



Autorità per l'energia elettrica e il gas

## 2004-2010: L'ATTIVITÀ DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

---

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta  
31 marzo 2010

Autorità per l'energia elettrica e il gas

---

Alessandro Ortis  
Tullio Fanelli

*presidente*  
*componente*

# L'attività di regolazione e controllo dal 2004 ad oggi

*Con le pagine di questo fascicolo e secondo distinte aree tematiche, si intende mettere a disposizione alcune sintetiche informazioni di consuntivo, riguardanti l'attività istituzionale dell'Autorità per l'energia nel periodo 2004-2010.*

*In coerenza con i Piani strategici via via adottati, sono state promosse concorrenza ed efficienza nei mercati dell'energia elettrica e del gas; sono state migliorate l'economicità e l'efficacia dei servizi infrastrutturali; sono state sostenute iniziative a favore della diversificazione delle coperture, anche facilitando l'utilizzo di fonti rinnovabili; sono state introdotte e monitorate varie forme di tutela per i consumatori, specie in termini di qualità tecnica e commerciale dei servizi, nonché di forme di assistenza sociale per i più deboli; sono stati incentivati i consumi energetici più virtuosi e più rispettosi dell'ambiente.*

*Sono state altresì sviluppate iniziative per una semplificazione ed ottimizzazione dei quadri regolatori, sostenendone il rispetto attraverso crescenti attività di monitoraggio, controllo e prescrittive o sanzionatorie: è stata valorizzata la comunicazione e l'interlocuzione con i diversi stakeholders, ampliando anche i processi di consultazione; sono state rafforzate la collaborazione istituzionale nazionale e la cooperazione internazionale fra Regolatori; è stata accresciuta l'efficienza organizzativa ed operativa interna.*

*Roma, 15 luglio 2010*



---

Capitolo 1

Tariffe pag. 3

---

Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati pag. 5  
Interventi di razionalizzazione tariffaria pag. 8  
Interventi a tutela dei consumatori, compresi quelli più vulnerabili pag. 9  
Esiti dell'attività di regolazione tariffaria pag. 10

---

Capitolo 2

Mercati dell'energia elettrica e del gas pag. 21

---

Sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso  
e completamento del disegno dei mercati pag. 22  
Sviluppo delle infrastrutture, sicurezza e adeguatezza delle forniture pag. 26  
Sviluppo dei mercati della vendita pag. 27  
Adeguamento alle politiche ambientali pag. 29  
Evoluzione dell'assetto dei mercati dell'elettricità e del gas pag. 30

---

Capitolo 3

Qualità dei servizi pag. 39

---

Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi elettrici pag. 41  
Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi gas pag. 42  
Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas e assicurazione  
per gli incidenti da gas pag. 44  
Regolazione della qualità commerciale, dei call center  
e delle comunicazioni fra operatori pag. 45  
Misura dell'energia elettrica: i contatori intelligenti pag. 46  
Esiti dell'attività di regolazione della qualità del servizio pag. 47

---

Capitolo 4

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica pag. 53

---

Iniziative per l'informazione ai consumatori sui servizi energetici pag. 54  
Gestione dei reclami, del contenzioso e rapporti  
con le associazioni dei consumatori pag. 55  
Tutela pre-contrattuale dei consumatori pag. 57  
Valutazione dell'efficacia della tutela dei consumatori nel settennato pag. 58  
Regolazione del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica pag. 59  
Gestione e monitoraggio del meccanismo dei TEE pag. 61  
Risultati conseguiti in tema di efficienza energetica pag. 62

---

<b>Capitolo 5</b>	
Ricerca di sistema elettrico	pag. 65

---

<b>Capitolo 6</b>	
Vigilanza, reclami e contenzioso	pag. 69

---

Attività di consultazione	pag. 69
Attività di regolamentazione e segnalazione	pag. 71
Attività di vigilanza	pag. 73
Funzione sanzionatoria	pag. 76
Contenzioso	pag. 80

---

<b>Capitolo 7</b>	
Attività in ambito europeo e internazionale	pag. 85

---

<b>Capitolo 8</b>	
Organizzazione, comunicazione e gestione delle risorse	pag. 89

---

Organizzazione	pag. 89
Comunicazione	pag. 90
Risorse umane e sviluppo del personale	pag. 92
Evoluzione nella gestione economico-finanziaria	pag. 94
Evoluzione nella gestione amministrativa	pag. 95

---

## Indice delle tavole

---

Tav. 1.1	Incentivi tariffari per i nuovi investimenti previsti nei periodi regolatori in vigore	pag. 6
Tav. 3.1	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale elettrica dal 2004 al 2009	pag. 49
Tav. 3.2	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale gas dal 2004 al 2009	pag. 50
Tav. 5.1	Progetti finanziati dal Fondo per la ricerca di sistema elettrico nel periodo 2003-2005	pag. 66
Tav. 5.2	Temi di ricerca sui quali sono stati finanziati progetti svolti da ENEA, CNR ed ERSE nel periodo 2006-2010 e temi di ricerca oggetto del bando di gara per la selezione dei progetti non compresi negli accordi di programma	pag. 67
Tav. 6.1	Attività di consultazione dal 2004 al 2010	pag. 69
Tav. 6.2	Attività provvedimento dal 2004 al 2010	pag. 71
Tav. 6.3	Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per grado di innovatività	pag. 72
Tav. 6.4	Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per settore economico	pag. 72
Tav. 6.5	Dettaglio dell'attività consultiva e di segnalazione	pag. 72
Tav. 6.6	Dettaglio dell'attività conoscitiva	pag. 73
Tav. 6.7	Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per segmento di indagine	pag. 75
Tav. 6.8	Numero di collaborazioni alle verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per tipo di collaborazione	pag. 75
Tav. 6.9	Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per settore	pag. 76
Tav. 6.10	Modalità di avvio dei procedimenti sanzionatori	pag. 78
Tav. 6.11	Numero e tipologia di violazioni riscontrate in sede di avvio	pag. 79
Tav. 6.12	Modalità di conclusione dei procedimenti sanzionatori per anno	pag. 79
Tav. 6.13	Ammontare delle sanzioni irrogate nel periodo 2004-2010	pag. 80
Tav. 6.14	Esito del contenzioso dal 2004 al 2010	pag. 81
Tav. 6.15	Riepilogo del contenzioso per anno dal 2004 al 2010	pag. 81
Tav. 6.16	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 2004 al 2010	pag. 82

---

## Indice delle figure

---

Fig. 1.1	Andamento della tariffa media di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag. 11
Fig. 1.2	Andamento delle immobilizzazioni materiali di Terna	pag. 11
Fig. 1.3	Rendita da congestione nel settore elettrico	pag. 12
Fig. 1.4	Andamento del PUN e differenziali dei prezzi zonal rispetto al PUN	pag. 13
Fig. 1.5	Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica	pag. 14
Fig. 1.6	Andamento della tariffa di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura del gas per il settore domestico	pag. 15
Fig. 1.7	Andamento della tariffa di trasporto del gas naturale per i settori termoelettrico e industriale	pag. 15
Fig. 1.8	Andamento degli investimenti di Snam Rete Gas	pag. 16
Fig. 1.9	Andamento degli investimenti di Stogit	pag. 17
Fig. 1.10	Evoluzione della capacità di stoccaggio del gas naturale	pag. 17
Fig. 1.11	Andamento degli investimenti nelle attività di distribuzione e misura del gas	pag. 18
Fig. 1.12	Andamento della rete, della rete di acciaio protetta catodicamente e della rete in ghisa nella distribuzione del gas naturale	pag. 18
Fig. 2.1	Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta	pag. 31
Fig. 2.2	Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi societari	pag. 32
Fig. 2.3	Produzione nazionale lorda di energia elettrica per i maggiori gruppi societari	pag. 32
Fig. 2.4	Evoluzione del prezzo per il cliente domestico tipo del settore elettrico	pag. 33
Fig. 2.5	Evoluzione del mercato libero e vincolato/tutelato nel settore elettrico	pag. 33
Fig. 2.6	Evoluzione delle importazioni di gas e quote dei principali gruppi societari	pag. 34
Fig. 2.7	Importazioni lorde di gas per area di provenienza	pag. 35
Fig. 2.8	Quote dei primi tre gruppi societari per disponibilità di gas	pag. 35
Fig. 2.9	Evoluzione del mercato libero e tutelato nel settore del gas	pag. 36
Fig. 2.10	Numero di imprese di vendita per dimensione d'impresa	pag. 36
Fig. 3.1	Durata delle interruzioni per cliente BT, anni 2004-2009	pag. 48
Fig. 3.2	Durata delle interruzioni per cliente BT di responsabilità delle imprese distributrici, anni 2004-2009	pag. 48
Fig. 3.3	Evoluzione dei controlli del grado di odorizzazione del gas naturale	pag. 49
Fig. 6.1	Numero di procedimenti sanzionatori avviati e chiusi tra il 2004 e il 2009	pag. 77

---



1.

