

con 0 addetti. Si tratta di imprese che hanno completamente appaltato all'esterno le proprie attività di erogazione di GDGN, spesso operanti in altri business, più o meno contigui all'attività in esame. Sono soltanto 10 le imprese che impiegano più

di 50 persone. Le classi di imprese più rilevanti sono quelle con 0 addetti e quelle con un numero di addetti compreso tra 2 e 9; esse distribuiscono, rispettivamente, il 53% e il 19,5% dei volumi complessivi al 47% e al 22,3% dei clienti serviti.

CLASSE DI ADDETTI	NUMERO SOGGETTI	NUMERO MEDIO DI ADDETTI	VOLUMI EROGATI	CLIENTI SERVITI
0	22	0	17,1	64.594
1	17	1	2,3	11.080
2-9	23	4	6,3	30.529
10-19	3	14	2,1	10.344
20-49	8	29	1,4	8.844
50-249	4	130	1,1	4.742
Oltre 249	6	1.204	1,8	7.022
TOTALE IMPRESE	83	98	32,1	137.155

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.39

Dimensioni delle imprese che distribuiscono gas diversi dal gas naturale per classi di addetti

Volumi in M(m³)

La distribuzione dei GDGN non risulta complessivamente molto concentrata (Tav. 3.40) anche se il livello della concentrazione appare in lieve aumento rispetto allo scorso anno. La quota dei primi tre operatori nel 2010 è salita al 40,4% dei volumi complessivamente erogati dal 38,2% nel 2009. Le prime cinque imprese contano per il 52,4% (49,8% nel 2009). Occorre però sommare le quote dei primi 15 operatori per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale. Nel 2010, come nel 2009, il primo operatore è Isgas, che conta per il 15,8% dell'intero mercato; con il 12,8% la seconda impresa è Mediterranea Energia

Ambiente (o Medea), mentre Eni è scivolata al terzo posto con il 12% scarso. Nel 2009 l'ordine dei primi tre operatori vedeva sempre Isgas al primo posto, seguita da Eni e poi da Medea.

La distribuzione del solo GPL risulta ancor meno concentrata: nel 2010 i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 14,2%, Eni con l'11,6% e Fontenergia con il 4,5%) hanno distribuito il 30,3% del totale; i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Estragas e Carbotrade) il 38,7%, mentre la quota dei primi 15 è pari al 62,7%. Le cifre risultano molto stabili rispetto all'anno precedente.

TAV. 3.40

Prime venti società
per erogazione di gas
diversi dal gas naturale
nel 2009 e nel 2010

Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2009	2010	QUOTA %
Isgas	4,7	5,9	15,8
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	4,3	4,8	12,8
Eni	4,4	4,4	11,8
Liquigas	3,0	3,4	9,1
Fontenergia	1,1	1,1	2,9
Estra GPL	1,1	1,0	2,7
Carbotrade Gas	1,1	1,0	2,6
Beyfin	0,7	0,8	2,1
G.P. Gas	0,7	0,8	2,0
Italgas	0,6	0,7	1,8
Goldengas	0,6	0,6	1,6
Lunigas I.F.	0,5	0,6	1,6
Totalgaz Italia	0,6	0,6	1,6
Sarda Reti Gas	0,4	0,5	1,5
Enel Rete Gas	0,5	0,5	1,5
Socogas	0,5	0,5	1,4
Società italiana gas liquidi	0,4	0,5	1,2
Magigas	0,4	0,4	1,2
Liguria Gas	0,4	0,4	1,1
Bragas	0,4	0,4	1,1
Altri	8,8	8,5	22,5
TOTALE	35,3	37,7	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Con la delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2011. I nuovi livelli delle tariffe di trasporto (e

misura) sulla RGN e sulla rete regionale (Tav. 3.41) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 vengono inoltre applicate dall'impresa di trasporto ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale le componenti tariffarie GS_T e RE_T che

sono state istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10, a partire dall'1 luglio 2010. In particolare:

- la componente GS_T è destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RE_T è destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

I criteri e le modalità di applicazione di tali componenti sono stati definiti con la delibera 18 ottobre 2010, ARG/gas 177/10. In particolare, è previsto che tali componenti,

esprese in $\text{c€}/\text{m}^3$, vengano applicate dall'impresa di trasporto ai quantitativi di gas riconsegnati all'utente del servizio di trasporto nei punti di riconsegna che alimentano i clienti finali diretti allacciati alle reti regionali di gasdotti, quali componenti addizionali delle tariffe di trasporto. La delibera ARG/gas 177/10 stabilisce inoltre che il dimensionamento delle componenti GS_T e RE_T sia effettuato in modo da recuperare, entro l'anno solare 2011, il gettito non riscosso nel periodo 1 luglio - 31 dicembre 2010. Il valore delle componenti GS_T e RE_T è stabilito trimestralmente dall'Autorità. Per il secondo trimestre 2011, il valore della componente GS_T è pari a $0,1714 \text{ c€}/\text{m}^3$, quello per la componente RE_T è pari a $0,5138 \text{ c€}/\text{m}^3$.

