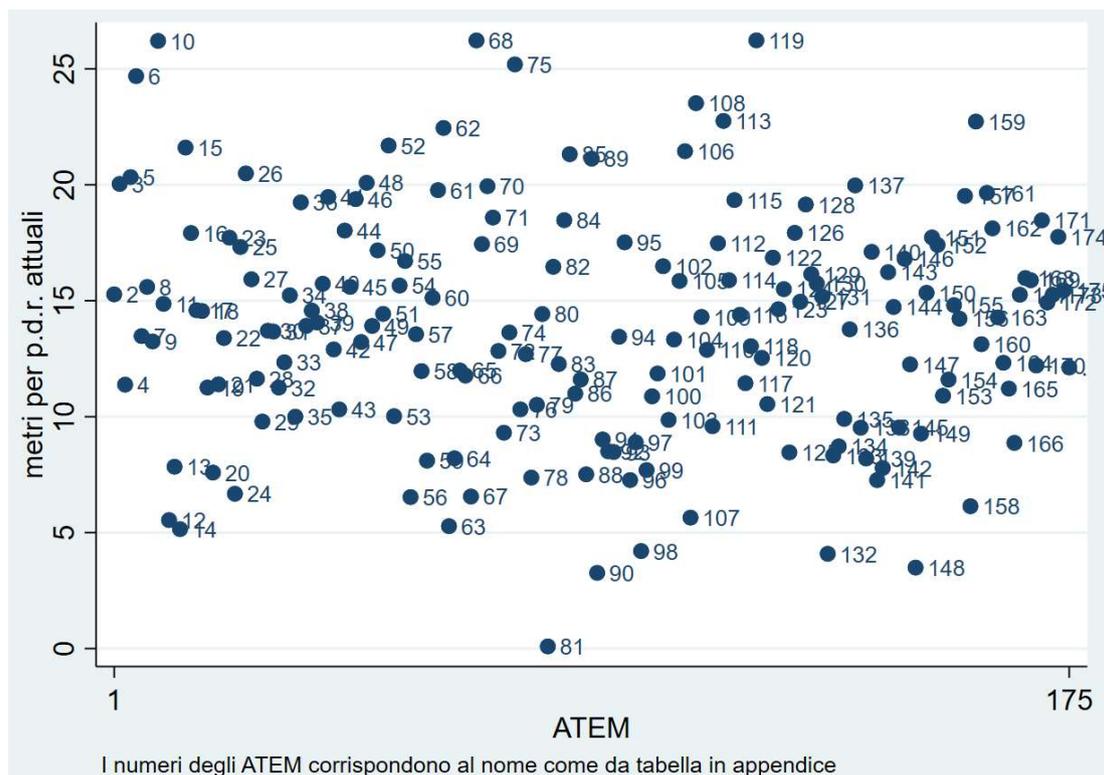
Si è quindi proceduto con il riesame e il confronto dei suddetti parametri, per verificarne la variabilità e l'impatto potenziale sulle CMS. Il grafico a dispersione sottostante mette i parametri in relazione tra loro, evidenziandone anche le principali correlazioni.

Grafico 2: matrice di dispersione tra i parametri



Il grafico sottostante mostra la distribuzione dei valori relativamente al rapporto metri per utenti serviti, dove sull'asse delle ascisse sono rappresentati il numero dei punti di riconsegna. Si tratta di una fotografia della situazione di partenza e i dati rappresentano i valori medi degli ATEM. Si tratta di un quadro con valori piuttosto variabili che rispecchiano le differenze esistenti nei var ATEM rappresentanti aree del Paese a loro volta differenti.

Grafico 3 – metri per pdr. attuali



La rappresentazione in forma grafica mostra come vi sia una buona concentrazione di valori degli ATEM tra i 10 e i 20 metri al pdr con un numero di pdr totale che varia da 50.000 a 150.000; infatti, provando a calcolare il coefficiente di variazione (CV) di tale rapporto, si ottiene che la diffusione media attorno alla media dei valori (pari a 13.87 m/pdr) è pari circa al 35,66%.

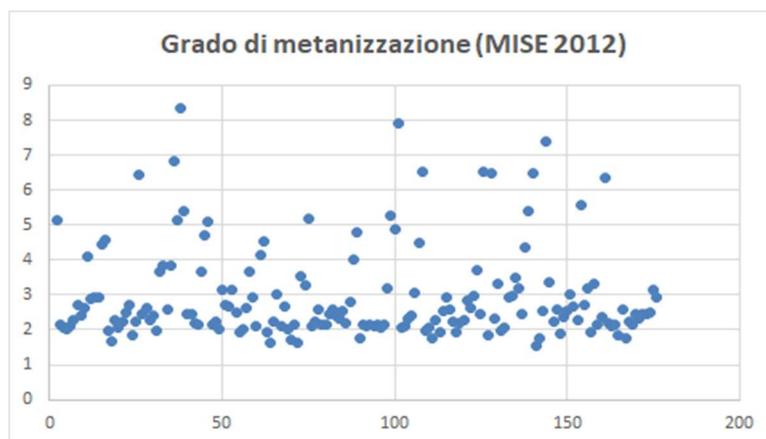
In scala ridotta, sempre per esigenze di rappresentazione, sono stati esclusi dal grafico gli ATEM di Milano1, Roma1 e Torino1, che, hanno un numero di pdr. molto elevato (ampiamente oltre il mezzo milione) e presentano un rapporto rispettivamente pari 3,27, 4,09 e 3,49. Allo stesso tempo, è possibile osservare come vi siano dei casi al di fuori dei valori limite calcolati in funzione della media e della deviazione standard, che si attestano sotto alla soglia minima fissata dei 10 metri per pdr. (circa il 15% degli ATEM) e in qualche caso sopra ai 25. La situazione sul territorio italiano risulta quindi essere piuttosto variegata, essendoci ATEM in cui il rapporto metri per utenti serviti è coerente con le condizioni minime base stabilite dell'Autorità, ma, come si è visto, esistono determinati casi, anche in funzione di diverse caratteristiche territoriali e demografiche dei Comuni appartenenti all'ambito, in cui tale rapporto appare disallineato e quindi vi possono essere margini di rimodulazione e adattamento dello stesso.

P1 - Grado di metanizzazione

Il primo parametro preso in considerazione, già citato dallo stesso Decreto, qui identificato con il termine "p1", è il grado di metanizzazione dell'ATEM. Esso è calcolato tramite il rapporto del numero di abitanti per i punti di riconsegna; ed indica il grado di copertura della distribuzione del gas nei vari comuni appartenenti all'ambito. Anche in questo caso, per dare un'evidenza della distribuzione di tali valori nel nostro territorio italiano, si riporta nel grafico

4 la rappresentazione grafica del parametro grado di metanizzazione. Considerando che la media di tale parametro con riferimento a tutti gli ATEM è pari 2,96, si può notare che una discreta parte dei valori in esame, per circa il 45% di essi, è concentrata attorno alla media nazionale, a testimonianza del fatto che la metanizzazione ha raggiunto ogni zona del nostro Paese, a fronte comunque di un residuo 10% di ATEM in cui si registrano valori elevati del rapporto e quindi un basso grado di metanizzazione; tra quest'ultimi, rientrano soprattutto gli ATEM del Mezzogiorno e quelli in cui la percentuale di Comuni montani è prevalente, quindi a titolo esemplificativo gli ambiti di Bolzano, Valle d'Aosta, Siracusa, Cosenza e Catania 2 – Sud. Inoltre, questa considerazione permette in parte di giustificare, a seguito delle risultanze dei modelli elaborati, la concessione di un maggiore valore di metri per pdr utilizzati come condizione minima per gli interventi di estensione.

Grafico 4 – Grado di metanizzazione



P2 - Densità di rete rispetto all'estensione del territorio

Il secondo parametro (p2) utilizzato per la rielaborazione delle CMS è l'espansione territoriale, calcolato come rapporto tra la superficie, in chilometri quadrati, dell'ambito e i chilometri di rete esistenti al suo interno. Questo parametro presenta un elevato grado di variabilità, dato che all'interno del territorio comunale possono esservi zone non urbanizzate e/o abitate che possono spostare notevolmente il valore rispetto a quello relativo alle sole aree urbanizzate/abitate dello stesso Comune.

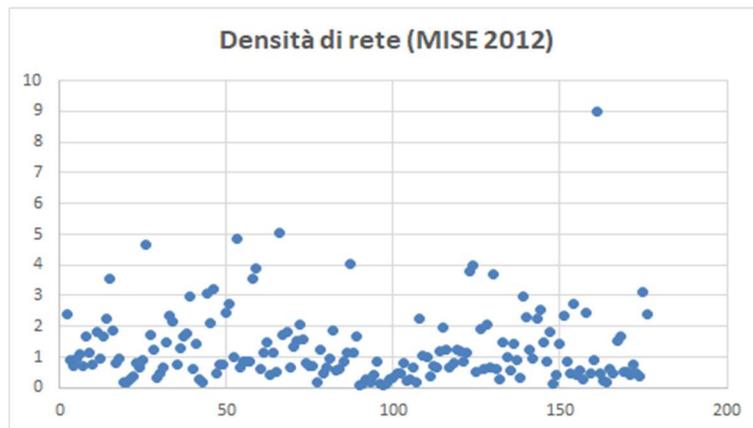
Tale rapporto mostra il grado di capillarità della rete di distribuzione del gas rispetto al territorio: laddove il rapporto si avvicina al valore 1 indica un'elevata espansione della rete, mentre un valore elevato di esso si traduce, viceversa, in una minore copertura del territorio. In relazione all'osservazione precedente si ribadisce che potrebbero esservi Comuni con un'elevata espansione della rete nelle zone urbanizzate e/o abitate, ma per i quali il valore viene "inquinato" da una magari notevole estensione di territorio non urbanizzato/non abitato.

Nel grafico 5 è riportata, su modello dei precedenti grafici, la distribuzione di tale indice, escludendo dalla rappresentazione il solo ATEM della Valle d'Aosta, il quale presenta per tale indice un valore molto superiore rispetto agli altri ambiti, precisamente pari a 9.01 con 19.976 pdr totali. La media sul totale degli ambiti è pari a 1.28 e dal grafico è possibile osservare come vi sia una fitta concentrazione di valori compresi tra 0.3 e 1.5 in termini di

rapporto superficie su chilometri di rete e aventi un numero di pdr totale che varia da 50.000 a 150.000.

Allo stesso tempo si può constatare anche come vi sia una forte variabilità nel nostro Paese per quanto riguarda l'espansione territoriale, infatti il coefficiente di variazione (CV) ha un valore pari al 91,82%, ad indicare l'eterogeneità dei valori e la loro forte dispersione su diversi livelli, in virtù del fatto che è un dato strettamente correlato alle caratteristiche orografiche dei vari ambiti territoriali.

Grafico 5 - Densità di rete

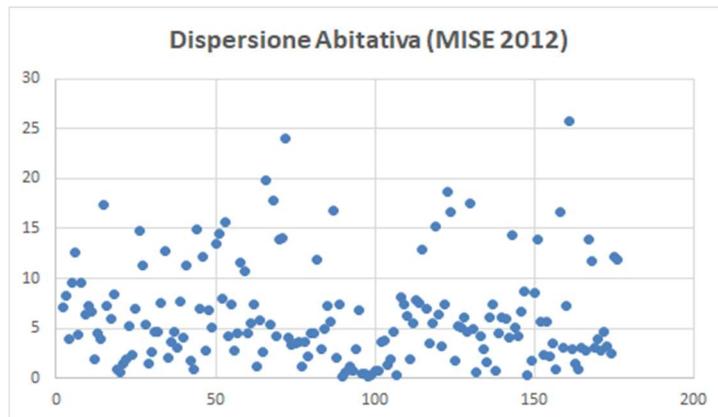


P3 - Dispersione abitativa

Un altro fattore di fondamentale importanza che viene citato dal Decreto 226/2011 e inserito nel modello di rielaborazione è la densità abitativa, ossia il numero di abitanti in una determinata area, generalmente espressa in km². Per tale parametro è stato convenuto, per avere uniformità nei valori, di utilizzare il rapporto inverso, cioè la superficie del territorio convertita in m² al numeratore e al denominatore il numero degli abitanti. La logica dell'inserimento di tale indicatore (p3) è quella di valorizzare le situazioni in cui il rapporto (superficie/n. abitanti) è alto, e di conseguenza vi è una bassa densità abitativa, al fine di riconoscere a questi ATEM un rapporto metri di rete al punto di riconsegna maggiore per gli interventi di estensione, cercando di favorire o comunque rendere più agevole la metanizzazione delle aree più disagiate (intendendo in generale per aree disagiate quelle caratterizzate da una minore densità abitativa); viceversa, nei casi in cui vi è un basso rapporto tra superficie e abitanti, e quindi un'alta densità abitativa, l'intento è quello di differenziare il valore base di riferimento dei 10 metri per pdr. fissato dall'Autorità, mantenendo tale valore come soglia inferiore delle CMS e modulandolo a un livello ritenuto più congruo in funzione delle specifiche realtà territoriali. Anche per la densità abitativa è stata osservata la collocazione dei valori per i vari ATEM, e con il grafico sottostante, si rileva una media pari a 6,20 e la presenza di un'alta concentrazione, pari circa all'80% degli ATEM, di valori attorno alla media stessa. Infatti, anche dal punto di vista grafico si osserva che questa forte concentrazione si registri su ATEM aventi un numero di pdr tra 50.000 e 150.000 con una variabilità del rapporto che si attesta tra valori sopra lo 0 e 9. I casi eccezionali sono rappresentati sicuramente dagli ambiti di Milano1, Torino1 e Napoli1 che come già evidenziato in precedenza, hanno un numero di pdr superiore alla scala rappresentata nel grafico e allo stesso tempo un rapporto in tal caso basso, quindi sinonimo

di un'alta densità abitativa. Al contempo, vi sono casi di ATEM con bassa densità abitativa, in particolare nella fascia di valori tra 10 e 20, e con un numero di punti di riconsegna tra i 50 e i 100 mila; da segnalare è il caso isolato della Valle d'Aosta che registra un valore pari a 25,77.

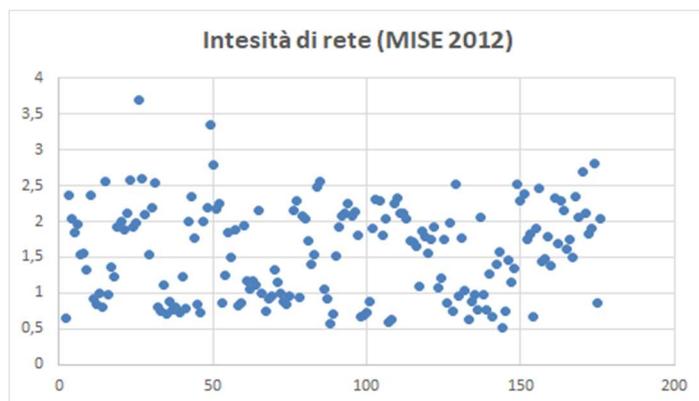
Grafico 6 – Dispersione abitativa



P4 - Intensità di rete

Il quarto parametro, indentificato come $p4$ misura i metri cubi di gas erogati per pdr.

Grafico 7: Intensità di rete



P5 – Gradi giorno e zone climatiche

Inoltre, si è aggiunto un ulteriore parametro per tenere conto dell'aspetto ambientale, in particolare per considerare i benefici derivanti dall'utilizzo del gas naturale rispetto ad altri combustibili tradizionali in zone del nostro Paese in cui vi è un maggior fabbisogno termico, attraverso il riconoscimento di una soglia metri/pdr più alta per tali casi. Il parametro utilizzato è il grado giorno, cioè la somma estesa a tutti i giorni, in un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura fissata convenzionalmente pari a 20°C, e la temperatura media esterna giornaliera. Un valore di gradi giorno basso indica sostanzialmente un breve periodo di riscaldamento con temperature medie giornaliere prossime alla temperatura convenzionalmente stabilita, mentre un valore alto denota periodi di riscaldamento prolungati e temperature medie giornaliere nettamente inferiori rispetto a quella convenzionale. Il grado giorno risulta utile perché in funzione di tale parametro sono state individuate sei fasce climatiche che permettono di collocare i diversi ambiti territoriali minimi all'interno di tali fasce e svolgere

valutazioni ai fini della rielaborazione della soglia per le CMS. Riportando queste considerazioni all'interno dell'analisi, sono stati calcolati i valori medi per ambito territoriale minimo relativamente al grado giorno e si evidenzia che il 56% di essi rientra nella zona climatica E e il 24% nella fascia D, che viste congiuntamente rappresentano la quasi totalità degli ATEM; la restante parte è suddivisa per il 13% all'interno della fascia C, per il 6% nella fascia B, con il solo ambito Palermo 1 (città di Palermo) caratterizzato da un valore medio di gradi giorno rientrante nella fascia B. Si sottolinea come nessuno degli ambiti ricada nella zona climatica A considerato l'irrelevante numero di Comuni che registrano valori da 0 a 600 GG. I dati sono meglio rappresentabili nel grafico sottostante, dove tutti i 172 ATEM sono suddivisi nelle diverse zone climatiche, registrando una media totale pari a 2231 gradi giorno.

Stima delle CMS in funzione dei parametri individuati

Sulla base dei parametri individuati nel paragrafo precedente, la proposta di rielaborazione delle CMS, per gli interventi di estensione della rete, parte dallo standard stabilito dall'Autorità, cioè dalla Condizione "10 metri per punto di riconsegna" evidentemente sin qui presa a riferimento dalla stessa ARERA come riferimento medio nazionale (CMS base) e non per singolo ATEM.

L'approccio utilizzato consiste nell'individuazione di una serie di variabili (v) dalle quali derivare dei coefficienti (c) a seconda del valore delle variabili stesse. Tali coefficienti c sono poi moltiplicati tra loro generando il fattore (X). Il fattore X viene poi applicato alle CMS base.

Di conseguenza dato che X è il prodotto dei coefficienti c, si propone un ricalcolo delle Condizioni Minime di Sviluppo secondo la seguente formula: $CMS\ ATEM = (CMS\ Base) * X$ che può essere rappresentata attraverso il grafico seguente.

Immagine 1 – processo di stima delle CMS



Il modello di applicazione utilizza come soglia minima l'attuale rapporto metri su punti di riconsegna, prevedendo quindi anche la possibilità di stabilire, per alcuni ATEM, soglie per le condizioni minime di sviluppo in taluni casi teoricamente inferiori a 10m/pdr; casistica che appare plausibile in forza delle evidenze descritte nei vari parametri analizzati.

In definitiva, le elaborazioni effettuate dimostrano la possibilità di individuare CMS differenziate in funzione delle diverse caratteristiche territoriali.

Nella elaborazione effettuata si sono distinte le realtà delle grandi città metropolitane e delle città capoluogo presenti negli ATEM da quella dei restanti Comuni ad esso appartenenti, al

fine di cogliere le differenziazioni, previste anche dal D.M 226/11, in base al grado di metanizzazione raggiunto e alla densità abitativa della realtà considerata.

Una simile impostazione conduce a considerare specifici, distinti valori delle CMS per le grandi città metropolitane, per le città capoluogo eventualmente presenti all'interno dell'Atem e per i restanti Comuni ad esso appartenenti.

Chiaramente, con un'impostazione del tutto analoga si potrebbero elaborare anche ulteriori clusterizzazioni dei Comuni appartenenti agli Atem, laddove, al fine di mantenere ad esempio la differenziazione tra Comuni c.d. "disagiati" e Comuni c.d. "non disagiati" sin qui seguita dall'ARERA nelle proprie valutazioni, si ritenesse di individuare una dimensione dei Comuni (ad es. in base al numero di abitanti) sino alla quale questi sono considerati "disagiati". Con una simile impostazione si potrebbero quindi opportunamente differenziare valori delle CMS per:

- grandi città metropolitane e città capoluogo presenti negli Atem, ciascuna rispettivamente con uno specifico valore del parametro (come anche da elaborazioni svolte con il presente studio);
- altri Comuni "non disagiati" presenti nell'Atem (con un numero di abitanti superiore alla soglia sopra ipotizzata, se questa fosse considerata come parametro significativo allo scopo);
- Comuni "disagiati" appartenenti all'Atem (considerati tali quando con un numero di abitanti inferiore alla predetta soglia, sempre salvo quanto specificato sopra).

Definizioni di mantenimento e potenziamento

Si ritiene utile riportare le descrizioni utilizzate nell'ambito dei confronti tra gli esperti.

A) Mantenimento = interventi che garantiscono la continuità nel tempo delle caratteristiche di integrità e sicurezza del sistema distributivo, mediante riparazione di dispersioni evidenziate nel corso delle attività programmate o da segnalazioni di terzi; insistono nei costi operativi gestionali.

B) Potenziamento/magliatura = interventi che comportano la sostituzione di parti patrimonialmente riconosciute di tubazioni o impianti, che ne rinnovano la vita utile oltre a renderli adeguati alle esigenze di servizio; insistono nei costi di capitale.

Si tratta di interventi che possono essere conseguenti a estensioni di rete per garantirne le giuste condizioni di portata/pressione, o essere svolti per motivi di sicurezza in emergenza (magliatura della rete per garantire la doppia alimentazione di zone della rete stessa nel caso di disservizi non previsti) o per motivi di adeguamento delle capacità di portata/pressione in zone periferiche o disagiate del sistema.

Per quanto riguarda gli interventi di mantenimento, in termini di sviluppo/evoluzione/affinamento del modello si potrebbe in aggiunta valorizzare il beneficio di questi interventi in ottica di riduzione di fughe e pertanto emissioni di metano in atmosfera

(da valutare in funzione di vetust , materiali, tipologie costruttive, fugacit  degli impianti), in modo da valorizzare anche il beneficio in termini di decarbonizzazione

Per quanto riguarda la normativa di riferimento si richiamano in particolare gli obblighi di servizio definiti nella delibera 569/2019/R/Gas. La normativa fa riferimento ai seguenti indicatori di sicurezza:

- vita residua media ponderata delle condotte di rete in alta e media pressione;
- vita residua media ponderata delle condotte di rete in bassa pressione;
- percentuale annua di rete in alta e media pressione sottoposta a ispezione;
- percentuale annua di rete in bassa pressione sottoposta a ispezione;
- numero annuo di dispersioni localizzate per chilometro di rete ispezionata;
- numero annuo di dispersioni localizzate su segnalazione di terzi per chilometro di rete;
- numero annuo convenzionale di misure del grado di odorizzazione del gas per migliaio di clienti finali;
- tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento;
- tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento;

Le Norme UNI applicabili sarebbero le seguenti:

- UNI 9167 (tutte le parti) Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto;
- UNI 9571-1 Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto – Parte 1: Sorveglianza;
- UNI 9571-2 Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura;
- UNI 11632 Attivit  professionali non regolamentate - Figura professionale del personale addetto alle attivit  di sorveglianza degli impianti di distribuzione del gas naturale - Requisiti di conoscenza, abilit  e competenze;
- UNI 7133 Odorizzazione di gas per uso domestico e similare (tutte le parti);
- UNI 9463 (tutte le parti) Odorizzazione ed odorizzanti per gas combustibili impiegati in usi domestici o similari – Impianti di odorizzazione – progettazione, costruzione ed esercizio;
- UNI/TR 11631 Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione (VII specie);
- UNI 11323 Pressione di fornitura del gas distribuito a mezzo rete, nel caso di fornitura in settima specie - Modalit  di verifica;
UNI/TS 11297 Metodologia di valutazione rischi di dispersione gas.

Altro elemento utile sono le Linee Guida CIG:

- Linea Guida CIG Nr. 04 La gestione delle emergenze da gas combustibile sull'impianto di distribuzione (Gennaio 2020);
- Linee Guida CIG Nr. 07 Classificazione delle dispersioni di gas sull'impianto di distribuzione (Gennaio 2020);
- Linee Guida CIG Nr. 10 L'esecuzione delle attivit  di pronto intervento gas (2012);

- Linee Guida CIG Nr. 11 Esecuzione degli accertamenti documentali della sicurezza degli impianti di utenza a gas ai sensi della deliberazione 40/2014/R/gas (2018);
- Linee Guida CIG Nr. 12 Attivazione o riattivazione dell'impianto del cliente finale (2020) Linee Guida CIG Nr. 15 La gestione degli incidenti da gas combustibile distribuito a mezzo di reti e comunicazione delle emissioni di gas in atmosfera (Gennaio 2020);
- Linee Guida CIG Nr. 16 Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzate delle dispersioni sulla rete di distribuzione per gas con densità < 0,8 e con densità > 0,8 (Febbraio 2020).

Gli interventi di mantenimento o potenziamento non appaiono in linea di massima assoggettabili a indicatori di merito in quanto trattasi di obbligatoria necessità di mantenimento di condizioni di sicurezza (responsabilità penale).

La richiamata UNI 11631, introduce tuttavia anche un Indicatore di Efficienza della rete da calcolarsi sulla base dei dati risultanti nell'anno solare dai rilevatori automatici in rete; l'indicatore misura la capacità del sistema distributivo di erogare gas ai punti di riconsegna con valori superiori ai limiti minimi e inferiori ai limiti massimi definiti dalla UNI 11323:2016, per un tempo almeno pari al 60% del tempo di osservazione

Applicazione della Analisi ACB per interventi che superano le CMS

Nel caso le Stazioni Appaltanti desiderino procedere con interventi che oltrepassano le soglie minime (CMS) di cui al paragrafo precedente, si ritiene che si debba procedere come indicato nel DCO 410/2019/R/gas di ARERA cui si rimanda³⁵. In particolare, all'articolo 11 (ACB ai fini dell'individuazione di ulteriori interventi da includere nelle Linee guida programmatiche d'ambito) si legge:

- *(11.1) Si è già detto che gli interventi le cui caratteristiche rientrano nei parametri delle CMS non devono sostenere un'ulteriore ACB (avendola già superata con lo step precedente) mentre gli interventi le cui caratteristiche non rientrano nei parametri delle CMS devono essere sottoposti a specifica ACB (considerati come interventi stand-alone).*
- *(11.2) A tale scopo deve essere condotta una ACB secondo le indicazioni precedenti, con i necessari adattamenti conseguenti al fatto che non viene valutato un gruppo di interventi (un piano) bensì un singolo intervento considerato stand alone.*

Si tratta quindi, in relazione alla valutazione dei benefici per i consumatori, di “adottare un approccio multi-stadio e multi-criteri” come precisato all'articolo 4, ove si precisano i passaggi (“stadi”) di elaborazione dell'ACB:

- *primo stadio: analisi degli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito di concessione, sulla base dei prezzi di mercato;*

³⁵ In realtà anche la modalità di redazione dell'ACB ivi indicata andrebbe meglio specificata e standardizzata da un punto di vista applicativo per facilitarne l'impiego.

- *secondo stadio: analisi degli impatti per i consumatori ricompresi all'interno dell'ambito tariffario (più esteso rispetto a quello di concessione), depurando i prezzi di mercato da tutti gli elementi potenzialmente distorsivi, quali tasse, accise, sussidi, agevolazioni, ecc.; analoga operazione di depurazione dagli effetti distorsivi deve essere condotta con riferimento alle tariffe delle forniture energetiche;*
- *terzo stadio: analisi degli impatti socio/ambientali. 4.3 Lo sviluppo del primo stadio può essere condotto mediante un'analisi costo efficacia (di seguito: ACE) che si ritiene possa essere uno strumento adeguato e idoneo a raggiungere gli obiettivi identificati nel decreto 226/11.*

Il CESISP intende occuparsi, in una auspicabile seconda fase del laboratorio, di progettare ed elaborare un format condiviso di ACB a disposizione delle SA che pur tuttavia conservi una impostazione tale da assicurare anche la successiva fase di predisposizione dell'offerta da parte dei concorrenti e, di conseguenza, dell'aggiudicatario.

A tale scopo si potrebbe partire da quanto disponibile in letteratura, ed in particolare:

- deliberazioni ARERA contenenti osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata dalle stazioni appaltanti ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/2011. Osservazioni sulla coerenza delle analisi costi-benefici e sulla congruità delle condizioni minime di sviluppo individuate nelle linee guida predisposte dalla stazione appaltante. Sono disponibili i casi di Belluno, Milano1, Torino 1, Aosta, Modena, ecc.
- CONTRIBUTO ANCI. Documento metodologico per "Analisi costi-benefici per interventi di estensione e sviluppo delle reti di distribuzione del gas naturale". Pubblicazione ANCI del Luglio 2020.

Sulla base di questi contributi, per ora limitati agli interventi di estensione, si ritiene di poter impostare e condividere una Linea Guida Operativa, un modello, da rendere fruibile e utilizzabile da parte delle Stazioni appaltanti.