---

# Tariffe

---

La legge 14 novembre 1995, n. 481, pone al centro dell'attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la definizione di un quadro tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, mantenendo come riferimento costante gli obiettivi fondamentali di promozione dell'efficienza e della concorrenza dei settori regolati, oltre che la tutela di utenti e consumatori. A partire dalla sua costituzione, l'Autorità si è mossa lungo queste linee direttrici, avviando un ampio processo di razionalizzazione e modifica del quadro regolatorio del settore elettrico e gas, che è sfociato in una completa riforma del sistema tariffario.

Con un primo insieme di interventi di natura strutturale, l'Autorità ha introdotto i tasselli fondamentali del futuro assetto dei settori elettrico e gas, definendo tariffe maggiormente aderenti ai costi di produzione e di erogazione dei servizi, prevedendo specifici meccanismi incentivanti che hanno determinato un progressivo recupero di efficienza produttiva degli operatori. In particolare, con la riforma tariffaria del primo settennato, 1997-2003, sono stati introdotti meccanismi di *price cap* e *revenue cap* per l'aggiornamento delle tariffe, abbandonando la logica del riconoscimento dei costi a piè

di lista che, garantendo i ricavi degli operatori indipendentemente dalla loro efficienza, non forniva adeguati incentivi al contenimento dei costi stessi. Per evitare che il conseguimento dell'efficienza andasse a scapito della qualità del servizio, tali meccanismi sono stati affiancati, sin dal 2000, da incentivi specifici basati su una logica di premi e penali, finalizzati a garantire un incremento della qualità del servizio. L'attuazione di questa prima fase della regolazione, che ha rappresentato un periodo di grande innovazione rispetto al passato, ha richiesto anche l'adozione di meccanismi gradualisti di adeguamento, tali da consentire a clienti e operatori i necessari tempi di apprendimento.

Concluso il periodo iniziale della regolazione tariffaria del settore elettrico e gas, è iniziata la fase delicata di completamento del processo di liberalizzazione che ha caratterizzato l'attività di regolazione a partire dal 2004, anno di avvio della Borsa elettrica e di poco successivo alla completa apertura del mercato del gas (avvenuta nel 2003).

Nel settore elettrico, le crisi dell'estate 2003 e il *blackout* verificatosi nel corso del medesimo anno, hanno messo in evidenza l'esistenza di forti carenze infrastrutturali e di congestioni

riconducibili a una gestione integrata del servizio elettrico, quindi alla presenza di un conflitto di interessi tra gestione della rete e attività di vendita. Le carenze infrastrutturali hanno, da un lato, esposto il Paese ai rischi di sicurezza dell'offerta per il settore elettrico, dall'altro favorito l'adozione di comportamenti strategici da parte dei produttori che hanno contribuito a mantenere un elevato livello dei prezzi dell'energia elettrica per il consumatore finale. Ancora più critica appariva la situazione nel mercato del gas che, nonostante il completamento formale del processo di liberalizzazione, restava fortemente concentrato e scarsamente contendibile. Lo sviluppo concorrenziale del settore, caratterizzato da una domanda crescente, era fortemente ostacolato dai limiti sul fronte dell'approvvigionamento, riconducibili prevalentemente alla dipendenza dalle importazioni di gas estero, realizzate attraverso contratti a lungo termine stipulati prevalentemente dall'operatore dominante e attraverso infrastrutture da esso stesso controllate. In questo contesto, l'Autorità ha dato valore alla considerazione che, in una fase di avvio del processo di liberalizzazione, pur non potendo prescindere dal mantenimento di un'adeguata strategia di controllo dei costi e di incentivo all'efficienza degli operatori, l'attività di tutela del consumatore deve necessariamente passare anche attraverso un'adeguata politica di promozione della concorrenza e di garanzia dell'offerta. Nel secondo settennato, l'Autorità ha pertanto integrato le principali finalità di regolazione tariffaria fino a quel momento assunte, ossia la fissazione di tariffe *cost reflective* e la previsione di meccanismi volti alla riduzione dei costi di erogazione del servizio, con due ulteriori obiettivi, funzionali allo sviluppo della concorrenza e coerenti con un assetto completamente liberalizzato del mercato: l'incentivazione degli investimenti nelle infrastrutture di rete e la convergenza dei criteri tariffari tra i due settori regolati. L'Autorità ha anche accompagnato tale processo con l'adozione di specifici meccanismi

volti a rafforzare forme di tutela per le fasce di consumo più deboli, secondo modalità compatibili con il nuovo assetto di mercato e il più possibile efficaci, pur in presenza di un contesto congiunturale caratterizzato negli ultimi anni da una profonda crisi economica e da forti aumenti del costo dell'energia. In questo quadro generale, gli interventi realizzati dall'Autorità che hanno toccato trasversalmente sia il settore elettrico sia il settore gas possono essere raggruppati, sulla base delle finalità perseguite, nei seguenti blocchi principali.

- Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati, che comprendono: i provvedimenti realizzati in materia di incentivazione tariffaria agli investimenti; la riforma della disciplina della separazione contabile e l'introduzione di norme per la separazione c.d. "funzionale" (o *unbundling*) per garantire la neutralità nella gestione delle infrastrutture; la definizione di tariffe uniche sul territorio, al fine di favorirne la gestione da parte di venditori e clienti.
- Interventi di razionalizzazione tariffaria, che includono le modifiche apportate al sistema tariffario elettrico e gas al fine di assicurare sia omogeneità di criteri tra i due settori, sia una struttura tariffaria applicata al cliente finale coerente con un assetto competitivo del mercato.
- Interventi a tutela dei consumatori di energia elettrica e gas, compresi quelli maggiormente vulnerabili.

In considerazione della complessità crescente e della necessità di perfezionamento del sistema tariffario, anche in una prospettiva pro-competitiva, nel corso dello sviluppo dei provvedimenti tariffari è stata data particolare enfasi al confronto partecipato con gli operatori e gli utenti, attraverso l'ampliamento dei processi di consultazione e l'applicazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR) ai provvedimenti maggiormente rilevanti.

---

## Interventi a sostegno dello sviluppo concorrenziale dei mercati

---

L'esigenza di sostenere lo sviluppo competitivo dei mercati si è tradotta, nel corso di questo periodo, in una forte attenzione da parte dell'Autorità verso lo sviluppo delle reti, necessarie sia per garantire livelli di offerta sufficienti a consentire il pieno dispiegarsi della concorrenza nei mercati, sia per assicurare un servizio adeguato al cliente finale. A tal fine, l'Autorità ha ritenuto opportuno che il sistema tariffario contemplasse adeguati incentivi agli investimenti, pur nella consapevolezza che le decisioni di investimento delle imprese possono dipendere da un insieme ampio di fattori, attinenti alle strategie delle imprese o ai processi autorizzativi, ulteriori rispetto alla sola incentivazione delle infrastrutture, i cui costi incidono su una parte limitata del prezzo finale.

A partire dal 2004, l'Autorità ha pertanto modificato il preesistente sistema di incentivazione dei nuovi investimenti adottato per le infrastrutture di trasporto, rigassificazione e stoccaggio del gas<sup>1</sup>, attraverso l'introduzione di uno schema di incentivi predefiniti, distinti in relazione alla tipologia di investimento (Tav. 1.1). Tale schema consente il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari a un incremento del tasso di remunerazione riconosciuto per un periodo superiore alla durata del periodo di regolazio-

ne. L'incremento e la durata dell'incentivo risultano essere crescenti in funzione sia della strategicità dell'investimento per lo sviluppo concorrenziale dei mercati, sia della situazione di carenza d'offerta che caratterizza uno specifico segmento della filiera. Seguendo questo criterio generale, i maggiori incentivi, in termini di incremento del tasso di remunerazione e di durata dell'incentivo, sono stati concessi agli investimenti destinati alla realizzazione di nuovi siti di stoccaggio del gas naturale.

L'extra remunerazione per tutti gli investimenti realizzati nel trasporto e nella rigassificazione del gas (indispensabili per garantire l'interconnessione con l'estero, migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e incrementare l'offerta) è stata volta anche a promuovere le condizioni per fare dell'Italia un *hub* di rilevanza europea.

Riguardo alla trasmissione elettrica è stato invece previsto che, sempre al fine di favorire la competitività del mercato, la maggiore remunerazione sul capitale investito venga riconosciuta sia agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato o intrazonali, sia agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche.

---

<sup>1</sup> Il regime preesistente prevedeva, per i nuovi investimenti nel trasporto capitalizzati ed entrati in esercizio dall'anno 2001, un ricavo addizionale calcolato come il 12,44% del capitale investito (12,44% è la somma del WACC, pari a 7,94%, di un 2,5% per l'ammortamento e di un altro 2% per i costi operativi). Il ricavo addizionale andava a incrementare per il 60% i ricavi di *capacity* e per il 40% i ricavi relativi al volume, quest'ultimi riconosciuti per 6 anni. La stessa metodologia, al netto dei diversi valori di tassi, ammortamento e costi operativi, era applicata per la rigassificazione. Nel caso dello stoccaggio i nuovi investimenti venivano invece incentivati attraverso la possibilità, in un settore caratterizzato da forte eccesso di domanda, dalla possibilità per le imprese di fissare liberamente le tariffe per le nuove capacità rese disponibili.

TAV. 1.1

**Incentivi tariffari  
per i nuovi investimenti  
previsti nei periodi  
regolatori in vigore**

SETTORE	MAGGIORAZIONE DEL RENDIMENTO	DURATA	TIPOLOGIA DI INVESTIMENTO
Reti di trasmissione elettrica	+3%	12 anni	Investimenti finalizzati alla riduzione delle congestioni e all'aumento della capacità di interconnessione.
	+ 2%	12 anni	Investimenti di sviluppo non finalizzati alla riduzione delle congestioni.
Reti di distribuzione elettrica	+2%	8 anni	Nuove stazioni di trasformazione AT/MT e sostituzione dei trasformatori esistenti.
	+2%	12 anni	Nuove stazioni di trasformazione AT/MT che aumentano il livello di connettività della rete e per investimenti per progetti pilota in smart grids.
Reti di trasporto gas	+3%	15 anni	Nuova capacità in ingresso alle frontiere.
	+3%	10 anni	Capacità di trasporto nazionale per l'importazione.
	+1-2	5-10 anni	Altre tipologie.
Stoccaggio gas	+4%	16 anni	Nuova capacità di stoccaggio.
	+4%	8 anni	Sviluppo di stoccaggio già in esercizio.
Rigassificatori	+3%	16 anni	Nuova capacità o potenziamenti maggiori del 30%.
	+2%	8 anni	Potenziamenti minori del 30% e investimenti che portano a una maggiore utilizzazione del terminale.
Reti di distribuzione gas	+2%	8 anni	Ammodernamento dei sistemi di odorizzazione e sostituzione delle condotte in ghisa.

A fine 2007, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti nel settore elettrico, finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale nel corso dell'attuale periodo regolatorio.

L'altro strumento fondamentale, predisposto dall'Autorità nel corso di questi anni per favorire lo sviluppo concorrenziale dei mercati, è costituito dalla riforma della disciplina dell'*unbundling*. L'Autorità ha introdotto nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione della Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, con l'obiettivo di:

- garantire l'indipendenza e la neutralità della gestione delle reti e, più in generale, delle infrastrutture regolate essenziali per lo sviluppo di un libero mercato ener-

getico, rispetto agli interessi degli operatori degli altri segmenti liberalizzati delle filiere dell'energia elettrica e del gas; ciò attraverso disposizioni riguardanti gli operatori dei servizi in monopolio infrastrutturale, il profilo dell'organizzazione, il potere decisionale e gestionale e la disponibilità di informazioni commercialmente sensibili;

- garantire, tramite la corretta e trasparente disaggregazione e l'imputazione dei valori economici e patrimoniali alle diverse attività, l'assenza di sussidi incrociati tra le stesse attività, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle svolte sul mercato;
- garantire un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, nonché coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, e di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

L'Autorità ha previsto anche un approccio semplificato in materia di separazione contabile, attraverso l'adozione di un modello che – senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività – assicuri comunque la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e tramite il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica. La disciplina dell'*unbundling*, e in particolare la normativa relativa alla separazione funzionale, dovrà essere in futuro modificata in applicazione delle nuove Direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono un ulteriore rafforzamento del modello di separazione funzionale, nel caso in cui lo Stato membro non attui la separazione proprietaria delle infrastrutture.

Sempre in una logica pro-competitiva, l'Autorità ha scelto di unificare le tariffe di distribuzione sul territorio in una tariffa obbligatoria unica per quanto riguarda la distribuzione elettrica e in una tariffa da applicarsi in sei macroambiti sovragionali (con la contestuale introduzione di specifici meccanismi di perequazione), nella distribuzione del gas. La scelta di favorire la convergenza e la semplificazione tariffaria attraverso l'adozione, ove possibile, di tariffe di rete uniche traslabili in modo oggettivo sul cliente finale, rappresenta un mutamento di prospettiva rispetto a quanto realizzato nel precedente periodo regolatorio, quando erano gli esercenti a presentare le proprie tariffe e l'Autorità si limitava ad approvarle se conformi ai criteri previsti dalla metodologia tariffaria. Tale cambiamento risponde all'esigenza, in mercati oramai completamente aperti alla concorrenza, di favorire il confronto competitivo a valle, tramite l'adozione di tariffe facilmente verificabili e confrontabili nell'ambito della valutazione di un'offerta commerciale da parte del cliente e altrettanto agevolmente gestibili da parte del venditore.

Nel 2006 è stata introdotta una nuova disciplina per il servizio di stoccaggio del gas naturale con la definizione di una tariffa

unica nazionale, accompagnata dalla previsione di un meccanismo di garanzia dei ricavi tale da fornire adeguati incentivi al potenziamento delle infrastrutture esistenti e allo sviluppo dei nuovi giacimenti di stoccaggio, necessari per superare le forti criticità di capacità esistenti. I nuovi stoccaggi risultano infatti caratterizzati da costi superiori rispetto a quelli già in essere e dunque la tariffa unica evita svantaggi competitivi ai nuovi operatori, altrimenti destinati, in applicazione del principio di *cost reflectivity* adottato dalla regolamentazione tariffaria, a offrire i propri servizi a tariffe più alte rispetto all'impresa dominante.

Tra gli interventi finalizzati a rafforzare la competitività del mercato rientra inoltre la recente previsione di incentivi per lo sviluppo delle c.d. *smart grids*, le reti di distribuzione integrate con sistemi telematici di misura e controllo che, tramite l'utilizzo di tecnologie digitali e flussi bidirezionali di comunicazione, permettono il risparmio energetico e la riduzione dei costi d'uso delle reti, mantenendo alti livelli di trasparenza e affidabilità. Tali "reti intelligenti" sono in grado di far interagire efficacemente produttori e consumatori anche favorendo lo sviluppo della generazione distribuita e della mobilità elettrica; inoltre, consentono di prevedere in anticipo le richieste di consumo e di bilanciare con flessibilità la produzione e la domanda di energia elettrica anche localmente.

Infine, possono essere ricondotti all'obiettivo di migliorare la competitività dei mercati, garantendone l'efficienza, gli interventi effettuati per favorire sia un'integrazione efficiente delle imprese minori di trasmissione nazionale da parte di Terna, sia l'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione del gas e dell'energia elettrica. Rientrano in questo quadro il riconoscimento del differenziale dei costi operativi nel caso di aggregazione di imprese di distribuzione elettrica, gli interventi volti a favorire l'allargamento degli ambiti di distribuzione gas e il dimensionamento del fattore di recupero della produttività (*X factor*) sulle imprese più grandi e quindi più efficienti.

## Interventi di razionalizzazione tariffaria

A partire dal 2004 l'Autorità, nell'ambito dei diversi periodi di regolazione, ha realizzato interventi di riforma e razionalizzazione del sistema tariffario elettrico e gas seguendo alcune direttrici principali, di seguito sintetizzate.

- Individuazione di distinte componenti tariffarie per ciascuna fase della filiera elettrica e rimozione graduale dei sussidi incrociati che caratterizzavano la tariffa degli utenti domestici nel precedente regime tariffario. È stata prevista, come già per il settore del gas, la separazione tra le componenti tariffarie a copertura dei servizi regolati e quelle relative alla copertura dei costi di acquisto dell'energia; sono state inoltre individuate tariffe distinte per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione dell'energia elettrica, successivamente enucleate anche nel settore gas; è inoltre proseguita la convergenza verso una tariffa di distribuzione elettrica maggiormente *cost reflective*, nonostante permangano ancora sussidi incrociati a favore dei clienti domestici residenti con livelli di consumo medio bassi. Tali modifiche si inseriscono in un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che ha portato alla definizione di distinti meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico, superando il meccanismo di tutela generalizzata inglobato nella precedente struttura tariffaria elettrica (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).
- Armonizzazione dei criteri tariffari applicati nel settore elettrico e gas. L'Autorità ha innanzitutto adottato sia per il settore elettrico sia per quello del gas naturale i criteri integrativi previsti per l'aggiornamento tariffario dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (e già applicati nel settore gas): rivalutazione del valore delle infrastrutture; utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio alme-

no in linea con i Titoli di Stato a lungo termine; simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti. Successivamente, l'Autorità ha previsto di:

- fissare il livello di recupero programmato di produttività (*X factor*) con l'obiettivo di completare in un certo arco temporale il trasferimento ai consumatori dei maggiori recuperi di efficienza già conseguiti, nella convinzione che i margini di efficientamento fossero ormai difficilmente prevedibili;
- applicare il meccanismo del *price cap* ai soli costi operativi, nella previsione di una regolazione che riconosca gli investimenti sulla base di costi standard. Per quanto riguarda l'ammortamento, la relativa modalità di calcolo è stata uniformata a quella già utilizzata per le tariffe del settore gas (ammortamenti di tipo lineare con riferimento alla durata fisica effettiva delle diverse categorie di cespiti). La scelta di adottare un'identica metodologia tra settori ha riguardato anche altri aspetti, quali le modalità di calcolo del tasso di remunerazione (WACC), il trattamento dei contributi pubblici, il capitale circolante netto ecc. In particolare, l'Autorità ha perseguito anche l'obiettivo di progressiva riunificazione delle definizioni relative all'anno di riferimento, ai fini della determinazione e del calcolo delle tariffe, a favore dell'anno solare, già adottato nel settore elettrico, in modo da consentire il riallineamento tra valori tariffari e valori di bilancio.

Tra gli interventi di razionalizzazione tariffaria vanno incluse sia la definizione di un quadro coordinato di tutte le atti-

vità e le responsabilità del servizio di misura, che è stata attribuita in via prevalente ai distributori, sia l'individuazione di componenti tariffarie *ad hoc* a copertura del servizio stesso.

Infine, sempre nell'ambito del processo di razionalizzazione e riduzione degli oneri a carico dei consumatori finali, nel corso di questi anni l'Autorità ha avviato numerosi meccanismi di regolazione tariffaria, tra cui:

- la revisione della regolazione delle cooperative e delle imprese elettriche minori, al fine di garantire la compatibilità della regolazione di tali imprese con la completa liberalizzazione del servizio di vendita nel settore elettrico a partire dall'1 luglio 2007;
- l'implementazione di nuovi meccanismi di incentivo e regolazione per disciplinare e ridurre i costi sostenuti dalla Sogin per lo smantellamento di centrali e impianti nucleari.

---

## Interventi a tutela dei consumatori, compresi quelli più vulnerabili

---

Nell'ambito del quadro normativo primario di riferimento definito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha avviato il processo di revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche elettriche in bassa tensione, implementando al contempo i meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio economico e/o fisico (utilizzo di apparecchiature elettromedicali salvavita). Tale processo di revisione implica il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata (in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 applicate ai clienti domestici) con l'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione unicamente ai clienti che versino in condizioni di disagio. Pertanto, sulla base delle indicazioni della normativa che individua nell'ISEE (l'indicatore della situazione economica equivalente) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione, ha quantificato l'entità e previsto le modalità di erogazione della stessa attraverso i distributori, mediante meccanismi non distorsivi della concorrenza nel mercato a valle, in grado al contempo di riflettere i costi del servizio e di evitare sprechi nei consumi. Il mec-

canismo di compensazione, che consente indicativamente di coprire il 20% della spesa dell'utente tipo al netto degli oneri fiscali ed è differenziato in base alla numerosità della famiglia anagrafica, è pienamente operativo da gennaio 2009, con applicazione retroattiva dall'1 gennaio 2008. Alla data del 15 giugno 2010 le richieste di bonus che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica e sono ammesse all'agevolazione, risultano essere più di 1,2 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2010, i sussidi concessi per gli anni 2008 e 2009 hanno complessivamente raggiunto un valore pari a circa 160 milioni di euro. Nel corso del 2009, l'Autorità ha inoltre dato attuazione operativa alle disposizioni del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che hanno esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa. Il nuovo meccanismo di compensazione introdotto dal decreto

legge n. 185/08 ha consentito il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale, introdotto dall'Autorità nel settore gas nel 2000. Il sistema previgente affidava agli enti locali, in virtù della loro conoscenza diretta dei casi di disagio, l'attivazione delle misure di tutela sociale ed era basato su meccanismi a carattere facoltativo; tuttavia, a causa della limitata applicazione, tale strumento di protezione si è rivelato nel tempo scarsamente efficace. L'Autorità ha definito le modalità operative del meccanismo di compensazione per la

spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale prevedendo una compensazione differenziata per zone climatiche, per tipologia di consumo e parametrata al numero di componenti della famiglia anagrafica. Il nuovo meccanismo determina una riduzione della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte, di circa il 15%. Il sistema di gestione dell'agevolazione sulla fornitura di gas naturale (SGate) è attivo per la raccolta delle istanze di bonus gas dal 15 dicembre 2009. Alla data del 15 giugno 2010 le istanze presentate sono oltre 600.000.

---

## Esiti dell'attività di regolazione tariffaria

---

Tenuto conto della necessaria ridefinizione delle priorità strategiche affidate alla regolazione tariffaria, alla luce dei risultati già raggiunti, dell'evoluzione dei mercati e delle criticità emerse, gli esiti di tale attività non possono essere valutati esclusivamente con riferimento all'andamento delle tariffe infrastrutturali: queste riflettono infatti il costo legato all'incentivazione dei nuovi investimenti e dunque vanno valutate sia tenendo conto del contributo alla sicurezza e alla concorrenzialità dell'offerta, sia guardando ai risultati in termini di investimenti realizzati, di tutela dei consumatori vulnerabili, oltre che di miglioramento della qualità del servizio (vedi il Capitolo 3 di questo Volume). Ulteriore e necessaria avvertenza è che i risultati in termini di investimenti risentono inevitabilmente dei tempi tecnici, necessari per la realizzazione, così come dei tempi associati all'espletamento delle relative procedure autorizzative. Tali risultati dipendono inoltre dalle strategie di medio-lungo periodo perseguite dalle imprese, guidate solo in parte dalla prospet-

tiva dell'incentivazione tariffaria, e più spesso influenzate da comportamenti strategici nel caso di operatori verticalmente integrati, non interessati a sviluppare infrastrutture a vantaggio di propri concorrenti (vedi *infra* e il Capitolo 2 di questo Volume).

L'evoluzione dei dati relativi all'andamento delle tariffe per l'utilizzo delle infrastrutture e degli investimenti conferma comunque una dinamica positiva, seppur con alcune significative differenze, sia tra i due settori sia tra le diverse infrastrutture di rete.

---

### Settore elettrico

---

Nello specifico il settore elettrico si caratterizza innanzitutto per una riduzione complessiva di circa il 5% in termini nominali e di circa il 14% in termini reali, dal 2004 a oggi, della parte regolata dei prezzi relativa all'utilizzo delle infrastrutture di rete (trasmissione, distribuzione e misura) (Fig. 1.1).

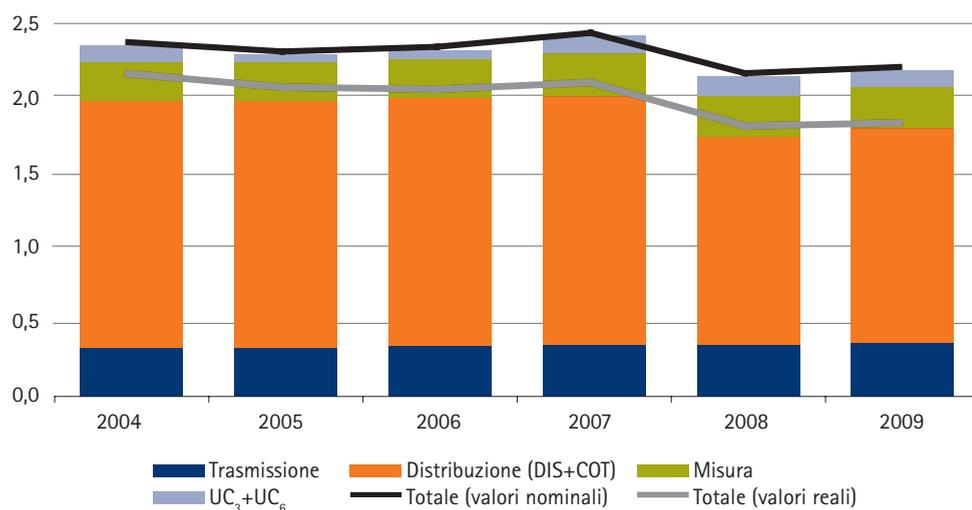


FIG. 1.1

### Andamento della tariffa media di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

c€/kWh; valori reali deflazionati con indice dei prezzi 2000 = 100

Con riferimento alle singole componenti di costo, quella relativa alla misura indica una significativa contrazione, in termini percentuali, dovuta essenzialmente all'ammortamento dei nuovi impianti di rilevazione elettronica dei consumi i cui investimenti si sono concentrati fino al 2006; la componente di trasmissione presenta un andamento in crescita, dovuto

to ai consistenti investimenti finalizzati alla riduzione delle congestioni di rete, mentre quella di distribuzione presenta un significativo contenimento dei costi, soprattutto operativi; tuttavia, in prospettiva, tali costi potrebbero registrare una ripresa, proporzionalmente agli investimenti per lo sviluppo delle reti di distribuzione intelligenti.

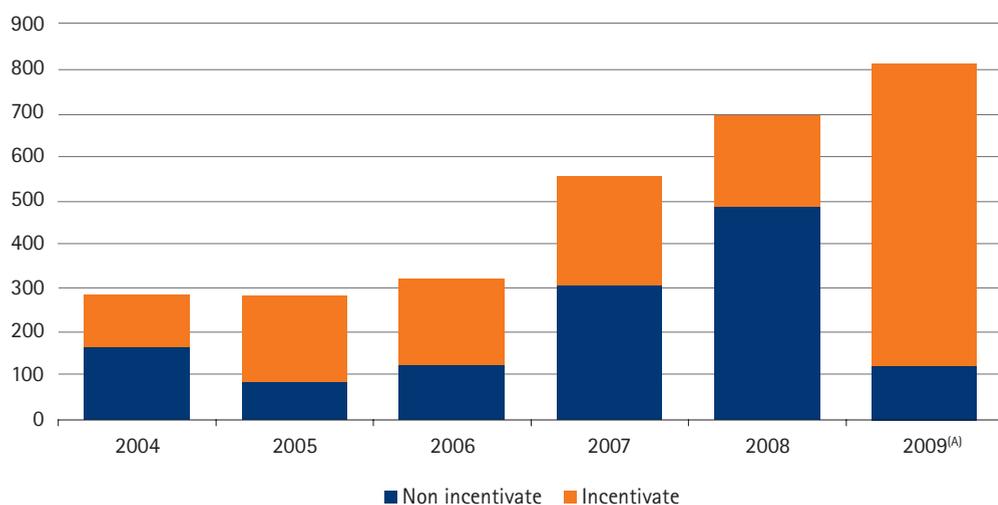


FIG. 1.2

### Andamento delle immobilizzazioni materiali di Terna

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi

(A) Il dato 2009 rappresenta una stima degli investimenti regolatori relativi alla sola attività di trasmissione (comprese l'attività di misura e le attività statistiche).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

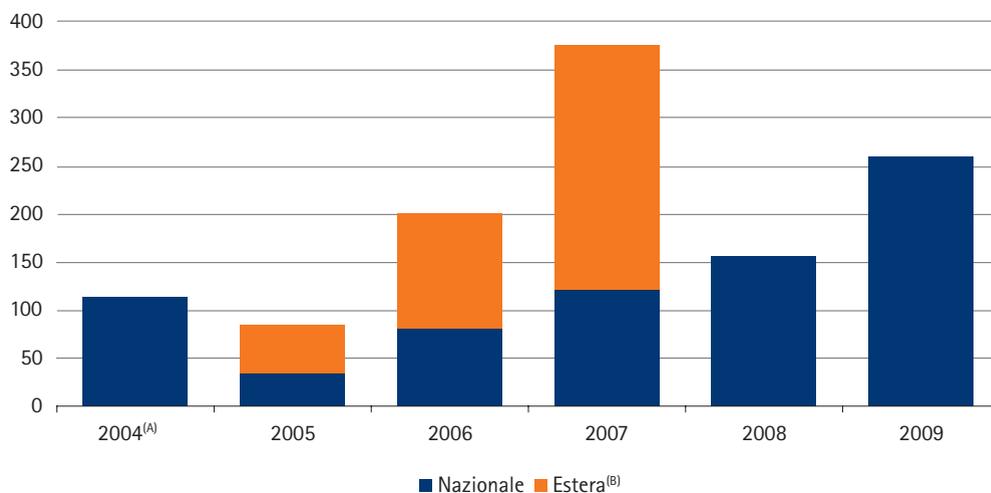
L'analisi di dettaglio dei risultati tariffari evidenziati in figura e la valutazione degli investimenti effettuati dalle imprese regolate consentono di rilevare un andamento difforme tra le attività di trasmissione e di distribuzione. Nel primo caso, la politica di incentivazione degli investimenti adottata dall'Autorità, più che portare a riduzioni della tariffa di rete (per altro di minor peso sul totale dei costi tariffati), ha indotto un rapido, sostanziale ed essenziale incremento degli investimenti realizzati, che nel 2009 sono risultati più che raddoppiati rispetto a quelli effettuati nel 2004 (Fig. 1.2). Ciò nonostante, permangono ancora forti problemi in termini di congestione sulla rete (la figura 1.3 evidenzia ancora una forte incidenza delle rendite da congestione nazionale, che a sua volta è un indicatore del differenziale del valore commerciale dell'energia prodotta nelle diverse zone del Paese). Tale situazione

ha limitato, soprattutto nelle isole, le possibilità di confronto concorrenziale e ha determinato rilevanti rendite (la figura 1.4 evidenzia i differenziali di prezzo, rispetto al Prezzo unico nazionale (PUN) dell'energia elettrica prodotta nelle diverse zone nazionali, con una manifesta criticità per i prezzi relativi alle isole) che hanno reso evidente la necessità di ulteriori investimenti (vedi il Capitolo 2 di questo Volume). Risulta invece decisamente migliorata la situazione in alcune zone prima critiche del Paese, soprattutto nel Centro-Nord. Tutto ciò conferma la bontà della manovra tariffaria adottata, da sostenere, quindi, per superare le residue criticità citate che, in ultima analisi, consistono in un accesso al mercato di impianti di produzione non economici, solo per la mancata possibilità di trasportare nelle corrispondenti zone di consumo l'energia prodotta in altre aree da impianti più efficienti.

FIG. 1.3

### Rendita da congestione nel settore elettrico

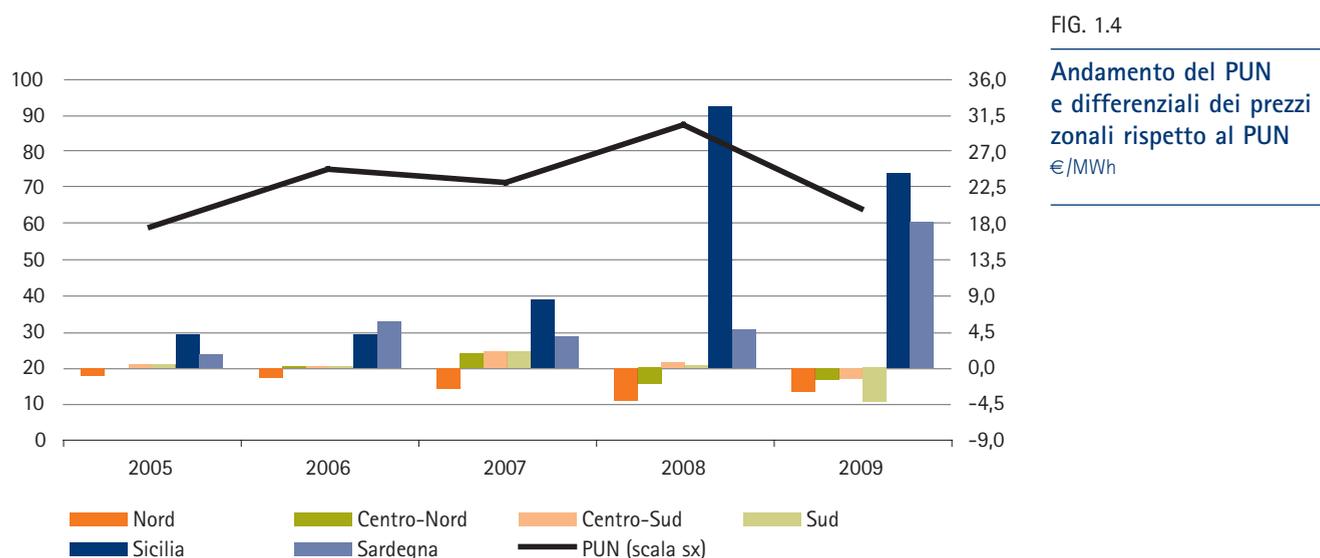
Milioni di euro



(A) Aprile-dicembre.

(B) A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere viene assegnata congiuntamente dai TSO confinanti mediante aste esplicite. Si azzera così, per definizione, la rendita da congestione sulle zone estere, essendo il costo delle congestioni pagato nelle aste esplicite.

Fonte: GSE.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Diverso appare l'andamento delle tariffe di distribuzione, ambito nel quale si registra una contrazione degli investimenti realizzati nel 2007 (Fig. 1.5)<sup>2</sup> nonostante gli investimenti nell'attività di distribuzione, in particolare quelli finalizzati a garantire una migliore qualità del servizio, siano stati incentivati sin dalla fase di avvio della regolazione. Tale risultato potrebbe essere, almeno in parte, ricondotto a scelte strategiche di operatori che, trovandosi nel perimetro di società verticalmente integrate, vedono prevalere strategie di investimento di gruppo sugli interessi delle singole società, destinando la maggior parte delle risorse economiche allo sviluppo delle attività libere a scapito di quelle regolate. In parte la contrazione degli investimenti potrebbe essere ricondotta anche alla riduzione di quelli destinati a migliorare la qualità del servizio alla luce dei già raggiunti buoni risultati di qualità nel 2007. Per i

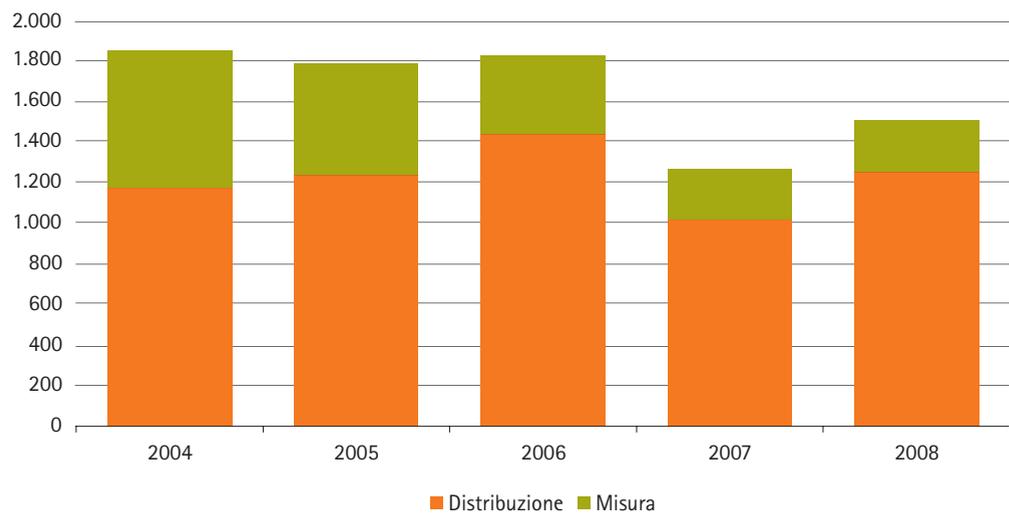
prossimi anni ci si attende un incremento degli investimenti sia grazie all'applicazione della normativa dell'*unbundling* funzionale che mira a garantire una maggiore indipendenza nelle scelte di investimento degli operatori di rete, sia a seguito degli effetti incentivanti, tipicamente di medio-lungo periodo, derivanti dall'applicazione della nuova regolazione degli investimenti introdotta a partire dal 2008. Un ulteriore sviluppo degli investimenti nelle reti di distribuzione è atteso inoltre a seguito della recente previsione di incentivazione dei progetti pilota realizzati in tali reti per lo sviluppo di *smart grids*. Relativamente all'attività di misura, questa riflette la politica di sostegno al programma di installazione dei sistemi di misurazione intelligenti. Il nostro Paese è anche quello dove vi è stata la più diffusa introduzione di questi impianti (vedi il Capitolo 3 di questo Volume).

<sup>2</sup> La figura riporta l'andamento dei cinque principali operatori di settore: Enel Distribuzione, Aem Milano, Aem Torino, Asm Brescia e Acea (corrispondenti a circa il 95% del totale).

FIG. 1.5

### Andamento delle immobilizzazioni materiali nell'attività di distribuzione e misura elettrica

Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi<sup>(A)</sup>



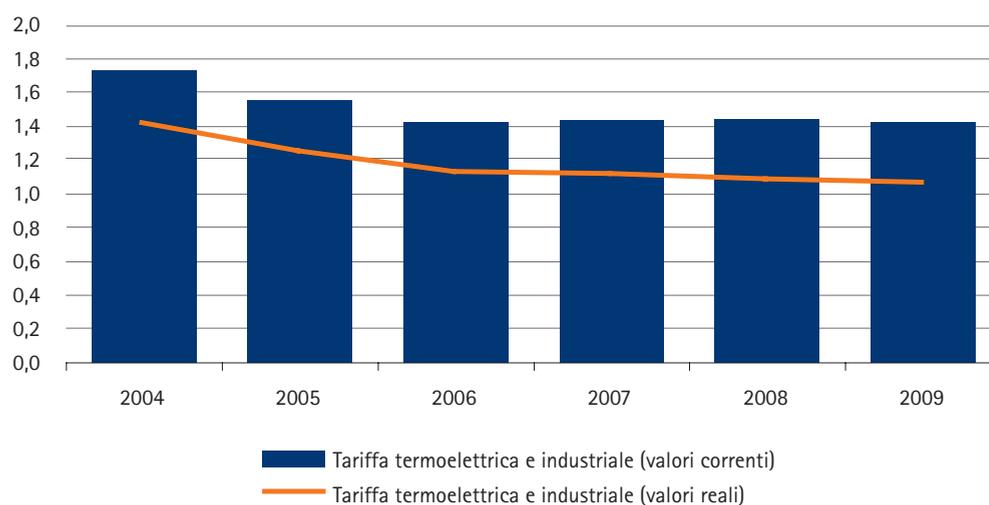
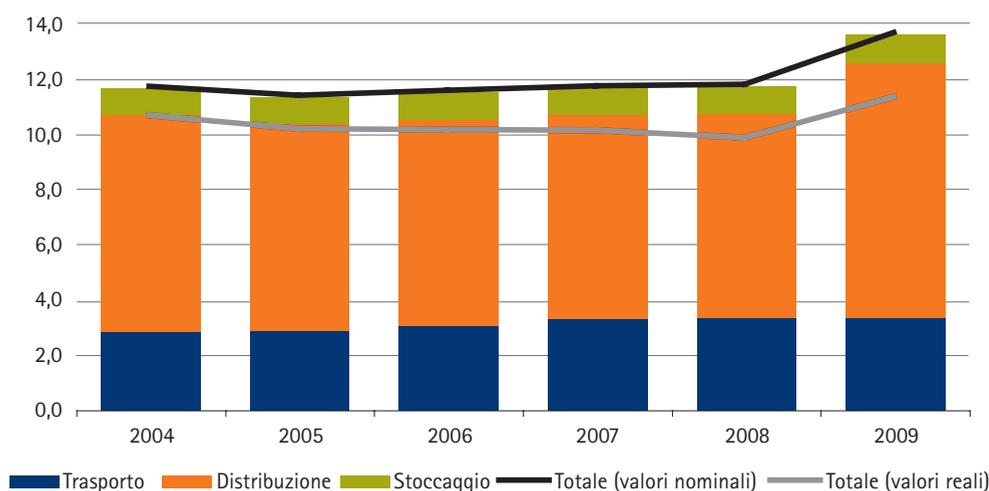
(A) Il dato per il 2009 non è disponibile alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

### Settore gas

Per quanto riguarda il settore gas, la figura 1.6 mostra una sostanziale stabilità delle tariffe in termini nominali (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura) per il settore domestico fino al secondo semestre 2009, quando, limitatamente alla distribuzione, esse hanno subito un necessario adeguamento per il riconoscimento di alcuni maggiori costi del servizio; questi ultimi sono riconducibili principalmente a necessari e non rinviabili interventi di ammodernamento degli impianti finalizzati a migliorare in modo sostanziale la sicurezza e la qualità dei servizi. L'incremento delle tariffe di distribuzione è

comunque subordinato a una serie di ispezioni e verifiche che l'Autorità ha avviato su base annuale; una volta stabilizzata definitivamente la nuova impostazione tariffaria, per gli anni futuri si può prevedere che gli andamenti ripercorrano le curve di efficientamento già riscontrate nelle altre tariffe dei servizi a rete, tenendo anche conto del potenziale di razionalizzazione dei costi connesso con la riduzione del numero degli ambiti di gara per le nuove concessioni di distribuzione. A fronte di un leggero aumento della tariffa di trasporto, si assiste invece a una diminuzione della tariffa di stoccaggio. I settori industriale e termoelettrico (Fig. 1.7) hanno potuto beneficiare di una riduzione della componente relativa al trasporto.



La figura 1.8 riporta l'andamento degli investimenti realizzati dal principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas<sup>3</sup>. Il grafico consente di evidenziare una crescita degli investimenti incentivati, soprattutto negli ultimi due anni, riconducibile in parte al peso rilevante assunto nel settore gas dagli investimenti strategici e alla quota molto contenuta degli investimenti di mera sostituzione, che non risultano incentivati.

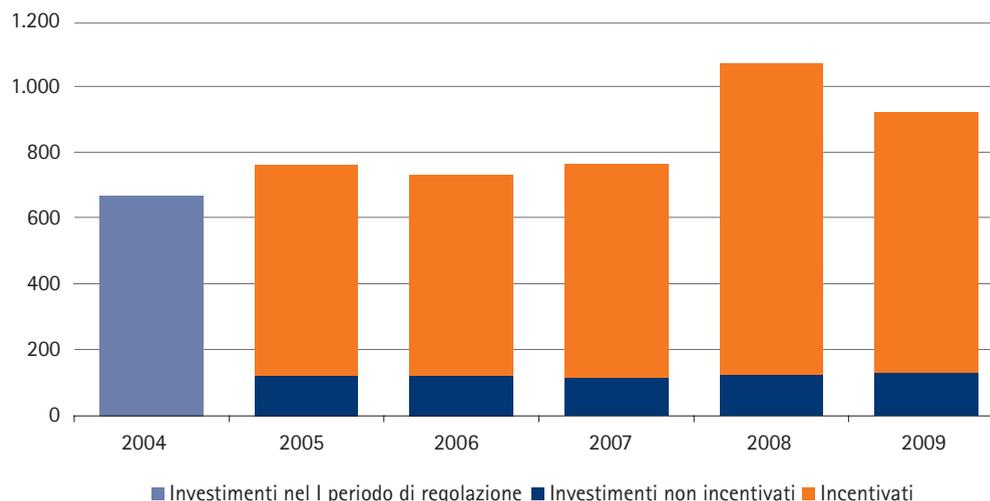
Alla crescita degli investimenti incentivati corrisponde un importante incremento della capacità di trasporto nei punti di ingresso della rete nazionale: gli investimenti realizzati negli anni termici 2003-2008 hanno permesso di incrementare la capacità di trasporto nei punti di importazione del 20,2% rispetto alla capacità di importazione di inizio periodo; la lunghezza delle reti è passata da circa 30.500 a 33.500 km.

<sup>3</sup> Trattandosi di imprese per lo più costituite in forma societaria separata negli anni successivi ai decreti di liberalizzazione o che hanno visto solo di recente la riunificazione di proprietà e gestione, non appare particolarmente significativo fare confronti intertemporali con il livello di investimenti di anni addietro.

FIG. 1.8

### Andamento degli investimenti di Snam Rete Gas

Milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

Con riferimento all'attività di stoccaggio, negli anni 2007 e 2008 si assiste invece a investimenti che, seppure ancora contenuti in termini assoluti, hanno registrato ritmi di crescita di circa 200% all'anno (Fig. 1.9). Il livello significativamente basso di investimenti rilevato in questo settore, nonostante agli investimenti destinati a garantire nuovi siti di stoccaggio vengano riconosciuti incentivi più elevati rispetto a quelli per gli investimenti strategici realizzati in altre fasi della filiera o nel settore elettrico, appare da ricondurre sia al prevalere di strategie di contenimento degli investimenti guidate da una logica di gruppo, sia alla difficoltà a ottenere le necessarie autorizzazioni. La ripresa degli investimenti e l'aumento delle capacità dal 2007 (Fig. 1.10) sono probabilmente anche da ascrivere all'esperienza dell'emergenza registrata durante l'inverno del 2006 e alla fine del contenzioso amministrativo relativo alla tariffa di stoccaggio del primo periodo di regolazione, ritenuta da Stogit poco remunerativa, che ha visto riconfermate nel secondo grado di giudizio le disposizioni assunte dall'Autorità.

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione e misura del gas, si è assistito a una forte contrazione degli investimenti nel

2004, riconducibile anche al clima di incertezza regolatoria derivante dal contenzioso amministrativo, attivato dalle numerose imprese di distribuzione, che ha riguardato i provvedimenti tariffari dei primi due periodi di regolazione e che ha avuto come origine il diverso approccio nei confronti della dimensione aziendale, considerata dall'Autorità come fattore endogeno (e di conseguenza efficientabile) e dalle imprese come fattore esogeno (e di conseguenza non efficientabile). A tale situazione fa seguito una crescita contenuta ma costante a partire dall'anno 2005 (Fig. 1.11). Il rallentamento degli investimenti è inoltre in parte riconducibile alla scadenza di molte concessioni di distribuzione e alle incertezze relative alla valorizzazione degli investimenti realizzati in sede di cessione della concessione. Una crescita ulteriore degli investimenti nell'attività di distribuzione e misura è attesa nel corso del prossimo periodo regolatorio a seguito degli effetti espansivi attribuibili alla politica di incentivazione adottata in questi settori a partire dall'anno 2009, che dovrebbe avere effetti in termini di interventi per la sicurezza del sistema (odorizzazione e sostituzione di vecchie condotte in ghisa) (Fig. 1.12).

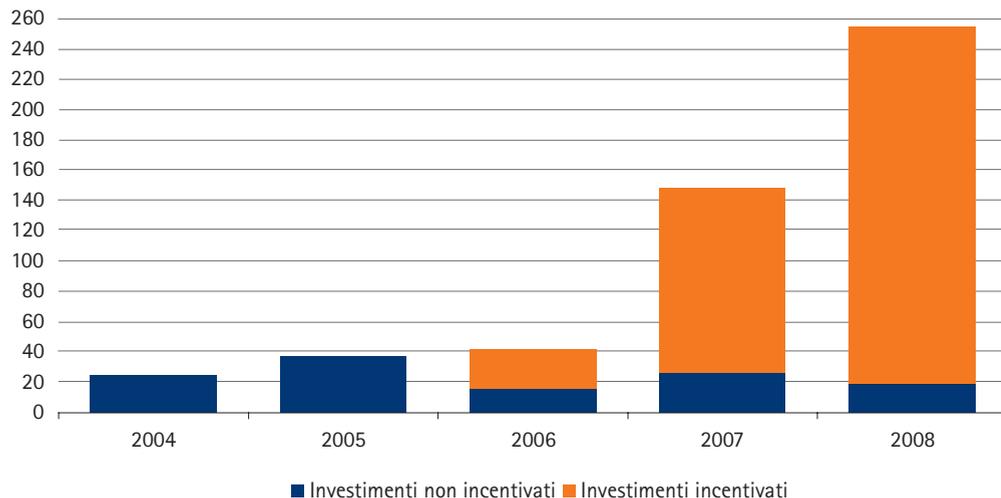


FIG. 1.9

**Andamento degli investimenti di Stogit**

Milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

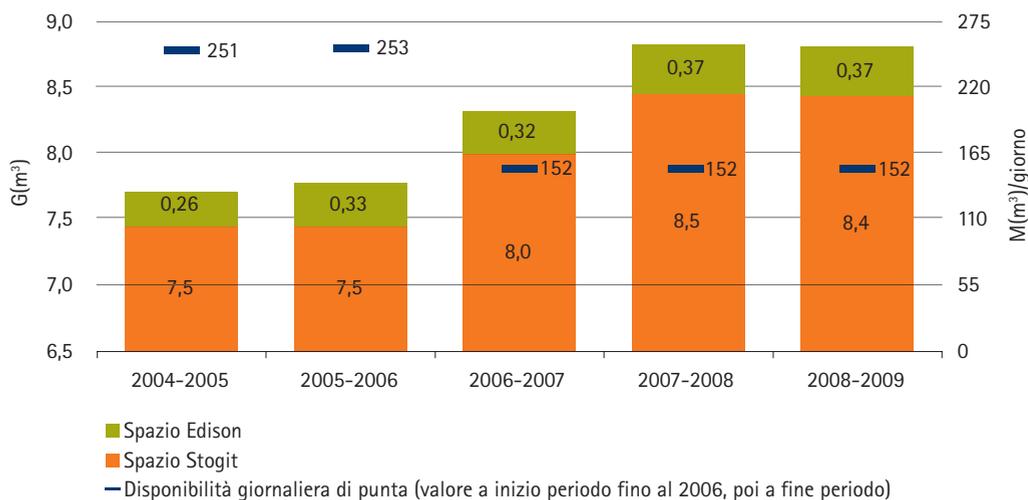


FIG. 1.10

**Evoluzione della capacità di stoccaggio del gas naturale**

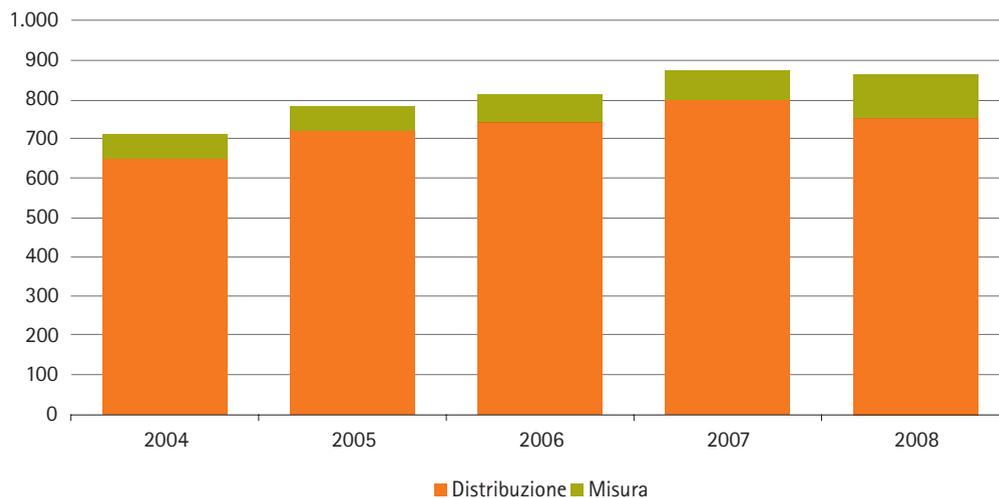
Disponibilità di spazio in G(m³) e disponibilità giornaliera di punta in M(m³)/giorno per anno termico

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

FIG. 1.11

**Andamento degli investimenti nelle attività di distribuzione e misura del gas**

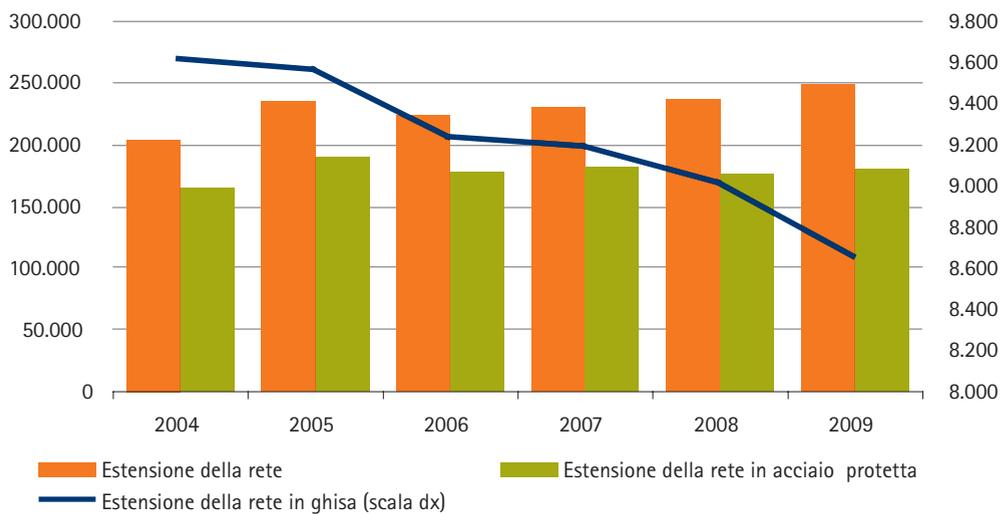
Inclusi i lavori in corso; milioni di euro a valori reali deflazionati con il deflatore degli investimenti fissi lordi



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.

FIG. 1.12

**Andamento della rete, della rete in acciaio protetta catodicamente e della rete in ghisa nella distribuzione del gas naturale**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati di bilancio della società.



2.

---

# Mercati dell'energia elettrica e del gas

---

Nel settennato in via di conclusione, l'attività di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas ha perseguito sia il completamento del disegno di mercato delineato dalla normativa primaria, sia la definizione dei tasselli di regolazione necessari per agevolare la transizione verso mercati all'ingrosso e al dettaglio concorrenziali, adeguando al contempo la regolazione all'emergere sia di nuove esigenze in materia di sicurezza e adeguatezza delle forniture, sia di nuovi obiettivi posti dalla politica ambientale a livello europeo.

Più in particolare, l'attività svolta nel settennato in quest'ambito può essere ricondotta a quattro principali linee di intervento, fra loro ovviamente interconnesse e coerenti anche con gli indirizzi della restante attività regolatoria in materia di tariffe illustrata nel Capitolo 1 di questo Volume.

Una prima linea di intervento concerne il completamento del disegno dei mercati all'ingrosso e la promozione della concorrenza. Mentre il primo ha riguardato l'attuazione della norma-

tiva primaria, la seconda è stata indirizzata anche dalle risultanze delle Istruttorie conoscitive sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas condotte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in collaborazione con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, fra il 2003 e il 2005<sup>1</sup>. Nel settore dell'energia elettrica l'attività di regolazione ha riguardato in primo luogo lo sviluppo del dispacciamento di merito economico e l'avvio di una Borsa elettrica, con prezzi zonali e la partecipazione attiva della domanda. Nel settore del gas naturale, già aperto alla concorrenza sin dal 2003, l'attività regolatoria ha posto l'accento da un lato sull'opportunità di sviluppare strumenti idonei a favorire forme di scambio competitivo nel mercato e in prospettiva funzionali all'obiettivo di fare dell'Italia un *hub* del gas europeo, attraverso lo sviluppo di un mercato regolamentato delle capacità (Punto di scambio virtuale - PSV prima e bilanciamento poi); dall'altro ha dovuto prendere atto degli ostacoli strutturali allo sviluppo della concorrenza a monte e dell'inadeguatezza delle infra-

---

<sup>1</sup> Nel febbraio 2003 sono state avviate le Indagini conoscitive sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. La prima è stata conclusa nel febbraio 2005 e la seconda nel giugno 2004.

strutture. Questi aspetti, oltre a essere oggetto di interventi di regolazione laddove sussistevano le competenze da parte del regolatore, sono stati il tema di una costante e documentata attività di segnalazione al Governo e al Parlamento, nonché alle autorità europee.

Il sottodimensionamento degli investimenti (che ha riguardato anche il settore elettrico, dove ha pesato tra l'altro l'onere delle procedure autorizzative nazionali per gli impianti di generazione e per gli elettrodotti), è stato reso evidente dalle crisi delle forniture che hanno caratterizzato il settennato (si pensi ai *blackout* elettrici prima e alle emergenze gas poi). Una seconda linea di intervento dell'Autorità è stata pertanto prioritariamente legata all'esigenza di assicurare al Paese sia infrastrutture adeguate al pieno dispiegarsi della concorrenza, sia forniture energetiche sicure e sufficienti al fabbisogno, anche in momenti di crisi. Sono stati necessari numerosi interventi di regolazione (dal *capacity payment*, alle regole di gestione degli stoccaggi durante le emergenze gas e delle infrastrutture di rete) che vanno anche letti in un'ottica integrata con i summenzionati interventi in materia tariffaria.

Una terza linea di intervento è stata orientata ad adeguare,

laddove necessario, e creare, laddove inesistente, un mercato effettivamente concorrenziale della vendita ai clienti finali che tenesse conto anche dell'obiettivo di tutela dei consumatori finali previsto dalla legge. In tal senso si inseriscono: la determinazione dei prezzi di riferimento per la fornitura ai clienti di minori dimensioni, che i venditori sono obbligati a offrire, nell'ambito delle proprie proposte commerciali ai consumatori finali, e che i clienti finali possono tornare ad avere, anche dopo essere passati al mercato libero; la definizione delle norme per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza, per lo *switching*, per la gestione della morosità, nonché per lo scambio di dati fra distributori e venditori necessari all'attivazione di nuove forniture.

Un quarta linea di intervento fa infine riferimento alla regolazione necessaria per implementare le norme, nazionali ed europee, di politica ambientale e in particolare per il rispetto delle disposizioni del c.d. "pacchetto 20-20-20", che prevedono un significativo incremento della produzione elettrica da energie rinnovabili, ambito nel quale si inseriscono anche gli interventi dell'Autorità in materia di efficienza energetica (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

---

## Sviluppo della concorrenza dei mercati all'ingrosso e completamento del disegno dei mercati

---

Per quanto riguarda lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso, il settore elettrico è stato caratterizzato dal completamento del disegno di liberalizzazione, definito in larga misura dalle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha riguardato in particolare la definizione della disciplina del dispacciamento, nonché l'avvio della Borsa

elettrica e delle necessarie attività di monitoraggio.

Nel dicembre 2003 sono state definite, dopo un articolato processo di consultazione, le modalità del dispacciamento di merito economico, ovvero le condizioni per l'erogazione del servizio pubblico di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative

risorse su base di merito economico (ai sensi degli artt. 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99). Queste costituiscono il presupposto per l'avvio della Borsa elettrica, in quanto definiscono un regime di selezione degli impianti di generazione basato sulle offerte di prezzi e quantità da parte dei produttori di elettricità, in grado di consentire maggiore efficienza nella produzione di elettricità e nella programmazione dei consumi. