

DCO 15/08

**IPOTESI PER LA FORMULAZIONE DI
PROPOSTE IN MATERIA DI INDIVIDUAZIONE DI BACINI OTTIMALI DI UTENZA**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 aprile 2008, ARG gas 9/08.

3 giugno 2008

Premessa

Il presente documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 2 aprile 2008, ARG gas 9/08, propone per la consultazione i primi orientamenti dell'Autorità in relazione alle proposte che la stessa deve formulare, ai sensi delle disposizioni dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, per l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, e la successiva definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

I soggetti interessati possono far pervenire osservazioni e proposte fino al 30 giugno 2008.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.

*Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione tariffe*

piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02 65565311 fax 0265565222
e-mail: tariffe@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Premessa.....	2
1 Introduzione	4
2 Quadro normativo	4
3 Brevi cenni alle esperienze internazionale.....	6
4 Principali studi disponibili	8
5 Le analisi per la regolazione tariffaria in vigore (regime individuale)	10
6 Analisi quantitativa preliminare su dati relativi al 2006.....	11
7 Considerazioni finali sulla dimensione del bacino ottimale di utenza.....	17
8 Ipotesi per la concreta identificazione degli ambiti	17
9 Aspetti critici relativi alla perimetrazione delle reti di trasporto regionale	18

1 Introduzione

- 1.1 Il presente documento per la consultazione riporta i primi orientamenti in materia di definizione di proposte per l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, così come previsto dalle disposizioni del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: decreto-legge n. 159/07).
- 1.2 Nel paragrafo 2 del documento è tracciato un rapido profilo normativo, di inquadramento generale dell'attività di distribuzione del gas naturale nel nostro ordinamento.
- 1.3 Il paragrafo 3 contiene una breve rassegna di esperienze internazionali focalizzata soprattutto a evidenziare la dimensione, in termini di punti di riconsegna serviti e volumi di gas distribuito, delle imprese di distribuzione del gas naturale operanti nei principali paesi occidentali dell'Unione Europea che hanno maturato significative esperienze nell'ambito della ristrutturazione, dell'organizzazione e della regolazione dei servizi a rete.
- 1.4 Il paragrafo 4 contiene cenni ai principali studi disponibili in materia di analisi di produttività per le imprese del settore della distribuzione del gas naturale.
- 1.5 Il paragrafo 5 riporta cenni sulle analisi sui costi del servizio di distribuzione propedeutiche all'attuale regolazione tariffaria, in particolare per la parte relativa al regime individuale.
- 1.6 Il paragrafo 6 contiene alcuni elementi di analisi quantitativa svolti su dati relativi all'anno 2006. L'analisi quantitativa è finalizzata a verificare sulla base dei dati disponibili la presenza di economie di scala nell'attività di distribuzione del gas naturale.
- 1.7 Nel paragrafo 7 sono riportate le principali conclusioni derivanti dall'analisi svolta nei paragrafi precedenti.
- 1.8 Nel paragrafo 8 è esposta la proposta dell'Autorità per l'individuazione degli ambiti territoriali minimi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.
- 1.9 Nel paragrafo 9 sono riportati alcuni cenni a potenziali criticità per uno sviluppo efficiente del settore legate alla demarcazione dei confini tra reti di distribuzione e reti di trasporto regionale.
- 1.10 Non sono oggetto della presente consultazione le analisi relative alle proposte per la definizione di misure di aggregazione da introdurre parallelamente alla revisione della individuazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento del servizio.

2 Quadro normativo

- 2.1 Gli indirizzi generali per l'assetto del servizio di distribuzione del gas naturale in Italia sono dettati dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

- 2.2 Il decreto legislativo n. 164/00 regola anche le modalità di affidamento del servizio. In particolare, l'articolo 14, comma 1, prevede che l'attività di distribuzione di gas naturale è attività di servizio pubblico. Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a dodici anni. Gli enti locali che affidano il servizio, anche in forma associata, svolgono attività di indirizzo, di vigilanza, di programmazione e di controllo sulle attività di distribuzione e i loro rapporti con il gestore del servizio sono regolati da appositi contratti di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica.
- 2.3 L'articolo 14, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00 prevede che alla scadenza del periodo di affidamento del servizio, le reti, nonché gli impianti e le dotazioni dichiarati reversibili, rientrano nella piena disponibilità dell'ente locale. Gli stessi beni, se realizzati durante il periodo di affidamento, sono trasferiti all'ente locale alle condizioni stabilite nel bando di gara e nel contratto di servizio.
- 2.4 L'articolo 14, comma 8, stabilisce che il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati secondo il piano degli investimenti oggetto del precedente affidamento o concessione, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari all'eventuale valore residuo degli ammortamenti di detti investimenti risultanti dai bilanci del gestore uscente e corrispondenti ai piani di ammortamento oggetto del precedente affidamento, al netto degli eventuali contributi pubblici a fondo perduto. L'Autorità con proprio provvedimento, stabilisce, in coerenza col sistema tariffario, le modalità dell'eventuale rivalutazione del suddetto valore residuo in relazione all'andamento dei prezzi.
- 2.5 Il decreto legge n. 159/07 ha previsto nuove disposizioni in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas.
- 2.6 In particolare, il nuovo sistema di concessioni per lo svolgimento del servizio del gas sarà sviluppato sulla base di:
- nuovi criteri per l'effettuazione delle gare e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, che dovranno essere definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, sentita la Conferenza unificata e su parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
 - nuovi ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi, definiti dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata;
 - misure per l'incentivazione delle operazioni di aggregazione, determinati dai Ministri dello sviluppo economico e per gli affari regionali e le autonomie locali, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentita la Conferenza unificata.
- 2.7 Il combinato disposto dei diversi provvedimenti legislativi che si sono succeduti, si ritiene prefigurino, ad oggi, una situazione di:
- concessioni affidate successivamente al decreto legislativo n. 164/00 che sono titolate a proseguire fino alla scadenza naturale;
 - concessioni affidate sulla base di procedure concorsuali prima del decreto legislativo 164/00 che possono proseguire fino al 2012;
 - concessioni affidate nell'ambito dei programmi di metanizzazione delle regioni del mezzogiorno (ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e

successive modificazioni, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144) per le quali la scadenza è a 12 anni, che decorrono, tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti, decorsi quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica di concessione del contributo;

- altre concessioni che obbligatoriamente scadranno nel biennio 2009-2010.

3 Brevi cenni alle esperienze internazionali

Riassunto principali paesi

3.1 In tabella 1 sono riportate alcune caratteristiche delle imprese operanti nei principali paesi, con disaggregazione tra imprese oltre i 100.000 clienti e imprese con meno di 100.000 clienti.

Tabella 1
Numero di distributori in alcuni paesi europei - anno 2006*

Paese	consumi civili M(m ³) (domestico e servizi)*	numero totale imprese di distribuzione	numero delle imprese con meno di 100.000 clienti	note
Austria	2566	19	14	
Belgio	6739	18	9	
Francia	24992	23	20	Gaz de France controlla il 96% del mercato
Germania	48754	719	694	
Spagna	5336	22	16	Gas Natural controlla l'85% ed Endesa il 10%
Olanda	17222	11	7	Forte processo di ristrutturazione del settore in Olanda: nel 1980 le imprese erano 150, sono scese a 50 nel 1994
Gran Bretagna	46198	4	nd	Le società di distribuzione sono in realtà 5. Due società appartengono al medesimo gruppo. In Gran Bretagna si forniscono anche le cosiddette independent gas transporter e forniscono distretti limitati.

*o dati più recenti ove disponibili, ad eccezione dei dati relativi ai consumi civili, riferiti al 2005
Fonte: ERGEG e Eurostat (2005)

3.2 Questi dati vanno confrontati con l'attuale situazione nazionale che presenta le seguenti caratteristiche:

- 6400 comuni serviti;
- 2080 ambiti tariffari;
- 321 imprese di distribuzione del gas naturale;
- circa 20 milioni di punti di riconsegna serviti;
- circa 45 miliardi di metri cubi di gas distribuito.

3.3 Va evidenziato che i confronti tra le diverse situazioni nazionali sono resi difficoltosi dal diverso tipo di assetto in cui viene svolto il servizio. Si presentano infatti situazioni non omogenee quanto alla separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita. Nel seguito vengono forniti alcuni elementi di dettaglio relativi a tre situazioni nazionali che si collocano rispettivamente all'estremo più spinto del processo di *unbundling* (Gran Bretagna), a un livello intermedio (Spagna) e a un livello ancora molto integrato (Francia). Risulta evidente come l'evoluzione verso il modello di riferimento (Gran Bretagna) comporti un doppio fenomeno: da un lato la disaggregazione delle imprese di maggior dimensione, dall'altro l'aggregazione di quelle minori, con un processo di convergenza e stabilizzazione su un numero piuttosto basso di imprese che servono un numero di punti di riconsegna significativo.

Gran Bretagna

- 3.4 Il sistema di distribuzione del gas naturale in Gran Bretagna si sviluppa su cinque reti regionali, tredici reti locali e comprende otto piccole reti di trasportatori indipendenti (IGT).
- 3.5 Oltre alla rete gallese e alla rete scozzese, le reti regionali comprendono tre reti inglesi: una al nord, una al centro e una al sud.
- 3.6 Nel Galles ci sono tre reti di distribuzione locale. Nel complesso in quest'area sono forniti circa 1,075 milioni di punti di riconsegna del gas. In Scozia la rete di distribuzione locale corrisponde con la rete regionale. In Scozia si contano, secondo i dati pubblicati dal BERR¹, alimentava circa 1,8 milioni di punti di riconsegna.
- 3.7 Nelle aree geografiche che corrispondono alle nove reti di distribuzione locale che si trovano in Inghilterra sono connessi nel complesso oltre 19 milioni di punti di riconsegna. La dimensione, in termini di punti di riconsegna serviti, delle singole aree varia da circa 1 milione nel North East a circa 3 milioni nel South East.
- 3.8 Le reti di trasportatori indipendenti nel complesso forniscono circa 850 mila punti di riconsegna.
- 3.9 Le reti locali di distribuzione sono gestite da cinque società: *Scotland Gas Network Ltd*, operante in Scozia; *Wales and West Utilities*, attiva nel Galles; *Northern Gas network Ltd* che opera nello Yorkshire, Humber e nel North East; *Southern Gas Network Ltd*, che gestisce le reti dell'Inghilterra meridionale e *National Grid Plc*, operante nella restante parte dell'Inghilterra. *Southern Gas Network Ltd* e *Scotland Gas Network Ltd* fanno capo alla medesima holding (*Scotia Gas Networks*). Di fatto dunque sono attive quattro imprese. *National Grid Plc* serve oltre 10 milioni di clienti, *Scotia Gas Networks* oltre 5 milioni, *Wales and West Utilities* fornisce oltre 2 milioni di clienti e *Northern Gas network Ltd* serve oltre 2 milioni di clienti.

Francia

- 3.10 Il sistema di distribuzione del gas naturale in Francia presenta una struttura fortemente centralizzata. Gas de France, il principale operatore, distribuisce circa il 96% del gas naturale (340 TWh). Altre 22 imprese locali distribuiscono circa 14 TWh.

Spagna

- 3.11 In Spagna sono attive 22 imprese di distribuzione. 16 di tali imprese alimentano meno di 100000 punti di riconsegna. Le reti di distribuzione del gas naturale in Spagna hanno un'estensione di circa 31.000 km. Gas Natural, mediante undici società controllate, gestisce circa l'85% delle reti e fornisce oltre 5 milioni di utenti. Il secondo gruppo spagnolo è Grupo Naturgas Energia che serve oltre 600.000 utenti. Il gruppo Endesa si colloca al terzo posto con oltre 370.000 punti di riconsegna serviti.

¹ BERR è il Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform.

4 Principali studi disponibili

Guldmann (1983)

- 4.1 Secondo quanto riportano Erbetta-Rappuoli (2003), Guldmann (1983) ha proposta la stima di una funzione di costo neo-classica come modello per la struttura della distribuzione urbana di gas. I risultati empirici ottenuti mostrano la presenza di deboli economie di scala.

Hollas e altri

- 4.2 Secondo quanto riportano Erbetta-Rappuoli (2003), Hollas e altri hanno esaminato efficienza tecnica, economie di scala e efficienza nel cambiamento per le imprese di distribuzione degli Stati Uniti nel periodo 1975-1994, per mezzo della DEA. Per quanto riguarda le economie di scala, il risultato suggerisce che la promozione della competizione ha in linea generale mosso i distributori di gas a processi di eccessivo scale-down corrispondenti a una riduzione nell'efficienza di scala.

Carrington, Coelli, Groom (2002)

- 4.3 Di sicuro interesse è l'analisi condotta da *Carrington, Coelli, Groom, pubblicata nel sul Journal of Regulatory Economics, 21, 191-216*. I tre autori hanno condotto un *benchmark* internazionale per verificare il livello di efficienza delle imprese di distribuzione del gas operanti in Australia. L'analisi è stata condotta mediante l'adozione di molteplici tecniche per la misura dell'efficienza: misure di produttività parziale, DEA.
- 4.4 L'esame è stato condotto su un campione di 59 distributori australiani e statunitensi. L'analisi con il metodo DEA è stata condotta considerando quali input capitale e lavoro, misurati rispettivamente come lunghezza delle reti di distribuzione (km) e come livello delle spese di esercizio e manutenzione. Nel modello ritenuto preferibile, quali output sono state considerati le quantità distribuite (TJ), quale proxy per la capacità di trasporto e il numero dei clienti, quale proxy per il numero dei punti di riconsegna, distinti tra clienti residenziali e altri clienti.
- 4.5 I punteggi relativi all'efficienza di scala ottenuti mediante l'analisi con il metodo DEA mostrano che la scala non è la principale fonte di inefficienza per i distributori più grandi - AGLGN (NSW), Envestra (SA), Multinet Gas, Status Networks and Westar (VIC) - mentre è una significativa fonte di inefficienze per i distributori più piccoli (es. AGLGN (ACT), Envestra (QLD) e Allgas (QLD)). I distributori più grandi servono oltre 400.000 clienti, mentre i più piccoli si collocano sotto i 100.000 clienti.

Farsi, Filippini, Kuenzle (2007)

- 4.6 Da citare lo studio di Farsi, Filippini, Kuenzle - Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector, *pubblicato su Energy Economics 29 (2007)*.
- 4.7 Lo studio analizza la struttura di costo delle imprese di distribuzione del gas in Svizzera. L'analisi è condotta su un panel di dati relativo a 26 imprese e a cinque anni (dal 1996 al 2000).
- 4.8 Da questo studio emerge come la densità della clientela servita, misurata come rapporto tra il numero di clienti per km di rete, ha un effetto di diminuzione sui costi, mentre la dimensione dell'area servita ha un effetto positivo. Per quanto riguarda le economie di scala e densità, i risultati, secondo gli autori, sono più o meno consistenti con i risultati di studi eseguiti in altri paesi, nei quali si dà evidenza di considerevoli economie di densità, ma deboli economie di scala. Ciò, sempre secondo gli autori, significa che i distributori possono diminuire il loro costo medio aumentando il loro output se utilizzano la stessa rete, mentre nel caso di

aumento dell'output accompagnato da un aumento dell'estensione della rete dà come risultato economie meno significative, ancorché di segno positivo.

Contributi relativi al caso italiano

Fraquelli - Giandrone (1997)

4.9 Attraverso la stima di una funzione di costo di lungo periodo con dati di 31 imprese relativi agli anni 1991-1992, hanno evidenziato l'assenza di significative economie di scala

Beccarello (1998)

4.10 Ha evidenziato la presenza di economie parziali, riferite al fattore lavoro. Tale situazione potrebbe essere indicativa di un sovradimensionamento del personale sulle imprese di dimensioni medie e piccole.

Fabbri et al. (2000)

4.11 E' stata stimata una funzione translogaritmica di costo totale relativa ai maggiori distributori italiani (circa 30) e sono state fornite evidenze significative sull'incidenza sui costi delle variabili morfologiche e demografiche. L'output caratterizzato dalla maggiore efficacia esplicativa dei costi complessivi è rappresentato dal numero delle utenze. I costi di gestione delle infrastrutture di rete sono apparsi direttamente connessi al numero degli allacciamenti e in misura più contenuta alla dimensione dei consumi dei singoli utenti. Sotto il profilo dimensionale sono state rilevate consistenti economie di scala per le dimensioni minori e rendimenti costanti per quelle maggiori;

Fraquelli, Piacenza e Vannoni (2002)

4.12 Identificano la possibilità per imprese con volumi distribuiti inferiori a 71 milioni di metri cubi di ottenere vantaggi da economie di scala e di scopo; in particolare la coesistenza di attività relative a gas e acqua sembra dare i risultati più positivi sul fronte dell'efficienza dei costi (risultati ottenuti attraverso un modello econometrico di una funzione di costo composita).

Erbetta e Fraquelli (2003)

4.13 Erbetta e Fraquelli (2003): a partire da dati di bilancio relativi ad un campione di 33 imprese per gli anni 1994-1999, verificano che la dinamica del costo medio unitario non pare influenzata in maniera significativa dall'effetto di scala.

Erbetta-Rappuoli (2003)

4.14 Erbetta-Rappuoli nel loro studio condotto su un *panel* di dati relativo a 46 imprese osservate nel periodo 1994-1999 mediante analisi con il metodo DEA concludono con un'indicazione di politica industriale, sottolineando l'importanza dell'intensificazione dei processi di fusione che coinvolgono i distributori locali al fine di migliorare l'efficienza del sistema. Peraltro dall'analisi condotta risulta che il livello ottimale per la gestione del servizio si colloca intorno a circa 65.000 punti di riconsegna.

Considerazioni di sintesi

- 4.15 Gli studi disponibili, ad eccezione del lavoro svolto da *Carrington, Coelli, Groom*, sono riferiti a imprese integrate, che svolgono congiuntamente distribuzione e vendita, e si riferiscono per lo più a dati relativi agli anni novanta. Queste circostanze rendono necessarie alcune precauzioni nella lettura dei risultati ottenuti. Fondamentale risulta infatti la bontà dei dati contabili impiegati nelle analisi. Inoltre essendo la maggior parte delle analisi svolte su dati relativi a imprese integrate, che svolgono congiuntamente le attività di distribuzione e vendita si può ipotizzare, in via intuitiva, che se l'analisi fosse condotta sui dati di imprese non integrate, i limiti di indifferenza per l'identificazione delle soglie di ottimalità economica potrebbe aumentare, ancorché si possa presumere che nell'attività di vendita le economie di scala siano più marcate.
- 4.16 Pur con queste premesse, dagli studi disponibili emergono due elementi utili all'analisi che si sta svolgendo. Da un lato c'è unanime convergenza sulla presenza di economie di densità. Ciò significa che a parità di estensione della rete si possono conseguire significative economie se aumentano i punti di riconsegna serviti. Dall'altro viene per lo più accertata la presenza di economie di scala, molto significative per le imprese di piccola dimensione, più deboli, come emerge per esempio nello studio di *Carrington, Coelli, Groom*, per le imprese di dimensione più grande.

5 Le analisi per la regolazione tariffaria in vigore (regime individuale)

L'analisi dei costi operativi per i regimi individuali. L'analisi di R. Mosconi

- 5.1 La ricerca è stata condotta con lo scopo di stimare dei modelli econometrici relativi alla funzione di costo nel settore della distribuzione del gas. L'obiettivo è quello di individuare due curve, relative rispettivamente a Costi Operativi (CO) e al valore del Capitale Investito Lordo (CIL). Le caratteristiche desiderate di tali curve sono le seguenti:
- le curve dovranno essere rappresentative della situazione media di settore, inclusivo dell'inefficienza media, e non il costo minimo;
 - i cost driver ritenuti rilevanti, sia per i costi operativi che per i costi di capitale, sono il numero utenti e lunghezza reti.
- 5.2 Per quanto riguarda il valore del capitale, l'analisi è condotta a livello di località. Nel caso dei costi operativi invece, l'analisi è condotta a livello di impresa, verificando se il numero e la dimensione delle località da ogni impresa, nonché la loro dispersione geografica, sono driver rilevanti.
- 5.3 I dati disponibili per l'analisi econometrica hanno origine da due diverse fonti. I dati a livello di località (riaggregabili poi a livello di impresa), che costituiscono la base per la stima del valore del capitale, originano dalla 87/03, e descrivono le località nel giugno 2002. I dati a livello di impresa, che costituiscono la base per la stima dei costi operativi, originano invece dalla 311/01, e descrivono le imprese nel dicembre 2003.
- 5.4 Sono stati considerati, seguendo una rigorosa metodologia econometrica, diversi modelli finalizzati a verificare la relazione tra costi operativi di distribuzione nel settore del gas naturale e le due caratteristiche dimensionali principali d'impresa: numero di utenti e estensione della rete. Il modello che sembra preferibile in base all'analisi effettuata è il seguente (modello CO-base):

$$E(C) = 58.88 \text{ NU}^{0.789} \text{ RETE}^{0.164}$$

dove $E(C)$ rappresenta il valore atteso (ovvero valore medio) dei costi operativi, NU rappresenta il numero di utenti e $RETE$ rappresenta l'estensione della rete. Tale modello supera tutti i tradizionali test econometrici di corretta specificazione (forma funzionale, eteroschedasticità, normalità dei residui). I tentativi di migliorare il modello tenendo conto del numero di località servite, della loro dimensione e della loro collocazione geografica, non hanno portato a risultati apprezzabili.

- 5.5 La somma degli esponenti delle due variabili della funzione implicita di costo risulta essere inferiore all'unità. Ciò conferma la presenza, pur debole di economie di scala. Occorre peraltro osservare che i residui dell'analisi presentano una elevata variabilità.

6 Analisi quantitativa preliminare su dati relativi al 2006

Analisi di produttività parziale – I dati

- 6.1 L'Autorità ha condotto un'analisi di produttività parziale su una porzione significativa delle imprese operanti nel settore della distribuzione del gas naturale (oltre 200 imprese di distribuzione).
- 6.2 L'analisi è stata condotta sui dati ottenibili dai conti annuali separati relativi all'anno 2006 redatti dalle imprese di distribuzione del gas ai sensi della deliberazione n. 311/01. In particolare, sono state considerate le poste economiche della sola attività di distribuzione. Secondo quanto riportato nella deliberazione n. 311/01 l'attività di distribuzione del gas naturale comprende le operazioni di trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti finali, in affidamento dagli enti locali. Ai fini della direttiva la distribuzione non include le operazioni di misura.
- 6.3 In particolare l'attività distribuzione del gas naturale comprende le seguenti funzioni, coincidenti con i comparti identificati nella medesima deliberazione n. 311/01:
- gestione degli impianti di ricezione e di prima riduzione (definiti anche come impianti Remi), degli impianti di compressione e dei gruppi di riduzione (esclusi eventuali gruppi di riduzione già compresi negli impianti di derivazione di utenza o negli allacciamenti) e gestione degli impianti di derivazione di utenza o di allacciamento;
 - gestione della rete di distribuzione;
 - sviluppo, potenziamento, manutenzione straordinaria e rinnovo degli impianti e della rete di distribuzione;
 - sviluppo, potenziamento, manutenzione straordinaria e rinnovo degli impianti di derivazione di utenza o di allacciamento;
 - operazioni commerciali e contrattualistiche di vettoriamento;
 - conduzione delle gare e gestione dei rapporti concessori;
 - pronto intervento;
 - altre operazioni di supporto all'attività distribuzione;
 - promozione del risparmio energetico e dello sviluppo delle fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00;
 - accertamento della sicurezza degli impianti ai sensi dell'articolo 16, commi 5 e 6, del decreto legislativo n. 164/00.

- 6.4 Sono stati attribuiti anche pro-quota all'attività di distribuzione i costi relativi ai servizi comuni, come definiti nella deliberazione n. 311/01.

Analisi di produttività parziale – Gli indicatori

- 6.5 Sono stati costruiti differenti indicatori di produttività parziale relativi ai costi operativi, espressi in termini di costo per punto di riconsegna servito.

$$KPI_1 = \frac{CGE}{N}$$

dove

CGE è il costo di gestione d'esercizio, pari ai costi della produzione al netto di ammortamenti, accantonamenti e degli incrementi per lavori interni e degli altri proventi;

N è il numero di punti di riconsegna serviti;

$$KPI_2 = \frac{CGE - SC}{N}$$

dove

SC è il costo dei servizi comuni attribuiti pro-quota all'attività di distribuzione;

Analisi di produttività parziale – I risultati

- 6.6 I risultati ottenuti sono riportati in tabella 2

Tabella 2

Classi di imprese per numero di punti di riconsegna serviti	Numero punti riconsegna medio per classe	Numero imprese di distribuzione per classe	KPI ₁	KPI ₂
> 500k	1.627.886	5	55,0	39,4
300k - 500k	367.779	5	51,3	36,6
200k - 300k	246.338	3	59,7	36,5
100k - 200k	131.876	12	79,5	60,2
75k - 100k	86.240	12	77,4	60,4
50k - 75k	59.882	16	78,3	58,5
25k - 50k	33.227	33	85,6	66,3
10k - 25k	15.796	47	95,4	80,6
5k - 10k	7.533	43	94,9	81,2
< 5k	2.952	60	121,4	108,9

- 6.7 L'analisi condotta non ha preso in considerazione gli effetti prodotti da variabili esogene, effetti peraltro evidenziati in alcuni degli studi sopra citati, quali la densità di punti di riconsegna per km di rete, la dimensione delle località servite, l'ampiezza dell'area servita. La valutazione dei risultati, soprattutto di quelli relativi all'aumento del costo unitario per la classe di imprese oltre 500.000 punti di riconsegna serviti, va pertanto effettuata con qualche cautela.

- 6.8 Dall'analisi risulta che il costo unitario medio per punto di riconsegna, inteso come costo di gestione dell'esercizio come sopra definito, è minimo per le imprese della classe compresa tra 300.000 e 500.000 punti di riconsegna.
- 6.9 Emerge una netta differenziazione del livello dei costi unitari quando si sale sopra la soglia dei 200.000 punti di prelievo.

Verifica ipotesi presenza economie di scala - Analisi di regressione

- 6.10 E' stata condotta anche un'analisi preliminare volta a verificare la presenza di economie di scala mediante un'analisi di regressione.
- 6.11 A questo scopo è stata prima stimata una funzione di produzione, secondo il seguente modello:

$$y = f(x_1, x_2)$$

dove:

y è l'output, misurato in termini di punti di riconsegna serviti. Nei limiti di un'analisi con un solo *output* il numero di punti di riconsegna serviti è parsa la variabile più significativa. In alternativa poteva essere adottato il volume di gas consegnato. Tali variabili, peraltro, sul campione di imprese esaminato, risultano fortemente correlate. La scelta del volume di gas trasportato avrebbe forse permesso di individuare la differenziazione dei costi del servizio legata alla diversa dimensione dei punti di riconsegna. Per contro si può obiettare che entro certi limiti il variare del volume prelevato dal singolo punto di riconsegna non influisce sul livello del costo di produzione del servizio. L'interessante studio, che appare il più completo disponibile nella letteratura, condotto da *Coelli* sul caso australiano, ha fatto uso come variabili di output il volume distribuito e il numero di punti di riconsegna serviti distinti in funzione della dimensione;

x_1 rappresenta il fattore produttivo lavoro nell'impostazione di analisi neo-classica della produzione. Quale *proxy* dell'input lavoro è stato utilizzato il numero di addetti equivalenti (*full time equivalent*), ottenuto rapportando i costi operativi al costo medio per addetto. Il costo medio per addetto è stato desunto dai dati relativi al principale operatore ed è pari a 49.000 euro/anno. In relazione al costo del lavoro in prima approssimazione si può assumere che il livello pro-capite non sia influenzato dalla dimensione dell'impresa.

x_2 è l'input capitale. Quale *proxy* del fattore produttivo capitale è stata utilizzata la lunghezza della rete di distribuzione.

- 6.12 Per la specificazione del modello si è fatto riferimento alla forma funzionale espressa dalla Cobb-Douglas, nella sua formulazione logaritmica, che ha permesso successivamente lo svolgimento di un'analisi di regressione lineare:

$$\ln y = a + \beta_1 \ln k + \beta \ln l.$$

- 6.13 I risultati ottenuti dall'analisi di regressione lineare, mediante il metodo dei minimi quadrati, mostrano che la somma dei valori dei coefficienti β_1 e β_2 è pari a circa 1,116. Di conseguenza si può affermare che dall'analisi è confermata la presenza di economie di scala, secondo la definizione usuale dell'analisi economica.
- 6.14 L'analisi è stata condotta su una popolazione che presenta forti differenziazioni in termini di densità dei punti di riconsegna per km di rete. Ciò può comportare una sovrastima delle economie di scala, come evidenziato per esempio da *Erbetta-Rappuoli*. Al fine di evitare tali

problemi di sovra-stima delle economie di scala si è condotta un'analisi su due distinti sotto-insiemi: imprese che operano in ambiti con alta densità di utenza, espressa in punti di riconsegna per km di rete, e imprese che operano in ambiti a bassa densità. La soglia per distinguere gli ambiti è stata fissata a 100 punti di riconsegna per km di rete. Si trovano a operare in ambiti a medio bassa densità di rete oltre 150 delle imprese considerate, mentre poco meno di 50 risultano operare in ambiti ad alta densità.

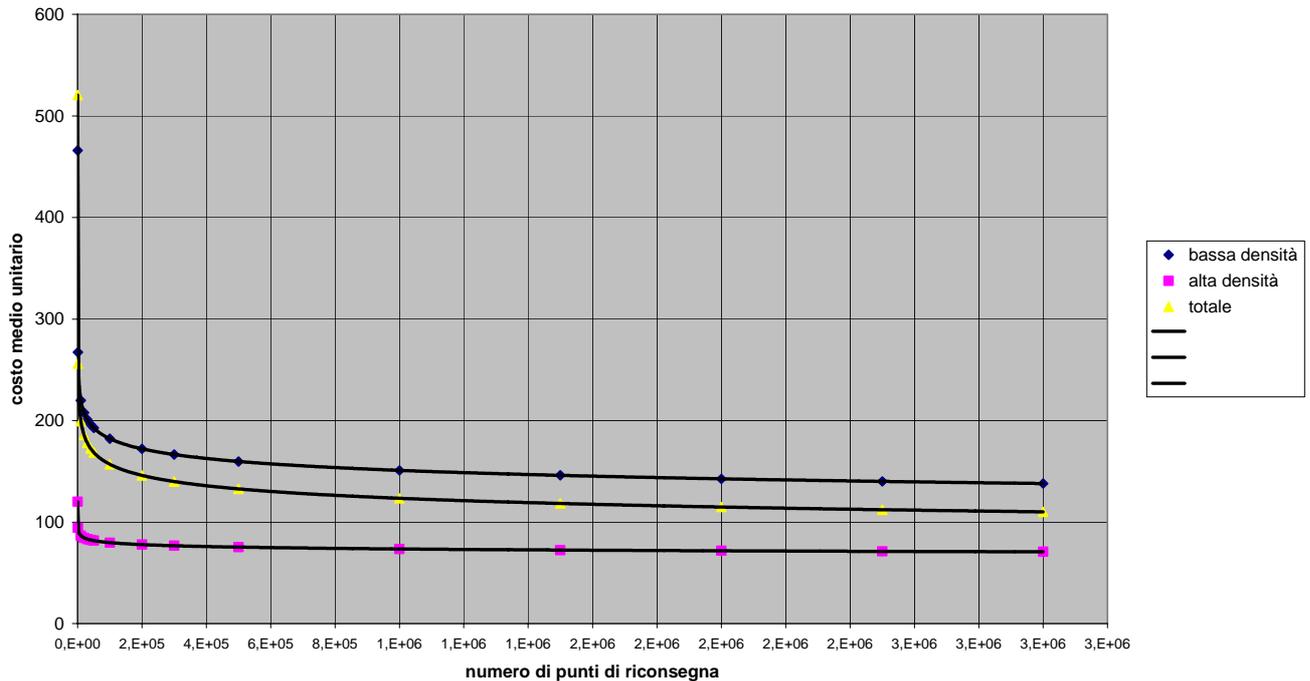
- 6.15 I risultati delle analisi di regressione condotte sui due *sub-set* mostrano, come previsto in linea teorica, lo smorzarsi di intensità delle economie di scala. Per le imprese del sotto-insieme a bassa intensità la somma dei coefficienti β_1 e β_2 assume valore pari a circa 1,089, mentre per le imprese del sottoinsieme operante nelle aree ad alta densità assume valore pari a circa 1,037.
- 6.16 In ogni caso l'ipotesi della sussistenza di economie di scala non risulta negata dalla verifica condotta.²

Analisi della funzione di costo – Cobb-Douglas

- 6.17 A completamento dell'analisi è stata poi costruita una funzione di costo, identificando la soluzione di costo minimo.
- 6.18 I risultati ottenuti dalle analisi delle funzioni di costo sono espressi in forma grafica nella figura 1. Si può osservare che i costi unitari medi continuano decrescere all'aumentare dell'output. Pertanto si potrebbe concludere che più è grande l'impresa, minore è il costo sostenuto per la produzione del servizio. Questo porterebbe ad assumere che la soluzione ottimale sia la previsione di un unico operatore per tutto il territorio nazionale. Chiaramente tale soluzione non appare come realisticamente praticabile e nemmeno desiderabile da un punto di vista regolatorio, che tende a privilegiare la presenza di una pluralità di operatori tale da garantire la possibilità di utilizzare meccanismi di incentivazione riconducibili alla cosiddetta *yardstick-competition*.

² I test R2 hanno mostrato elevato livello di significatività per tutte e tre le analisi condotte. Il test R2 assume valore pari a circa 0,92 per l'analisi di tutte le imprese del campione, pari a 0,93 per il sub-set per le imprese a bassa densità e 0,97 per le imprese ad alta densità. I test t relativo ai coefficienti delle singole variabili di input risultano anche significativi.

Figura 1



Analisi elasticità di scala con funzione translog

- 6.19 La funzione di produzione *Cobb-Douglas* assume di fatto la costanza delle elasticità di scala e delle elasticità di sostituzione su tutta la curva.
- 6.20 Al fine di verificare la rilevanza di eventuali interazioni tra le variabili di input è stata effettuata un'analisi supplementare della funzione di produzione mediante la forma funzionale trascendentale logaritmica. Il modello, nella forma *translog*, assume la seguente specificazione:

$$\ln y = \beta_0 + \beta_1 \ln x_1 + \beta_2 \ln x_2 + 0,5\beta_3(\ln x_1)^2 + 0,5\beta_4(\ln x_2)^2 + \beta_5 \ln x_1 \ln x_2$$

- 6.21 Dall'analisi svolta, dove peraltro dall'esame del test t alcuni dei coefficienti relativi alle interazioni tra le variabili x_1 e x_2 non paiono essere molto significativi, che ha portato alla stima delle elasticità di scala puntuali per le singole imprese del campione, non emergono elementi che consentano di confutare l'ipotesi di presenza di economie di scala nella produzione del servizio.
- 6.22 In *figura 2* è riportato un diagramma a dispersione delle elasticità stimate per le singole imprese sulla base del modello *translog*, procedendo ad analisi separate tra le imprese che risultano operare mediamente in situazioni di alta densità di clientela per km di rete e imprese che operano invece in ambiti a medio-bassa densità.
- 6.23 Emerge dall'analisi una sostanziale conferma della presenza di economie di scala, essendo la quasi totalità dei livelli dell'elasticità di scala stimata superiori all'unità e che le economie di scala risultano più significative per il segmento di imprese con un numero di punti di riconsegna inferiore a 300.000. In *figura 3* è riportato un dettaglio relativo alle imprese fino a che servono meno di 400.000 punti di riconsegna.

Figura 2

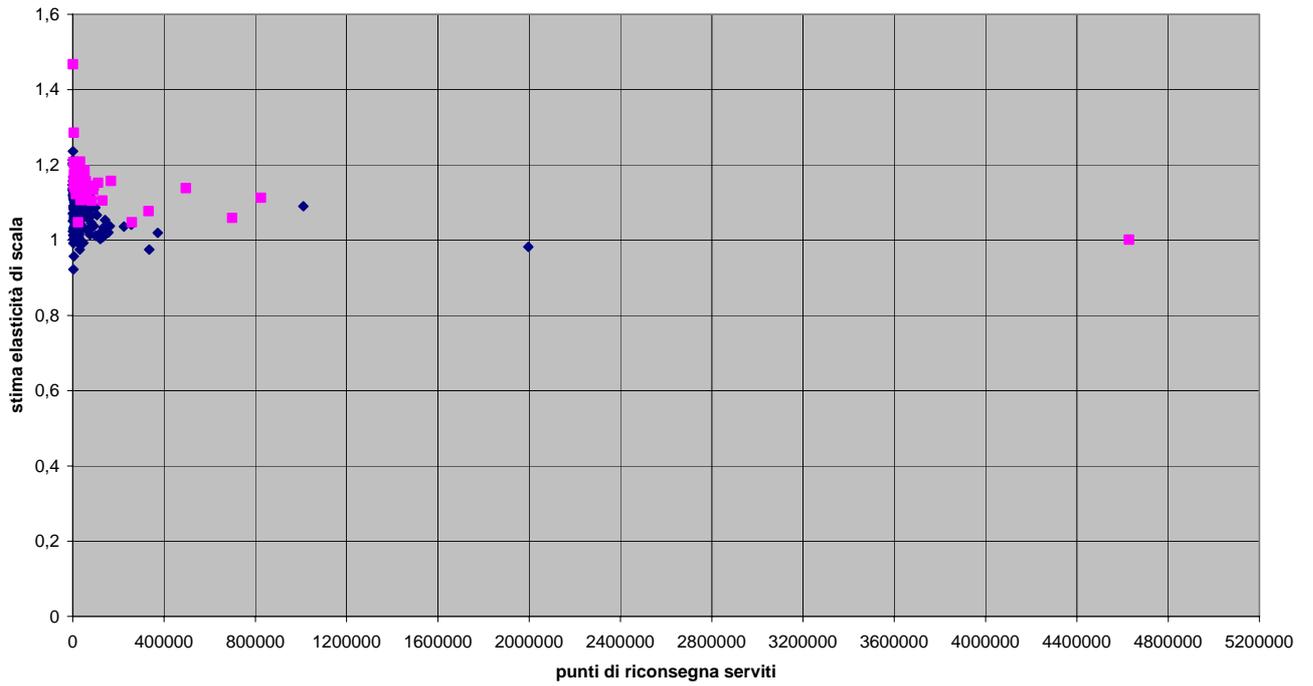
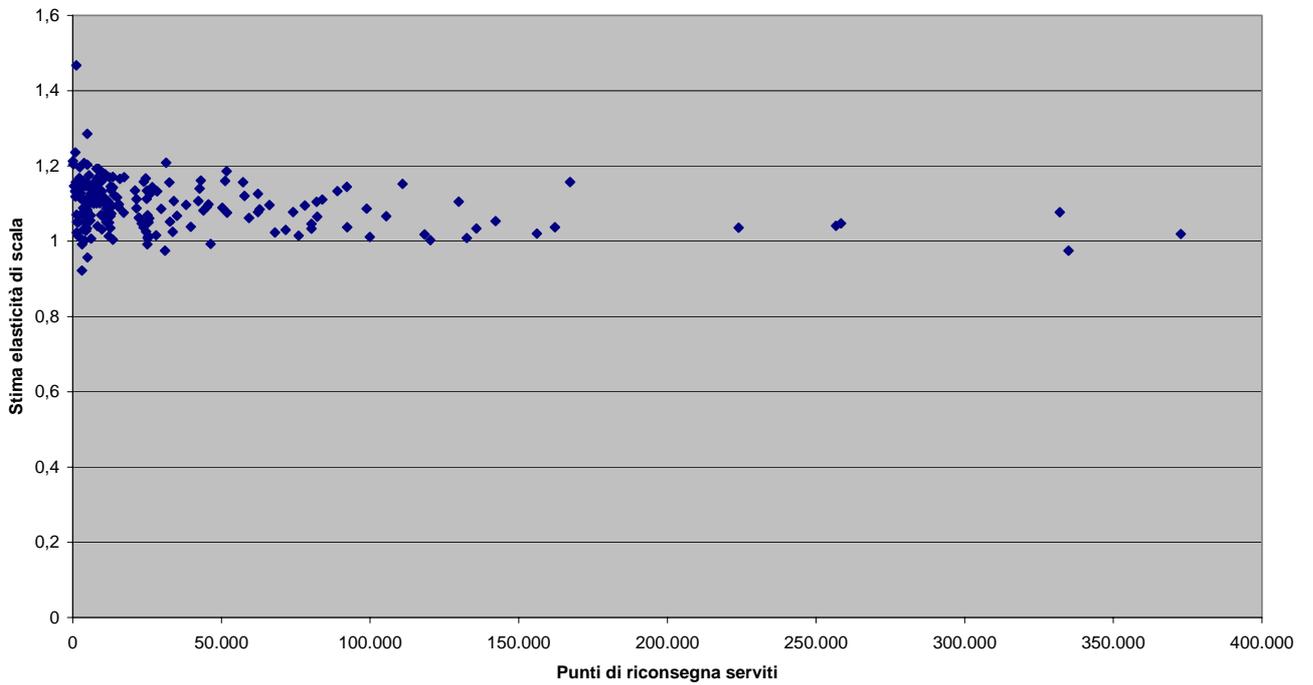


Figura 3



7 Considerazioni finali sulla dimensione del bacino ottimale di utenza

- 7.1 Rispetto all'analisi sin qui svolta si possono trarre alcune conclusioni. Un primo elemento deriva dall'esame delle esperienze dei principali paesi europei e mostra che il numero delle imprese di distribuzione, con unica eccezione la Germania, è molto limitato.
- 7.2 Un secondo elemento emerge dall'analisi degli studi disponibili, in particolare dal lavoro svolto sulle imprese di distribuzione australiane da *Carrington, Groom e Coelli*, è la presenza di economie di scala, molto significative per le imprese medio-piccole, deboli per le imprese di dimensione maggiore.
- 7.3 L'analisi sui dati relativi all'anno 2006 svolta dagli Uffici porta a identificare, in linea di massima, una soglia minima intorno a 250.000 – 350.000 punti di riconsegna serviti. Questa si ritiene che sia una soglia che, anche tenuto conto dell'attuale frammentazione del settore della distribuzione del gas, che conta ancora oltre 320 operatori, può costituire un passo significativo in un percorso di razionalizzazione del sistema.

8 Ipotesi per la concreta identificazione degli ambiti

- 8.1 Nel presente paragrafo è illustrata una proposta per la concreta demarcazione degli ambiti di concessione.
- 8.2 La proposta riflette da un lato le considerazioni di tipo economico, in termini di dimensione minima per l'erogazione del servizio con sufficiente livello di efficienza, dall'altro si basa sulle realtà impiantistiche e tiene conto pertanto dei vincoli tecnici, nonché di ovvi vincoli di contiguità geografica.
- 8.3 Per quanto riguarda gli aspetti di tipo economico, la scelta della dimensione minima dell'ambito, sulla base dell'analisi svolta nella presente nota, viene fissata intorno a 300.000 punti di riconsegna serviti. Nella valutazione si è tenuto conto sia dei punti di riconsegna attualmente serviti, sia dei punti di riconsegna potenziali. La valutazione dei punti di riconsegna potenziali è stata effettuata sulla base di tassi di penetrazione del gas naturale sul totale della popolazione, stimati in relazione alle situazioni di fatto esistenti nelle località più metanizzate nelle diverse aree del paese: nord, centro e sud. In particolare per il nord si è assunto un tasso pari al 45%, per il centro il 40% e per il sud il 25%.

- S1 Si condivide l'analisi svolta che porta a identificare un bacino ottimale di utenza di dimensione minima pari a circa 250.000 punti di riconsegna serviti? Se no, per quali motivi e quale soglia viene suggerita in alternativa?
- S2 Ai fini dell'identificazione dell'ambito territoriale minimo, posto che il bacino ottimale di utenza è fissato in un intorno di 300.000 punti di riconsegna, si è tenuto conto oltre che dei punti di riconsegna effettivamente connessi alla rete alla data del 31 dicembre 2007, anche dei punti potenziali, stimati sulla base del grado di penetrazione del vettore gas naturale nelle diverse aree del paese, secondo le percentuali riportate nel punto 8.3. Si condivide l'ipotesi di conteggiare anche i punti di riconsegna potenziali? Si ritiene opportuna la differenziazione dei gradi di penetrazione del gas naturale tra nord, centro e sud?

- 8.4 Per quanto riguarda i vincoli tecnici le demarcazioni sono state effettuate assegnando a ciascun ipotetico ambito:
- le località alimentate con impianti completamente compresi nell'aggregato provinciale;
 - le località appartenenti ad altri aggregati provinciali alimentate con impianti interprovinciali risultati attribuiti per prevalenza all'ambito in esame;
 - le località appartenenti all'aggregato provinciale corrente appartenenti a impianti interprovinciali assegnati all'aggregato provinciale corrente.

S3 Si condivide l'approccio seguito in relazione ai vincoli tecnici per la demarcazione territoriale degli ambiti di concessione?

- 8.5 Le regioni e province autonome sono state considerate come singoli ambiti anche se non hanno raggiunto la soglia minima di 300.000 punti di riconsegna.
- 8.6 Nell'allegato 1 sono riportate due diverse ipotesi di demarcazione degli ambiti. Nella tabella A è riportata un'ipotesi di ambiti che si estendono anche al di là dei confini regionali. Nella tabella B è invece formulata un'ipotesi che non prevede ambiti che si estendano su più regioni.

S4 Quale delle due ipotesi di concreta demarcazione degli ambiti territoriali si ritiene preferibile? Si reputa opportuno che il singolo ambito debba essere compreso nei limiti dei confini di regione?

- 8.7 I tre raggruppamenti di colonne identificati con le lettere A, B e C nelle due tabelle corrispondono a:
- Lettera A: dati riferiti agli impianti completamente compresi nell'aggregato provinciale;
 - Lettera B: dati riferiti a zone di altri aggregati provinciali appartenenti a impianti interprovinciali assegnati all'aggregato
 - Lettera C: dati riferiti a zone dell'aggregato provinciale corrente appartenenti a impianti interprovinciali assegnati all'aggregato.

9 Aspetti critici relativi alla perimetrazione delle reti di trasporto regionale

- 9.1 La definizione di nuovi ambiti territoriali, su basi geograficamente più estese rispetto ai limiti comunali propri dell'attuale assetto, rende necessario rivedere la definizione delle reti regionali di trasporto.
- 9.2 In particolare il perimetro delle reti regionali dovrebbe comprendere solo quelle infrastrutture di trasporto che permettono la inter-connesione delle reti di distribuzione, che avranno, nella proposta riportata nella presente nota, dimensione provinciale o sovra-provinciale.

S5 Si condivide la proposta per una nuova definizione delle reti di trasporto regionale? Quale alternativa si ritiene opportuno proporre e perché?

Tabella A

Regione	Aggregato provinciale	comuni	popolazione (1999)	clienti potenziali	A			B			C			TOTALE		
					località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)
PIEMONTE	TORINO	315	2.214.282	996.427	227	931.732	78.075.132,60	16	13.894	2.172.258,35	31	32.855	3.473.684,81	274	978.481	83.721.075,76
	VERCELLI e NOVARA e BIELLA e VERBANO-CUSIO-OSSOLA	335	876.335	394.350	273	353.528	32.915.570,62	7	1.584	129.589,02	19	33.842	3.318.380,15	299	388.954	36.363.539,79
	CUNEO e ASTI e ALESSANDRIA	558	1.198.760	539.441	437	416.945	41.665.048,84	12	8.207	861.461,86	39	14.852	1.685.545,81	488	440.004	44.212.056,51
VALLE D'AOSTA	AOSTA	74	120.343	54.154	22	14.110	1.528.723,47	1	265	15.903,38	2	2.090	157.990,45	25	16.465	1.702.617,30
LOMBARDIA	VARESE	141	816.274	367.323	132	360.294	34.621.549,38	3	3.153	393.655,23	4	17.255	1.909.294,81	139	380.702	36.924.499,42
	COMO e SONDRIO e LECCO	330	1.026.323	461.845	253	384.951	38.140.428,64	1	1	103,57	2	3.066	232.538,15	256	388.018	38.373.070,36
	MILANO	189	3.757.609	1.690.924	202	1.818.009	138.762.009,48	6	4.711	459.810,03	12	33.394	3.068.724,10	220	1.856.114	142.290.543,61
	BERGAMO	244	965.133	434.310	237	458.943	38.142.058,17	2	3.456	316.483,40	2	5.085	545.764,62	241	467.484	39.004.306,19
	BRESCIA	206	1.098.481	494.316	154	453.564	42.884.229,68	8	2.058	294.583,59	40	26.439	4.166.659,67	202	482.061	47.345.472,94
	PAVIA e LODI	251	693.295	311.983	231	322.620	31.689.789,94	4	3.189	550.042,38	12	7.654	822.062,69	247	333.463	33.061.895,01
	CREMONA e MANTOVA	185	708.325	318.747	160	280.481	30.631.901,72	5	3.223	422.772,18	25	36.376	4.666.220,62	190	320.080	35.720.894,52
TRENTINO-ALTO ADIGE	BOLZANO	116	462.542	208.144	38	65.793	7.901.148,35	1	138	27.098,00	17	5.887	1.156.262,00	56	71.818	9.084.508,35
	TRENTO	223	473.714	213.171	118	146.423	14.400.348,13	1	495	32.466,59	1	1.254	88.915,70	120	148.172	14.521.730,42
VENETO	VERONA	98	821.563	369.703	92	364.772	34.026.030,39	2	221	80.201,47	3	1.722	198.003,54	97	366.715	34.304.235,40
	VICENZA	121	787.355	354.310	124	324.443	33.482.765,32	5	2.875	322.155,82	5	5.221	558.436,95	134	332.539	34.363.358,09
	TREVISO e BELLUNO	164	995.103	447.797	116	238.732	25.817.035,64	6	9.935	1.005.911,05	24	56.945	5.364.958,32	146	305.612	32.187.905,01
	VENEZIA	44	814.581	366.561	24	282.549	19.957.036,55	11	13.830	1.564.392,81	20	68.269	6.034.385,56	55	364.648	27.555.814,92
	PADOVA e ROVIGO	154	1.093.112	491.900	137	356.733	34.187.642,72	7	5.322	545.921,04	25	55.362	5.898.123,64	169	417.417	40.631.687,40
FRIULI-VENEZIA GIULIA	TRIESTE e UDINE e GORIZIA e PORDENONE	219	1.185.172	533.327	182	454.518	35.148.126,31	1	1.016	116.666,52	3	10.721	834.251,67	186	466.255	36.099.044,50
LIGURIA	GENOVA e IMPERIA e SAVONA e LA SPEZIA	235	1.625.870	731.641	143	788.213	36.687.967,11	5	1.968	95.977,61	6	12.350	701.155,06	154	802.531	37.485.099,78
EMILIA-ROMAGNA	PIACENZA e PARMA	95	663.177	298.429	112	329.425	30.537.550,28	2	624	51.211,33	5	3.792	286.157,45	119	333.841	30.874.919,06
	REGGIO NELL'EMILIA e MODENA	92	1.075.051	483.773	83	500.805	56.293.951,71	1	1.399	104.311,60	9	10.979	2.074.544,01	93	513.183	58.472.807,32
	BOLOGNA e FERRARA	86	1.265.815	569.616	86	300.084	30.005.457,14	10	17.384	2.250.998,19	37	344.116	30.301.495,56	133	661.584	62.557.950,89
	RAVENNA e FORLÌ-CESENA e RIMINI	68	977.103	439.697	51	365.271	33.577.342,68	19	17.883	1.353.672,08	25	135.826	11.674.693,42	95	518.980	46.605.708,18
TOSCANA	MASSA-CARRARA e LUCCA e LIVORNO e PISA	111	1.295.158	518.063	83	454.725	30.332.784,48	3	2.017	129.529,37	8	54.728	4.848.948,47	94	511.470	35.311.262,32
	FIRENZE e PRATO e PISTOIA	73	1.451.265	580.506	61	529.056	39.248.235,51	4	3.375	576.861,18	18	57.925	4.577.812,00	83	590.356	44.402.908,69
TOSCANA; LAZIO	AREZZO e SIENA e GROSSETO e VITERBO	163	1.082.198	432.880	161	351.981	22.913.651,19	1	131	5.850,00	2	935	62.925,00	164	353.047	22.982.426,19
UMBRIA; LAZIO	PERUGIA e TERNI e RIETI	165	986.075	394.431	124	330.616	23.310.464,67	6	2.901	100.329,67	11	6.972	329.292,39	141	340.489	23.740.086,73
MARCHE	ANCONA e PESARO E URBINO	116	788.550	315.420	94	294.541	21.281.427,10	4	613	33.785,02	14	13.942	1.116.011,58	112	309.096	22.431.223,70
MARCHE; ABRUZZO	MACERATA e ASCOLI PICENO e TERAMO	177	963.315	385.325	153	360.227	22.721.671,38	2	4.802	734.277,28	7	10.857	833.695,46	162	375.886	24.289.644,12
LAZIO	ROMA	121	3.821.912	1.528.765	107	1.590.738	71.165.371,15	3	1.495	44.258,88	6	10.998	406.066,31	116	1.603.231	71.615.696,34
	LATINA e FROSINONE	124	1.004.128	401.652	105	212.912	8.863.285,93	1	290	9.447,63	1	14.742	771.124,83	107	227.944	9.643.858,39
ABRUZZO	L'AQUILA e PESCARA e CHIETI	258	988.140	395.256	243	361.601	20.244.162,39	2	9.775	312.009,06	12	34.802	1.409.581,79	257	406.178	21.965.753,24
MOLISE; CAMPANIA	CASERTA e BENEVENTO e ISERNIA	234	1.240.720	323.916	202	206.140	8.332.523,19	4	336	12.318,31	9	630	20.275,63	215	207.106	8.365.117,13
MOLISE; PUGLIA	CAMPOMASSO e FOGGIA	148	930.318	288.042	138	260.966	11.243.091,00	0	0	0,00	0	0	0,00	138	260.966	11.243.091,00
CAMPANIA	NAPOLI	92	3.099.366	774.842	65	628.933	20.572.518,98	1	149	3.422,68	3	2.795	195.393,92	69	631.877	20.771.335,58
	AVELLINO e SALERNO	277	1.532.441	383.111	146	224.821	9.330.764,53	5	9.827	916.257,50	7	20.599	1.142.083,73	158	255.247	11.389.105,76
	BARI	48	1.576.050	394.013	49	511.780	20.325.083,27	0	0	0,00	0	0	0,00	49	511.780	20.325.083,27
PUGLIA	TARANTO e BRINDISI e LECCE	146	1.815.289	453.823	135	382.419	14.794.134,08	0	0	0,00	0	0	0,00	135	382.419	14.794.134,08
BASILICATA; CALABRIA	POTENZA e MATERA e COSENZA	286	1.351.589	337.898	241	266.824	11.233.656,98	0	0	0,00	0	0	0,00	241	266.824	11.233.656,98
CALABRIA	REGGIO DI CALABRIA e CATANZARO e CROTONA e VIBO VALENTIA	254	1.305.072	326.269	144	158.398	5.074.865,51	0	0	0,00	0	0	0,00	144	158.398	5.074.865,51
SICILIA	PALERMO e TRAPANI	106	1.672.066	418.016	84	247.144	6.932.345,60	0	0	0,00	0	0	0,00	84	247.144	6.932.345,60
	MESSINA e CATANIA	166	1.777.103	444.276	117	265.348	8.783.324,43	0	0	0,00	0	0	0,00	117	265.348	8.783.324,43
	AGRIGENTO e CALTANISSETTA e ENNA e RAGUSA e SIRACUSA	118	1.638.625	409.657	97	262.788	8.664.442,89	2	1.012	27.661,76	3	10.334	444.023,99	102	274.134	9.136.128,64

Tabella B

Regione	Aggregato provinciale	comuni	popolazione (1999)	clienti potenziali	A			B			C			TOTALE		
					località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)	località	clienti	distr. (GJ)
PIEMONTE	TORINO	315	2.214.282	996.427	227	931.732	78.075.132,60	16	13.894	2.172.258,35	31	32.855	3.473.684,81	274	978.481	83.721.075,76
	VERCELLI e NOVARA e BIELLA e VERBANO-CUSIO-OSSOLA	335	876.335	394.350	273	353.528	32.915.570,62	7	1.584	129.589,02	19	33.842	3.318.380,15	299	388.954	36.363.539,79
	CUNEO e ASTI e ALESSANDRIA	558	1.198.760	539.441	437	416.945	41.665.048,84	12	8.207	861.461,86	39	14.852	1.685.545,81	488	440.004	44.212.056,51
VALLE D'AOSTA	AOSTA	74	120.343	54.154	22	14.110	1.528.723,47	1	265	15.903,38	2	2.090	157.990,45	25	16.465	1.702.617,30
LOMBARDIA	VARESE	141	816.274	367.323	132	360.294	34.621.549,38	3	3.153	393.655,23	4	17.255	1.909.294,81	139	380.702	36.924.499,42
	COMO e SONDRIO e LECCO	330	1.026.323	461.845	253	384.951	38.140.428,64	1	1	103,57	2	3.066	232.538,15	256	388.018	38.373.070,36
	MILANO	189	3.757.609	1.690.924	202	1.818.009	138.762.009,48	6	4.711	459.810,03	12	33.394	3.068.724,10	220	1.856.114	142.290.543,61
	BERGAMO	244	965.133	434.310	237	458.943	38.142.058,17	2	3.456	316.483,40	2	5.085	545.764,62	241	467.484	39.004.306,19
	BRESCIA	206	1.098.481	494.316	154	453.564	42.884.229,68	8	2.058	294.583,59	40	26.439	4.166.659,67	202	482.061	47.345.472,94
	PAVIA e LODI	251	693.295	311.983	231	322.620	31.689.789,94	4	3.189	550.042,38	12	7.654	822.062,69	247	333.463	33.061.895,01
	CREMONA e MANTOVA	185	708.325	318.747	160	280.481	30.631.901,72	5	3.223	422.772,18	25	36.376	4.666.220,62	190	320.080	35.720.894,52
TRENTINO-ALTO ADIGE	BOLZANO	116	462.542	208.144	38	65.793	7.901.148,35	1	138	27.098,00	17	5.887	1.156.262,00	56	71.818	9.084.508,35
	TRENTO	223	473.714	213.171	118	146.423	14.400.348,13	1	495	32.466,59	1	1.254	88.915,70	120	148.172	14.521.730,42
VENETO	VERONA	98	821.563	369.703	92	364.772	34.026.030,39	2	221	80.201,47	3	1.722	198.003,54	97	366.715	34.304.235,40
	VICENZA	121	787.355	354.310	124	324.443	33.482.765,32	5	2.875	322.155,82	5	5.221	558.436,95	134	332.539	34.363.358,09
	TREVISO e BELLUNO	164	995.103	447.797	116	238.732	25.817.035,64	6	9.935	1.005.911,05	24	56.945	5.364.958,32	146	305.612	32.187.905,01
	VENEZIA	44	814.581	366.561	24	282.549	19.957.036,55	11	13.830	1.564.392,81	20	68.269	6.034.385,56	55	364.648	27.555.814,92
	PADOVA e ROVIGO	154	1.093.112	491.900	137	356.733	34.187.642,72	7	5.322	545.921,04	25	55.362	5.898.123,64	169	417.417	40.631.687,40
FRIULI-VENEZIA GIULIA	TRIESTE e UDINE e GORIZIA e PORDENONE	219	1.185.172	533.327	182	454.518	35.148.126,31	1	1.016	116.668,52	3	10.721	834.251,67	186	466.255	36.099.044,50
LIGURIA	GENOVA e IMPERIA e SAVONA e LA SPEZIA	235	1.625.870	713.641	143	788.213	36.687.967,11	5	1.968	95.977,61	6	12.350	70.155,06	154	802.531	37.485.099,78
EMILIA-ROMAGNA	PIACENZA e PARMA e REGGIO NELL'EMILIA	140	1.112.462	500.607	160	539.719	57.226.436,67	2	624	51.211,33	5	3.792	286.157,45	167	544.135	57.563.805,45
	MODENA e FERRARA	73	974.471	438.512	80	407.044	41.641.293,64	1	59	6.704,79	3	67.951	6.520.607,98	84	475.054	48.168.606,41
	BOLOGNA	60	917.110	412.699	47	127.919	13.620.771,66	10	17.384	2.250.998,19	37	344.116	30.301.495,56	94	489.419	46.173.265,41
	RAVENNA e FORLI'-CESENA e RIMINI	68	977.103	439.697	51	365.271	33.577.342,68	19	17.883	1.353.672,08	25	135.826	11.674.693,42	95	518.980	46.605.708,18
TOSCANA	MASSA-CARRARA e LUCCA e LIVORNO e PISA	111	1.295.158	518.063	83	454.725	30.332.784,48	3	2.017	129.529,37	8	54.728	4.848.948,47	94	511.470	35.311.262,32
	FIRENZE e PISTOIA e PRATO	73	1.451.265	580.506	61	529.056	39.248.235,51	4	3.375	576.861,18	18	57.925	4.577.812,00	83	590.356	44.402.908,69
	AREZZO e SIENA e GROSSETO	103	789.969	315.988	102	263.505	19.058.607,57	1	131	5.850,00	2	935	62.925,00	105	264.571	19.127.382,57
UMBRIA	PERUGIA e TERNI	92	835.488	334.196	86	292.993	21.618.009,61	2	968	35.570,01	9	3.841	228.786,26	97	297.802	21.882.365,88
MARCHE	ANCONA e PESARO E URBINO	116	788.550	315.420	94	294.541	21.281.427,10	4	613	33.785,02	14	13.942	1.116.011,58	112	309.096	22.431.223,70
	MACERATA e ASCOLI PICENO	130	672.439	268.975	115	243.002	14.433.480,88	1	4.593	712.946,53	2	9.072	692.440,02	118	256.667	15.838.867,43
LAZIO	ROMA e VITERBO e RIETI	254	4.264.728	1.705.892	208	1.728.408	77.177.153,47	2	745	26.248,08	9	5.241	125.059,26	219	1.734.394	77.328.460,81
	LATINA e FROSINONE	124	1.004.128	401.652	105	212.912	8.863.285,93	1	290	9.447,63	1	14.742	771.124,83	107	227.944	9.643.858,39
ABRUZZO	L'AQUILA e TERAMO e PESCARA e CHIETI	305	1.279.016	511.606	285	508.588	29.560.205,90	2	1.007	42.675,53	14	15.802	813.648,50	301	525.397	30.416.529,93
MOLISE	CAMPORBASSO e ISERNIA	136	327.987	131.195	132	103.811	5.193.994,72	0	0	0,00	0	0	0,00	132	103.811	5.193.994,72
CAMPANIA	CASERTA e BENEVENTO	182	1.149.151	287.288	163	180.776	7.250.048,20	2	336	12.318,31	2	630	20.275,63	167	181.742	7.282.642,14
	NAPOLI	92	3.099.366	774.842	65	628.933	20.572.518,98	1	149	3.422,68	3	2.795	195.393,92	69	631.877	20.771.335,58
	AVELLINO e SALERNO	277	1.532.441	383.111	146	224.821	9.330.764,53	5	9.827	916.257,50	7	20.599	1.142.083,73	158	255.247	11.389.105,76
PUGLIA	BARI e FOGGIA	112	2.269.950	567.488	103	694.299	27.456.654,54	0	0	0,00	0	0	0,00	103	694.299	27.456.654,54
	TARANTO e BRINDISI e LECCE	146	1.815.289	453.823	135	382.419	14.794.134,08	0	0	0,00	0	0	0,00	135	382.419	14.794.134,08
BASILICATA	POTENZA e MATERA	131	606.183	151.546	122	157.108	7.313.640,67	0	0	0,00	0	0	0,00	122	157.108	7.313.640,67
CALABRIA	REGGIO DI CALABRIA e COSENZA e CATANZARO e CROTONE e VIBO VALENTIA	409	2.050.478	512.621	263	268.114	8.994.881,82	0	0	0,00	0	0	0,00	263	268.114	8.994.881,82
SICILIA	PALERMO e TRAPANI	106	1.672.066	418.016	84	247.144	6.932.345,60	0	0	0,00	0	0	0,00	84	247.144	6.932.345,60
	MESSINA e CATANIA	166	1.777.103	444.276	117	265.348	8.783.324,43	0	0	0,00	0	0	0,00	117	265.348	8.783.324,43
	AGRIGENTO e CALTANISSETTA e ENNA e RAGUSA e SIRACUSA	118	1.638.625	409.657	97	262.788	8.664.442,89	2	1.012	27.661,76	3	10.334	444.023,99	102	274.134	9.136.128,64