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,003168
CV ^P	0,000261

CP - CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,776370	Tarvisio	0,849238
Gela	2,542428	Gorizia	0,724546
Passo Gries	0,421840		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,604775	GNL Cavarzere	0,453316
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,163796		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate	0,065189	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido Adriano, Santerno, Spilamberto B.P., Vittorio V. (S. Antonio)	0,197781
Calderasi/Montevedese, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,055072	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Reggente, Santo Stefano Mare	0,399184
Rubicone	0,220219	Falconara, Fano	0,342407
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,352755	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,499036
Crotone, Hera Lacinia	1,527623	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,367470

TAV. 3.41

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011

Corrispettivi unitari (commodity);
 $\text{€}/\text{S}(\text{m}^3)$

Corrispettivi unitari di capacità
sulla RNG: $\text{€}/\text{anno}/\text{S}(\text{m}^3)/\text{giorno}$

TAV. 3.41 SEGUE

Tariffe di trasporto, dispacciamento e misura per l'anno 2011Corrispettivi unitari (commodity);
€/S(m³)Corrispettivi unitari di capacità sulla RNG;
€/anno/S(m³)/giornoCorrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale;
€/anno/S(m³)/giornoCorrispettivi transitori per il servizio di misura;
€/anno/S(m³)/giorno**CP – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA**

5 punti di interconnessione con le esportazioni				
Bizzarone		2,637864	Passo Gries	1,674440
Gorizia		0,907274	Tarvisio	0,346153
Rep. San Marino		1,785560		
Hub stoccaggio				
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,383436		
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale				
Nord occidentale	NOC	1,203523	Centro-Sud orientale	SOR 0,884048
Nord orientale	NOR	0,967840	Centro-Sud occidentale	SOC 0,697662
Centrale	CEN	0,950592	Meridionale	MER 0,631117

CR

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale 1,201596

CM^T

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura 0,059114

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2010-2011 è il penultimo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2009-2010 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico (Tav. 3.42).

In aggiunta ai servizi di rigassificazione veri e propri, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo), la società Terminale GNL Adriatico offre, inoltre, servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio al di fuori di un ambito portua-

le (che non sono regolati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti). In base a quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 92/08, anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni economiche relative ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle che riguardano i servizi di rigassificazione, devono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che le valuta anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione. Dopo aver esaminato la proposta tariffaria ricevuta dalla società Terminale GNL Adriatico, l'Autorità ha quindi approvato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale per l'anno termico 2010-2011, che è stata fissata in 152.233,67 €/approdo (delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10).

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
C _{qs} - Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m ³ liquido)	4,943744	3,460621	36,036125	25,225287
C _{na} - Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	33.568,637014	33.568,637014	621.999,991459	621.999,991459
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,027305	0,027305	0,204820	0,204820
CVL ^P	0,000147	0,000147	-	-
CVL ^U	0,003632	0,003632	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,8%	1,8%	0,8%	0,8%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione spot è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola scarica da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

Stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014* (TUSG), relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG). Con la RTSG sono entrati in vigore, quindi, i criteri per la determinazione delle

tariffe di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione 2011-2014.

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase, vale a dire Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2011 (Tav. 3.43), ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_s	€/GJ/anno	0,189415
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{pi}	€/GJ/giorno	7,197277
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{pe}	€/GJ/ giorno	10,976326
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	€/GJ	0,084660
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_o	€/GJ/anno	0,160289
Componente US ₁ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione	€/GJ/anno	0
Componente US ₂ a copertura del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio	€/GJ/anno	0,002551

TAV. 3.42

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2010-2011

TAV. 3.43

Corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio per l'anno 2011

Distribuzione

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RTDG) valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08. Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2011 sono state fissate con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione deve offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario.

I sei ambiti tariffari sono:

- ambito Nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito Nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- ambito Centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito Centro-Sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;

- ambito Centro-Sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito Meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa $\tau 1$ (Tav. 3.44), scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione ($\tau 1$ dis), misura ($\tau 1$ mis) e commercializzazione ($\tau 1$ cot) e da una quota variabile $\tau 3$ (Tav. 3.45), differenziata per scaglione di consumo. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, espresse in $\text{c}\text{€}/\text{m}^3$, che variano trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel II trimestre 2011), quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di possibili conguagli (0,1000);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1135);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale (0,3050);
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,0100).

TAV. 3.44

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)	47,12	40,11	43,24	38,42	44,12	54,94
$\tau 1$ (mis)	14,05	12,46	11,86	11,39	12,58	14,40
$\tau 1$ (cot)	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76

TAV. 3.45

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2011

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	7,5784	6,1630	8,3797	10,9380	13,2943	19,8525
481-1.560	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
1.561-5.000	6,9336	5,6408	7,6697	10,0113	12,1679	18,1705
5.001-80.000	5,1852	4,2168	5,7335	7,4839	9,0961	13,5833
80.001-200.000	2,6267	2,1361	2,9044	3,7911	4,6078	6,8809
200.000-1.000.000	1,3620	1,1076	1,5060	1,9658	2,3892	3,5678
Oltre 1.000.000	0,3794	0,3085	0,4195	0,5476	0,6656	0,9939

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2010 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che opera-

no sul mercato finale è stato pari a 34,85 c€/m³ (Tav. 3.46). Lo stesso prezzo nel 2009 era risultato pari a 36,59 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è diminuito in Italia del 4,8%.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,71	43,15	47,36	48,84	44,73
Inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,39	44,59	48,57	49,49	46,56
Tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44 ^(A)	32,12	38,21	39,16	43,55	46,57	38,37
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	33,75	38,90	46,30	34,71
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	33,28	38,89	36,04	29,00
Superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,99 ^(A)	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,55	28,13	36,01	30,89	30,52
Inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	42,70	41,01	44,62	43,77	45,92
Tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,78	37,10	42,19	42,17	38,60
Tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	30,86	37,39	32,99	31,25
Tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	27,85	35,11	29,70	27,63
Superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,08 ^(A)	26,39	34,90	27,89	28,95
TOTALE MERCATO	23,13	26,89	32,68	32,29	39,25	36,59	34,85

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,73 c€/m³, mentre 30,52 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 14 c€/m³. Nel 2009 il valore del differenziale aveva toccato un punto di massimo relativo intorno ai 18 c€/m³. Poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se confrontato con quanto si è ridotto il prezzo sul mercato tutelato, il raffronto con i dati relativi al 2009 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ridotta, riportandosi intorno ai livelli registrati tra il 2007 e il 2008. L'entità della differenza di

prezzo pagato sui due mercati è tendenzialmente imputabile: alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (vedi Tav. 3.31), sul libero è più elevata; alla maggiore presenza nel mercato libero di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹⁶ che non pagano la componente di distribuzione; alla presenza, sul libero, di un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi e rivisto nel 2010 in

TAV. 3.46

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale c€/m³

¹⁶ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla RNG o regionale.

senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; inoltre, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, vi è una propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 46,56 €/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2010 era pari a 44,74 €/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 72,34 €/m³). La differenza è presumibilmente da imputare alla scelta di contratti a prezzo fisso o che offrano diverse condizioni, ma anche al fatto che il mercato libero tende a concentrarsi sui consumi alti di questa fascia di consumo.

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 8,19 sino a 17,55 € in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova

ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, come si è visto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal TIVG, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumano più di 200.000 m³ all'anno) da ottobre 2011¹⁷, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 16,96 €/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 28,95 €/m³. Come già segnalato, bisogna comunque tenere presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.47.

TAV. 3.47

Prezzi di vendita al mercato finale per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010 €/m³

MERCATO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	46,56	38,37	34,71	29,00	-	44,73
Domestico	46,73	39,56	34,63	25,64	-	46,39
Condominio uso domestico	43,06	37,96	35,65	-	-	38,53
Commercio e servizi	44,20	38,34	34,48	-	-	40,13
Industria	43,98	38,26	32,89	28,13	-	39,25
Generazione elettrica	48,52	36,37	34,27	33,72	-	34,73
MERCATO LIBERO	45,92	38,60	31,25	27,63	28,95	30,52
Domestico	46,93	38,59	33,33	31,02	-	44,47
Condominio uso domestico	43,76	39,15	36,46	34,95	-	38,96
Commercio e servizi	44,46	39,03	32,61	29,48	27,55	36,78
Industria	43,28	37,19	30,70	27,21	26,70	28,47
Generazione elettrica	37,44	35,22	31,85	29,40	29,80	29,82
TOTALE MERCATO	46,50	38,49	31,31	27,64	28,95	34,85

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

¹⁷ Come ha stabilito la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10.

Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma, con l'eccezione dei consumi più bassi (al di sotto dei 200.000 m³), le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano tendenzialmente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; inoltre, all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Diversamente dal passato si osserva che nel 2010 i clienti con consumi ridotti serviti sul mercato libero, sia domestici, sia i

condomini con uso domestico, sia quelli del settore commerciale, hanno pagato un prezzo in linea o lievemente superiore ai corrispondenti serviti sul mercato tutelato. Come si è detto, è probabile che le formule di offerta sul mercato libero, fortemente indicizzate al prezzo del petrolio, abbiano lievemente penalizzato i consumatori che le hanno scelte.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi (o i vantaggi a ridursi) via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

A partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione alla rilevazione dell'inflazione. Il paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione viene rivisto ogni anno, per aggiornarne tanto il sistema di ponderazione, quanto la lista dei beni e dei servizi che ne fanno parte. L'ultima modifica, tuttavia, è stata più ampia perché oltre a effettuare i consueti cambiamenti, l'Istat ha variato l'anno di riferimento degli indici, passato da 1995=100 a 2010=100; inoltre, gli indici vengono ora calcolati secondo un nuovo e più articolato schema di classificazione della spesa per consumi¹⁸ definito a livello europeo. Il nuovo schema classificatorio adottato prevede l'introduzione di due ulteriori livelli di disaggregazione prima inesistenti: le Sottoclassi di prodotto e i Segmenti di consumo. Da gennaio

2011, la classificazione dei prodotti si articola quindi in cinque livelli via via più disaggregati, che nell'ordine sono: Divisioni, Gruppi di prodotto, Classi di prodotto, Sottoclassi di prodotto e Segmenti di consumo. Questi ultimi due livelli hanno sostituito il quello più elementare utilizzato fino allo scorso anno che era quello delle Voci di prodotto.

Per quanto riguarda le Voci di prodotto di interesse dell'Autorità tradizionalmente commentate nella *Relazione Annuale*, è da segnalare la sostituzione del nuovo segmento di consumo "Energia elettrica" con la precedente voce "Energia elettrica". Per quanto riguarda il gas la nuova disaggregazione comporta la sostituzione tra la precedente voce di prodotto "Gas" con la Classe di prodotto "Gas". Dall'attuale Classe di prodotto "Gas" è stato però ulteriormente enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas naturale" che è propriamente il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di quest'ultimo all'interno della classe di prodotto "Gas" è preponde-

¹⁸ La classificazione della spesa per consumi adottata per gli indici dei prezzi al consumo è quella internazionale COICOP (*Classification of Individual Consumption by Purpose*).

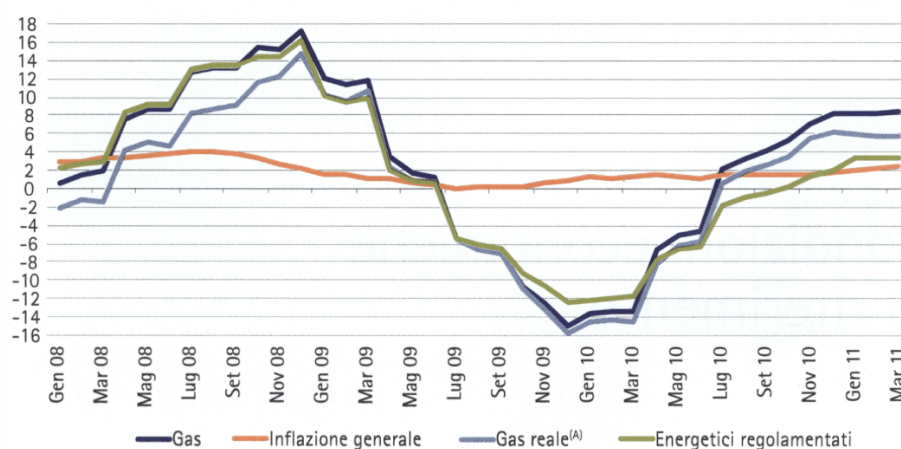
rante, essendo pari a 2,20% il peso della classe di prodotto "Gas" e pari all'1,96% quello del segmento "Gas di città e gas naturale" sul paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) al netto dei tabacchi. Naturalmente, poiché il segmento "Gas di città e gas naturale" è nuovo, non si può raccordarlo al passato e nemmeno è possibile calcolarne il tasso di variazione tendenziale. Esso è però inserito anche

nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati" che comprende l'insieme (esclusivo) dei due segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'"Energia elettrica" e il "Gas di città e naturale". Diviene quindi interessante osservare anche questa tipologia di prodotto, in attesa di disporre di dati sufficienti a poter calcolare le variazioni, anno su anno, del segmento più elementare.

FIG. 3.12

Inflazione generale, del gas e dei beni energetici regolamentati a confronto dal 2008 al 2011

Variazioni anno su anno degli indici di prezzo al consumo



(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1, le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi stanno crescendo, seppure con alcuni momenti di pausa, dall'inizio del 2009. Dai 40\$/barile registrati a dicembre 2008, il prezzo del greggio Brent è tornato a quotare intorno ai 75 \$/barile alla fine del 2009, per arrivare intorno ai 92 \$/barile al termine del 2010. In media d'anno il prezzo del petrolio è aumentato del 28,8% nel 2010. Il contemporaneo deprezzamento dell'euro, il cui valore si è ridotto quasi del 5% rispetto al dollaro statunitense, ha amplificato la crescita della materia prima, il cui costo sul mercato europeo è aumentato nel 2010 del 36,6%. La corsa del Brent è proseguita nei primi mesi del 2011 e a un ritmo anche più intenso. La variazione tendenziale aprile 2011 su aprile 2010 evidenzia un rincaro del prezzo in dollari del

45,4%. Fortunatamente, da marzo il cambio è tornato ad apprezzarsi, per cui il tasso di crescita tendenziale del prezzo in euro ad aprile 2011 mostra un più contenuto 35,1%. Grazie anche ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di riceverli comunque con un discreto ritardo temporale, la ripresa delle quotazioni internazionali del greggio ha cominciato a riverberarsi nell'andamento del prezzo del gas dall'inizio del 2010, quando l'indice e il relativo tasso d'inflazione (che si misura ogni mese calcolando la variazione del prezzo rispetto allo stesso mese dell'anno precedente) hanno iniziato a salire pressoché ininterrottamente, mentre erano scesi costantemente per tutto il 2009. Pur aumentando, la dinamica inflattiva è però rimasta su valori negativi per metà dell'anno, dopo aver

raggiunto un punto di minimo relativo nel dicembre 2009 quando toccò il -15% (Fig. 3.12).

Per questo motivo, in ragione d'anno la variazione del prezzo del gas è risultata anche nel 2010 negativa e pari a $-2,5\%$, che ha seguito il $-1,5\%$ del 2009. Poiché nei due anni considerati il livello generale dei prezzi è invece aumentato (dello $0,7\%$ nel 2009, seguito dall' $1,5\%$ nel 2010), le riduzioni appena viste risultano superiori, cioè pari rispettivamente al $-2,2\%$ e al -4% , se valutate in termini reali.

Come si è visto nel Capitolo 2, negli ultimi due anni anche la

dinamica dell'energia elettrica ha registrato valori sempre negativi, pur tornando a crescere dall'inizio del 2011. Questo andamento ha consentito di calmierare l'andamento dell'indice relativo ai "Beni energetici regolamentati" che, come detto poco sopra, comprende i segmenti elementari dell'"Energia elettrica" e del "Gas di città e gas naturale" (Fig. 3.12). Infatti, mentre l'inflazione del gas è tornata su valori positivi da luglio 2010, quella degli energetici regolamentati ha toccato lo zero a ottobre 2010. Il combinarsi dei due prodotti ha consentito di offrire un contributo negativo all'inflazione generale sino alla fine del 2010.

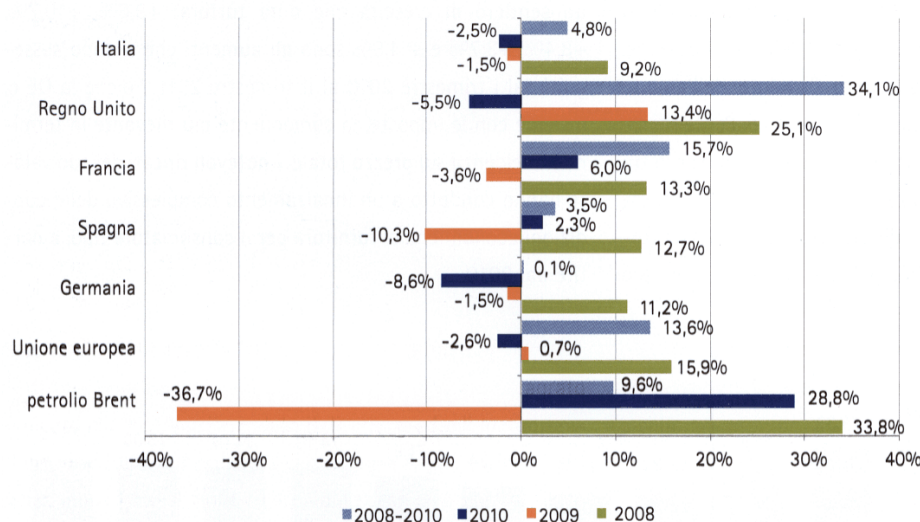


FIG. 3.13

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.13). Quest'analisi mostra per il 2010 come nonostante l'aumento del $28,8\%$ del prezzo del petrolio, quello del gas abbia registrato riduzioni più o meno consistenti in tre dei cinque paesi considerati. La discesa del prezzo italiano, pari a $-2,5\%$, appare perfettamente in linea con la media dei paesi dell'Unione europea ($-2,6\%$), mentre riduzioni più significative si sono manifestate nel Regno Unito ($-5,5\%$) e più ancora in Germania ($-8,6\%$). In controtendenza

la Spagna, dove si è rilevato un aumento del $2,3\%$ e soprattutto la Francia, dove l'aumento è risultato pari al $6,0\%$.

Una relativa maggior concordia nei segni delle variazioni si era osservata nei dati del 2009: a fronte di un calo del $36,7\%$ del prezzo del petrolio, quello del gas ha registrato riduzioni più o meno consistenti in quattro dei cinque paesi considerati ($-1,5\%$ in Italia e in Germania, $-3,6\%$ in Francia, $-10,3\%$ in Spagna). L'unico paese in controtendenza è risultato il Regno Unito, dove si è rilevato un rincaro del $13,4\%$. Nella media dei 27 paesi dell'Unione europea il prezzo del gas ha evidenziato una lieve crescita, pari allo $0,7\%$.

Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.14). Come spiegato in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, fino al II trimestre 2009 tale prezzo era calcolato (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura¹⁹, differenziate localmente, che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni. A partire dal III trimestre 2009 il calcolo è stato riformulato, utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che nel caso della distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito Nord orientale, considerato il più rappresentativo. Per le ragioni appena illustrate non è corretto effettuare un confronto tra i valori relativi ai primi due trimestri del 2009 e quelli successivi delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo individuato dall'Autorità, né, ancor meno, della sua

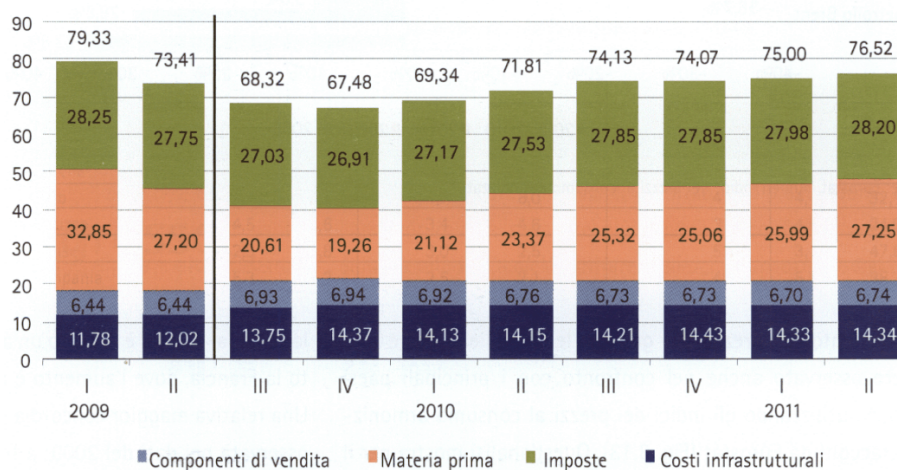
componente relativa alla copertura del costo della distribuzione (nella figura ricompresa tra i costi infrastrutturali).

Come si è detto anche nel paragrafo precedente, grazie ai meccanismi di indicizzazione, che consentono di smussare i picchi dei prezzi dei combustibili e di recepirli comunque con un discreto ritardo temporale, il marcato aumento che le quotazioni internazionali del greggio hanno evidenziato nel 2009 ha cominciato a riflettersi nell'andamento della componente a copertura dell'acquisto della materia prima (componente QE) dall'inizio del 2010. Nel IV trimestre 2009 la componente materia prima ha segnato infatti l'ultima variazione in diminuzione (-6,6%) rispetto al trimestre precedente; poi, con un'unica eccezione nel IV trimestre 2010 (-1%), ha imboccato un sentiero di crescita che dura tuttora: +9,6%, +10,7%, +8,4%, +3,7% e + 4,8% sono gli aumenti che si sono susseguiti dal I trimestre 2010 al II trimestre 2011. Poiché la QE è, insieme con le imposte, la componente più rilevante in termini di incidenza sul prezzo totale, i notevoli rincari del suo valore hanno condotto a un innalzamento complessivo delle condizioni economiche di fornitura per il consumatore tipo, a partire dal 2010.

FIG. 3.14

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



¹⁹ Definite con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

In corso d'anno i vari aumenti che si sono susseguiti sulla QE sono stati talvolta attutiti da contemporanee riduzioni nelle altre componenti. Il rincaro del 9,6% della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima verificatosi nel primo trimestre del 2010, per esempio, è stato in parte compensato dalla contemporanea riduzione (-1,2%) della componente a copertura dei costi di distribuzione e da quella relativa alla revisione del costo di trasporto (-3,9%) che si è avuta per l'entrata in vigore del nuovo periodo di regolazione di questa fase. Nell'aggiornamento dei prezzi del gas relativo al III trimestre 2010, oltre all'incremento della componente energia sono state previste ulteriori modifiche delle altre componenti delle condizioni economiche di fornitura: da un lato si è registrato un incremento della tariffa di distribuzione, che ha comportato una variazione (+0,5%) della componente del servizio; dall'altro si è osservata una diminuzione della componente relativa agli oneri aggiuntivi (inclusi nella componente di vendita), dovuta all'aumento del corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attivi-

tà svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza; ciò ha comportato una diminuzione (-47%) della citata componente relativa agli oneri aggiuntivi. La lieve riduzione (-1%) evidenziata dalla componente a copertura dei costi della materia prima nel IV trimestre 2010 è stata ottenuta grazie all'introduzione di un nuovo metodo di calcolo della materia prima gas, che l'Autorità ha deciso di applicare per trasferire tempestivamente ai consumatori finali i benefici emergenti dai ridotti prezzi internazionali del gas *spot* (legati agli scenari di mercato e alla crescente produzione di gas non convenzionale), oltre che dalle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine *take or pay*. Nel I trimestre 2011, infine, l'incremento nella QE è stato in parte attutito da una riduzione della componente a copertura dei costi di stoccaggio, scesa del 12,3%, per l'entrata in vigore delle nuove tariffe annuali.

Complessivamente, dal valore di 67,48 €/m³ che registrava nel quarto trimestre 2009, il prezzo medio per il "nuovo" utente domestico tipo ha raggiunto, alla fine del 2010, il valore di 74,07 €/m³ e di 76,52 €/m³ ad aprile 2011.

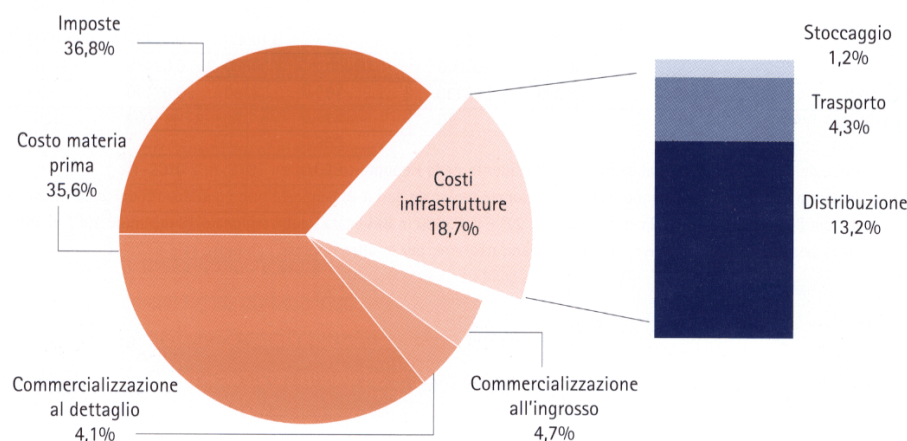


FIG. 3.15

Composizione percentuale all'1 aprile 2011 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

All'1 aprile 2011 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.15) risulta composto per il 63% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 37% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regio-

nale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 35,6%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a

coprire la distribuzione locale, che incide per il 13,2% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,3%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,2%. La tavola 3.48 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola

per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore per l'anno 2011. Si tratta delle aliquote, invariate rispetto allo scorso anno, stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.48

Imposte sul gas

1 gennaio - 31 dicembre 2011;
€/m³ per le accise e aliquote
percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	1,50000	2,60000	3,00000	3,00000	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62400	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62400	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58230	2,58230	2,58230	0,62490	0,51646
ALIQUTA IVA (%)	10	10	20	20	10^(C)	10^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (legge regionale 18 dicembre 2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

I grafici e le tabelle riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, regolamentata con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, che approva la prima parte del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas*, relativa appunto alla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012 (RQDG)*. In particolare, viene dato conto dei risultati ottenuti sulla base degli interventi regolatori effettuati dall'Autorità relati-

vamente ad alcuni temi quali il pronto intervento, l'ispezione della rete, le dispersioni e la protezione catodica. Con riferimento alle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000, nelle tavole che seguono vengono illustrate le performance aziendali delle attività svolte relativamente al pronto intervento, all'ispezione della rete, all'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione e di segnalazione da parte di terzi e, infine, all'attività di protezione catodica delle reti.

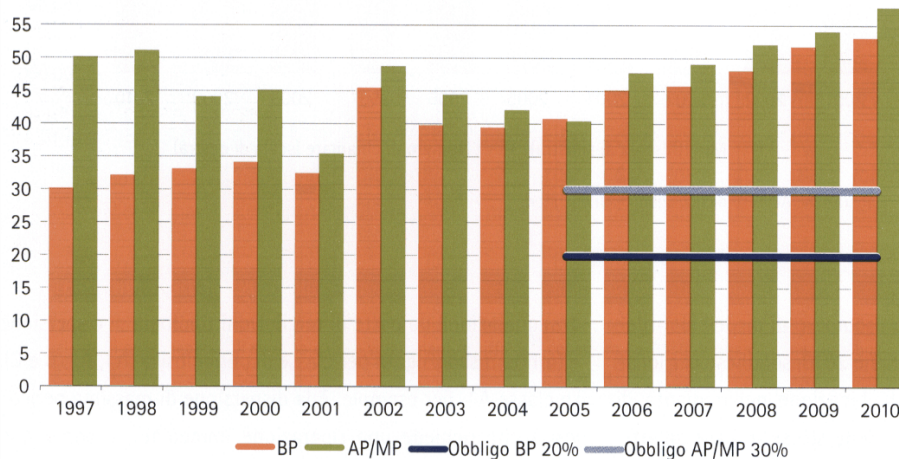


FIG. 3.16

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2010

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La figura 3.16 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Il trend di crescita si conferma anche per il secondo anno del III periodo di regolazione disciplinato con la RQDG (2009-2012). Infatti, sia l'ispezione della rete in bassa pressione (BP), sia quella della rete

in media (MP) e in alta pressione (AP) si attestano su valori nettamente superiori al 50%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). Solo un'attenta ispezione della rete può consentire di individuare le dispersioni della

rete e, dunque, di intervenire tempestivamente, laddove necessario, a favore della sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Per quanto riguarda il pronto intervento, a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione rispetto allo scorso anno, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa (Fig. 3.17). Il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. La misura della registrazione vocale delle chiamate, introdotta dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di

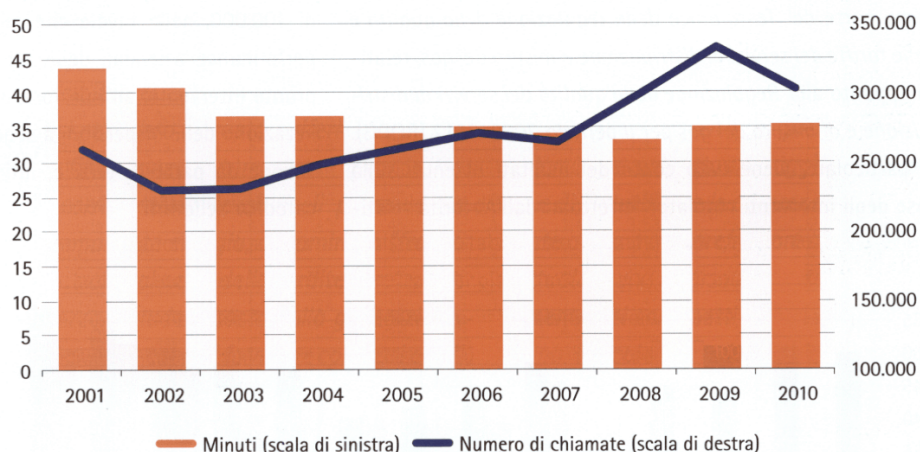
pronto intervento gas delle aziende, attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le imprese a registrare i dati in modo sempre più preciso.

Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.17

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2010

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Le tavole 3.49 e 3.50 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2009 e 2010, suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e

di segnalazione da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.