

Il costo del servizio di distribuzione di gas naturale nel centro-nord Italia

CONVEGNO ASSOGAS: DECARBONIZZAZIONE E RUOLO DELLE RETI: SOLUZIONI PER UN ASSETTO OTTIMALE

MUSEO NAZIONALE DELLA SCIENZA E DELLA TECNOLOGIA LEONARDO DA VINCI - MILANO

11 Ottobre 2019



Assogas ci ha chiesto di analizzare il meccanismo di riconoscimento dei costi di distribuzione di gas naturale attuale e valutarne gli effetti in termini di coerenza tra costi riconosciuti e costi congetturabili sulla base dei principali *driver* di costo, quali la densità di clienti e la qualità del servizio. I quesiti di Assogas possono essere sintetizzati come segue:

- Come si confrontano i costi riconosciuti ai diversi distributori gas, anche controllando per i principali *driver* esogeni di costo?
- Vi sono opportunità di miglioramento dell'attuale meccanismo per la determinazione dei costi riconosciuti?

La nostra indagine è basata su dati 2017 e limitata ai distributori del Centro-Nord Italia per mitigare l'impatto della RAB sui costi riconosciuti



Agenda

1. Metodologia
2. Risultati dell'analisi
3. Osservazioni



Agenda

1. Metodologia
2. Risultati dell'analisi
3. Osservazioni

Il meccanismo di riconoscimento dei costi

	Costi di capitale	Costi operativi
DISTRIBUZIONE Centralizzato	Parametro €/PdR uguale per tutti i distributori e località	Costi standard differenziati per dimensione Gruppo DSO e densità clientela
DISTRIBUZIONE Località	Costo storico rivalutato individuale	Costi standard differenziati per dimensione Gruppo DSO e densità clientela
MISURA	Costo storico rivalutato individuale con tetto €/PdR uguale per tutti	Parametro €/PdR uguale per tutti i distributori e località

La struttura dei costi riconosciuti riflette per costruzione una funzione di costo lineare nei PdR, con l'eccezione dei Costi di capitale di località, che dipendono crucialmente dalle contabilità degli operatori

Il campione di imprese analizzato

Il *dataset* utilizzato fornisce, per ogni località, le seguenti informazioni:

- distributore concessionario
- numero di punti di riconsegna (PdR)
- lunghezza di rete
- componenti tariffarie a remunerazione del capitale investito centralizzato & ammortamento (esprese in €/PdR)
- componenti tariffarie a remunerazione del capitale investito di località per i servizi di distribuzione e misura (esprese in €/PdR)
- componenti tariffarie a copertura delle quote di ammortamento per i cespiti relativi ai servizi di distribuzione e misura (esprese in €/PdR)
- componenti tariffarie a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione e misura
- indicatori di prestazioni in termini di qualità e sicurezza

Dalle tariffe di riferimento ai costi riconosciuti

Per ogni località servita da reti di distribuzione di gas naturale nel nord e centro Italia. **Il costo riconosciuto totale (VRT) come somma fra:**

- Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di distribuzione (**VRD**)
- Vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di misura (**VRM**)
- Vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi operativi relativi alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e di misura (**VRC**)

$$\text{VRD} = \underbrace{[t(\text{cen})^{\text{cap}} * \#PdR^{2017}]}_{\text{Remunerazione e ammortamento del capitale centralizzato (ns stima età media cespiti)}} + \underbrace{[t(\text{dis})^{\text{rem}} + t(\text{dis})^{\text{amm}}] * \#PdR^{2015}}_{\text{Remunerazione e ammortamento capitale di località serv. distribuzione}} + \underbrace{[t(\text{dis})^{\text{ope}} * \#PdR^{2017}]}_{\text{Costi operativi servizio di distribuzione}}$$

$$\text{VRM} = \underbrace{[t(\text{mis})^{\text{rem}} + t(\text{mis})^{\text{amm}}] * \#PdR^{2015}}_{\text{Remunerazione e ammortamento capitale di località servizio misura}} + \underbrace{[t(\text{ins})^{\text{ope}} + t(\text{rac})^{\text{ope}}] * \#PdR^{2017}}_{\text{Costi operativi servizio di misura}}$$

$$\text{VRC} = \underbrace{t(\text{cot}) * \#PdR^{2017}}_{\text{Costi commercializzazione}}$$



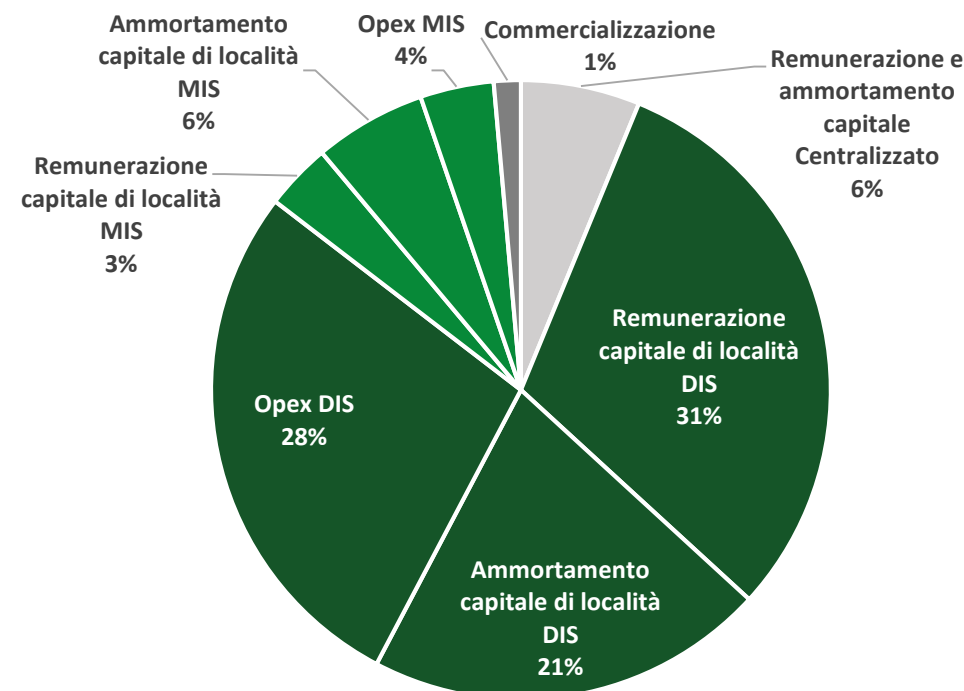
Agenda

1. Metodologia
- 2. Risultati dell'analisi**
3. Osservazioni

Il costo complessivo di distribuzione e misura

Anno 2017, Centro nord

Componente tariffaria del Vincolo ai Ricavi	Ammontare annuo 2017 (€/000)
Remunerazione e ammortamento capitale Centralizzato	153.055,0
Remunerazione capitale di località DIS	752.724,3
Ammortamento capitale di località DIS	514.310,1
Opex DIS	681.528,9
Remunerazione capitale di località MIS	85.479,2
Ammortamento capitale di località MIS	144.140,7
Opex MIS	94.534,0
Commercializzazione	34.627,8
Totale	2.460.400



I costi di capitale costituiscono oltre il 70% dei costi totali riconosciuti di distribuzione e misura

Costi riconosciuti unitari: distribuzione e misura

Anno 2017, Centro nord, Distribuzione e misura

Dimensione distributore	Numero Distributori	Numero Località	PdR 2017 (#/000)	Lunghezza rete (km)	VRT (€/000)	VRT/PdR (€/PdR)	VRT/m (€/m)
Gruppi con: #PdR<50.000	95	684	1.233	20.171	168.800	137	8,4
Gruppi con: 50.000 <#PdR<300.000	23	628	2.436	31.327	316.401	130	10,1
Gruppi con: #PdR>300.000	29	3.366	13.654	143.147	1.975.199	145	13,8
TOTALE	147	4.678	17.323	194.645	2.460.400	142	12,6

Distributori ASSOGAS	22	495	931	14.449	120.393	129	8,3
----------------------	----	-----	-----	--------	---------	-----	-----

13,6 su 17,3 milioni di PdR sono serviti da gruppi societari «grandi» (che gestiscono più di 300 mila PdR). Per questi punti, in media VRT/PdR e VRT/m sono sensibilmente maggiori a quelli delle imprese «piccole»

Costi riconosciuti unitari: distribuzione

Anno 2017, Centro nord, Distribuzione

Dimensione distributore	Numero Distributori	Numero Località	PdR 2017 (#/1000)	Lunghezza rete (km)	VRD (€/000)	VRD/PdR (€/PdR)	VRD/m (€/m)
Gruppi con: #PdR<50.000	95	684	1.233	20.171	148.842	121	7,4
Gruppi con: 50.000 <#PdR<300.000	23	628	2.436	31.327	274.181	113	8,8
Gruppi con: #PdR>300.000	29	3.366	13.654	143.147	1.678.595	123	11,7
TOTALE	147	4.678	17.323	194.645	2.101.618	121,3	10,8
Distributori ASSOGAS	22	495	931	14.449	105.787	114	7,3

La correlazione inversa tra dimensione del Gruppo e costi unitari riconosciuti sussiste anche considerando il solo servizio di distribuzione. In media VRD/PdR e VRD/m sono maggiori per i Gruppi più grandi

Composizione dei costi unitari riconosciuti: distribuzione

Anno 2017, Centro nord, Distribuzione (€/PdR)

Dimensione distributore	Rem. e amm. capitale Centralizzato	Remunerazione capitale di località	Ammortamento capitale di località	Costi di capitale D=A+B+C	Costi operativi E
	A	B	C		
Gruppi con: #PdR<50.000	8,8	37,2	26,1	72,2	48,6
Gruppi con: 50.000 <#PdR<300.000	8,8	35,3	25,7	69,9	42,6
Gruppi con: #PdR>300.000	8,8	45,5	30,7	85,0	37,9
TOTALE	8,8	43,5	29,7	82,0	39,3
Distributori ASSOGAS	8,8	34,8	25,2	68,9	44,8

- Ai distributori di dimensione maggiore vengono riconosciuti costi operativi unitari inferiori
- La differenza è più che compensata dai costi di capitale riconosciuti

Costi unitari di distribuzione e densità abitativa

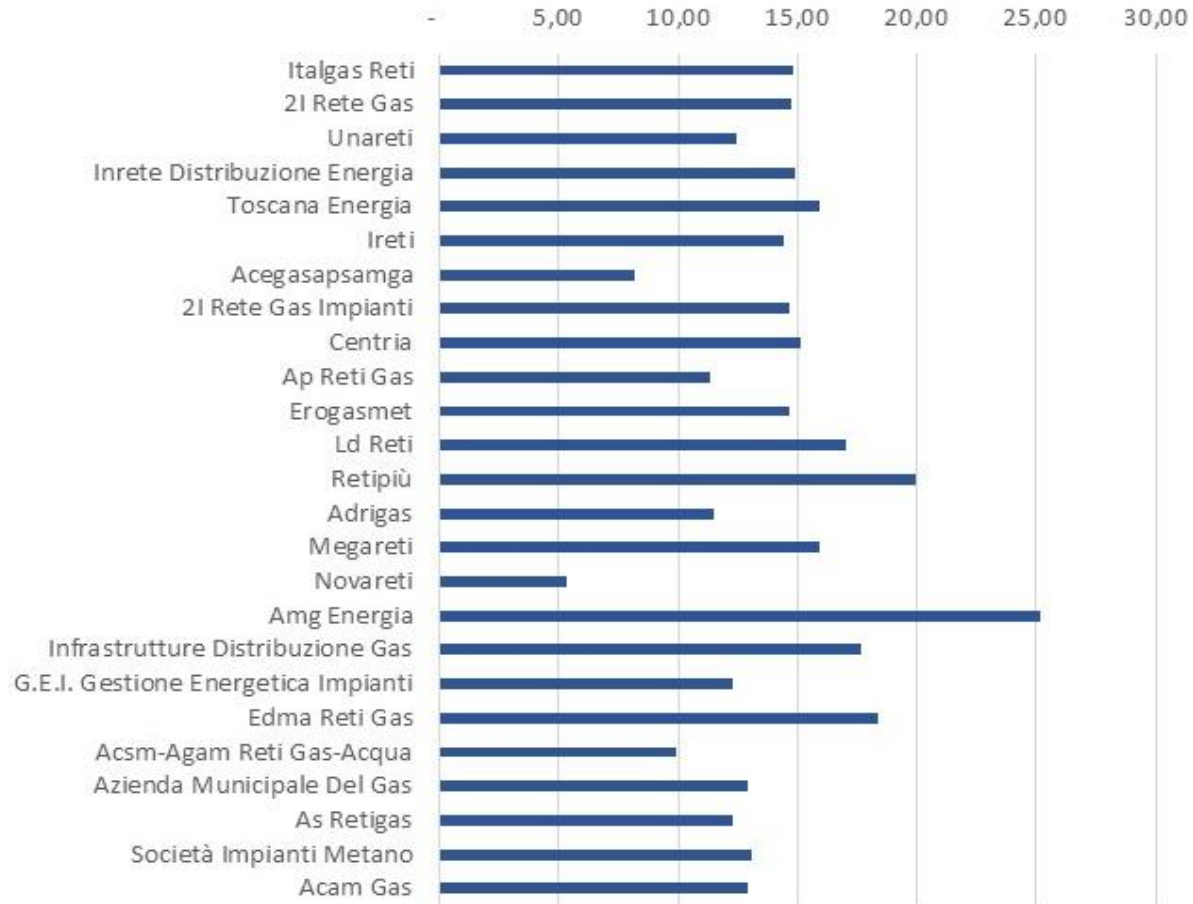
	Località con densità ALTA (PdR/m > 0,12)		Località con densità MEDIA (0,12 < PdR/m < 0,07)		Località con densità BASSA (PdR/m < 0,07)	
Dimensione distributore / gruppo	VRD/PdR	VRD/m	VRD/PdR	VRD/m	VRD/PdR	VRD/m
Gruppi con: #PdR<50.000	90	14,6	114	11,8	129	6,0
Gruppi con: 50.000 <#PdR<300.000	81	11,8	108	10,3	121	7,6
Gruppi con: #PdR>300.000	111	19,3	125	13,3	123	7,7
TOTALE	106	18,1	123	13,0	123	7,4
	1,6 milioni di PdR		10,7 milioni di PdR		5 milioni di PdR	

La correlazione positiva tra dimensione del distributore e costo unitario riconosciuto permane anche se si differenziano le località per densità abitativa.

→ La densità abitativa della clientela allacciata alle reti non spiega la differenza fra costi riconosciuti

Costi unitari di distribuzione e qualità del servizio - 1

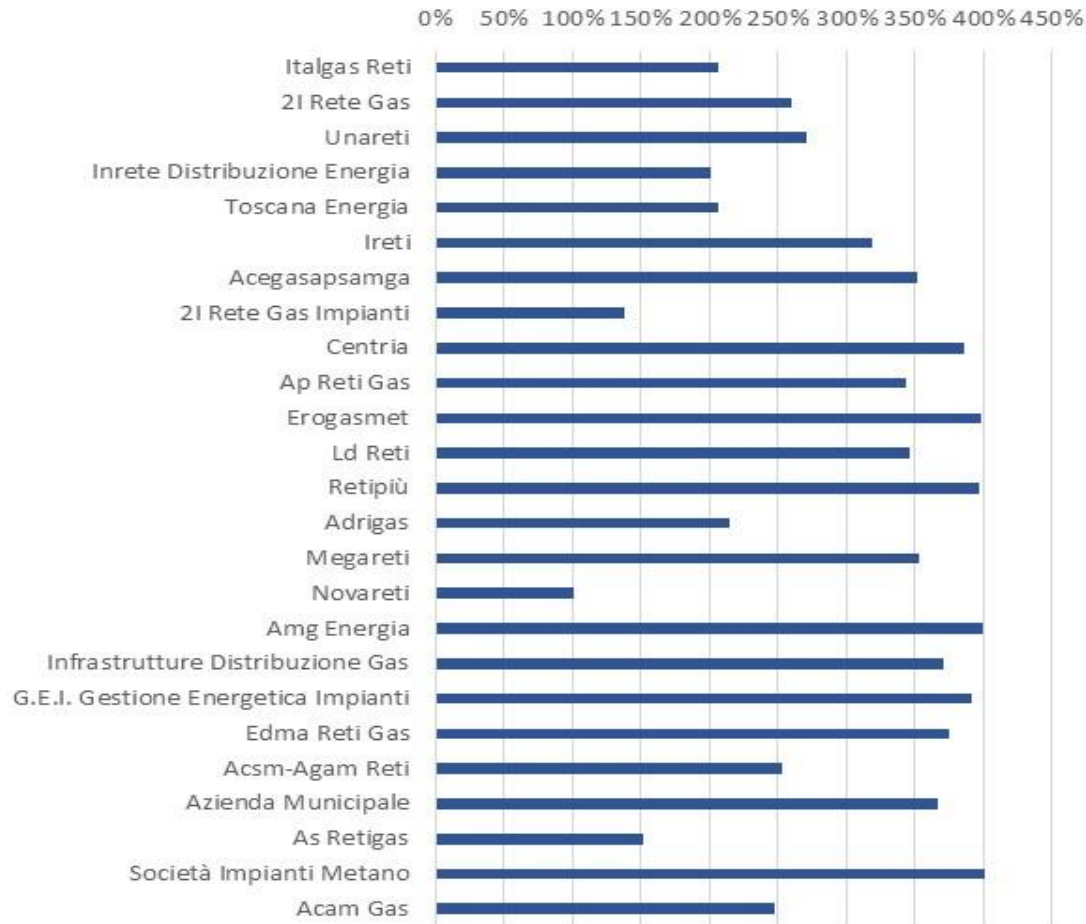
Numero di chiamate al pronto intervento nel 2017 (casi ogni 1.000 clienti)



La dimensione dei distributori non influisce sul numero di **chiamate per cliente ricevute al pronto intervento** per problematiche relative agli impianti di distribuzione

Costi unitari di distribuzione e qualità del servizio - 2

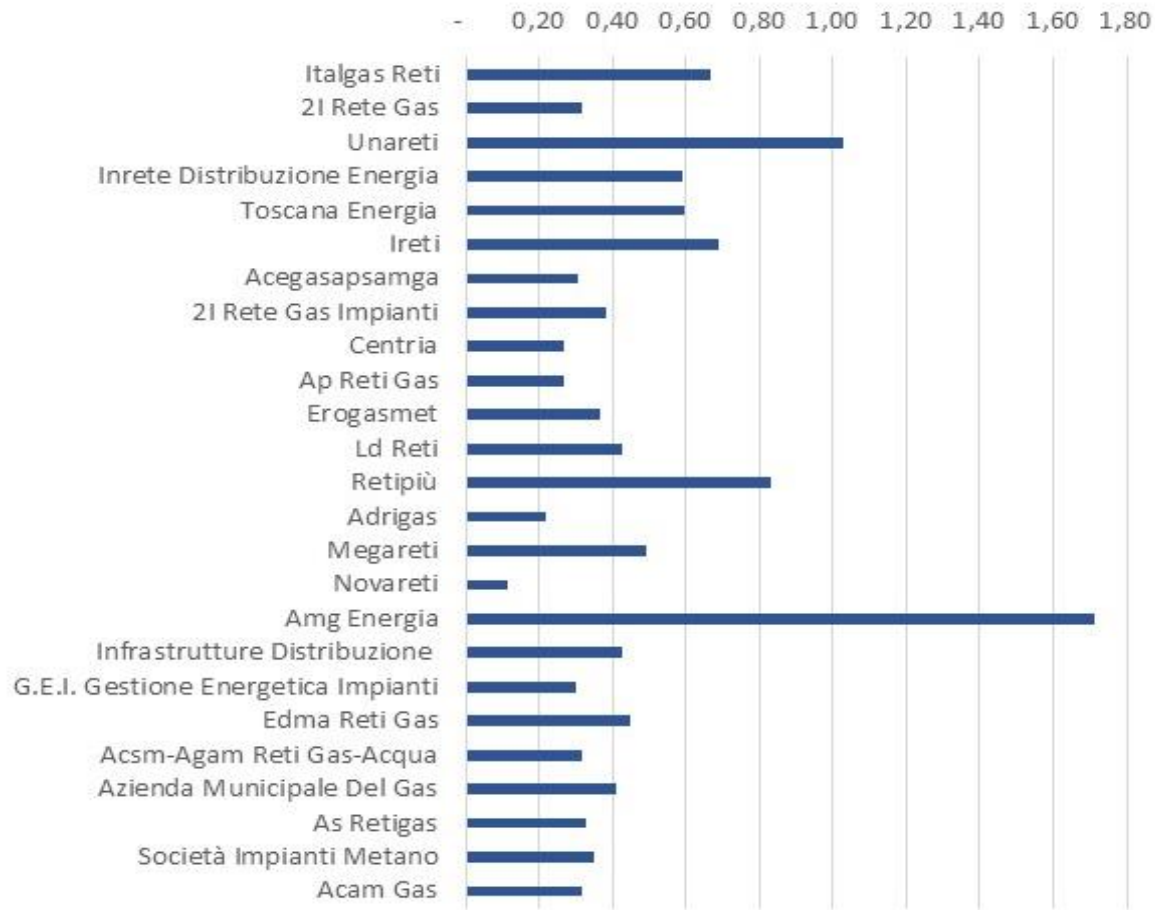
Rete in bassa pressione ispezionata nel quadriennio 2014-2017



- La **percentuale di rete ispezionata** è molto variabile tra i diversi distributori
- La dimensione dell'esercente non presenta una correlazione evidente con la percentuale di rete ispezionata negli anni 2014-2017

Costi unitari di distribuzione e qualità del servizio - 3

Numero di dispersioni segnalate da terzi per km di rete nel 2017

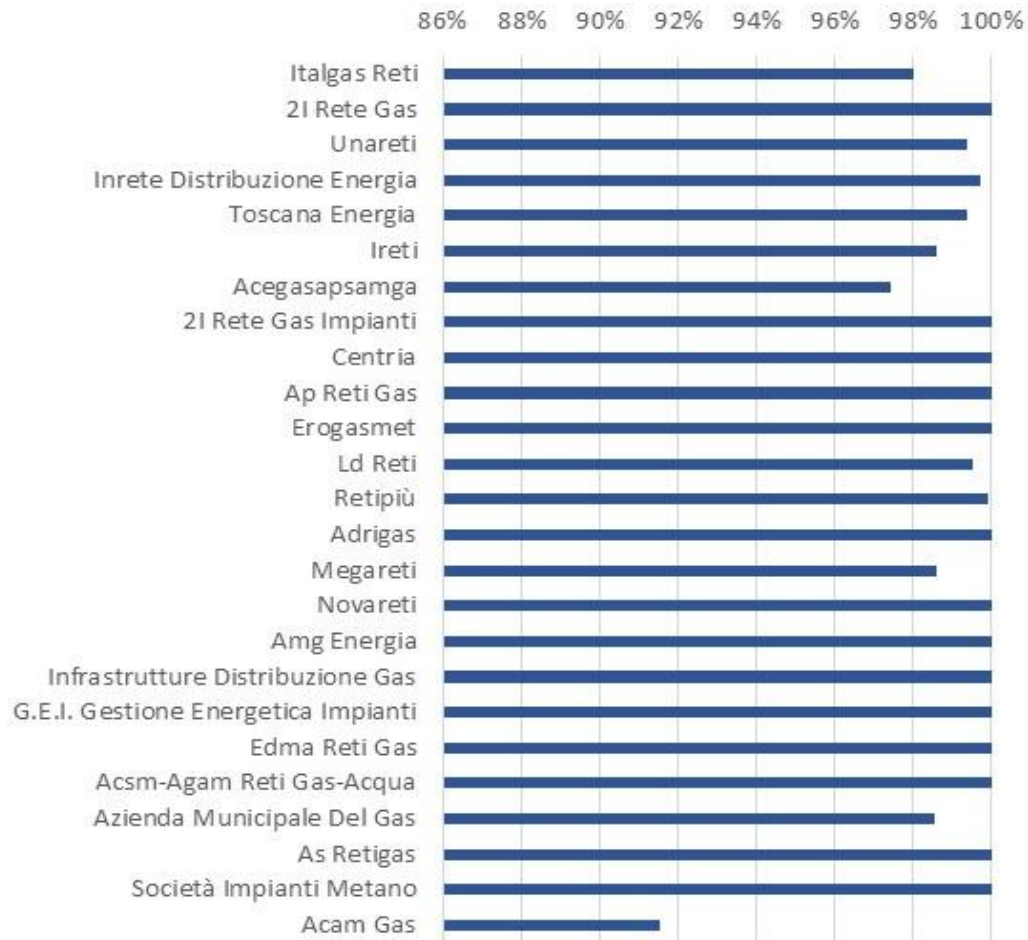


- I distributori più piccoli non presentano un numero maggiore di di **dispersioni, su segnalazione di terzi, per km**

ARERA, relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 31 marzo 2018

Costi unitari di distribuzione e qualità del servizio - 4

Rete di acciaio con protezione catodica efficace nel 2017



- Il livello di **copertura della protezione catodica** sulle reti in bassa pressione è pressoché totale.
- Non si riscontrano differenze sostanziali fra gli esercenti di maggiori dimensioni e gli esercenti minori.



Agenda

1. Metodologia
2. Risultati dell'analisi
3. Osservazioni

Implicazioni per la regolamentazione

- La nostra analisi suggerisce che il meccanismo attuale di riconoscimento dei costi potrebbe riflettere in modo imperfetto i *driver* di costo. In particolare le differenze nei costi riconosciuti, in particolare di capitale, non appaiono immediatamente spiegabili con differenze nella densità di consumatori serviti, delle caratteristiche del territorio o della qualità e sicurezza del servizio
- Possibili approcci per il superamento delle criticità riscontrate:
 - Nell'ambito del regime attuale → Determinazione della RAB in una logica parametrica analoga a quella prevista per il calcolo del VIR
 - In prospettiva evolutiva → Adozione di un meccanismo di riconoscimento dei costi *Totex / Output based*

Grazie per l'attenzione

Guido Cervigni

guido.cervigni@dfc-economics.com



www.dfc-economics.com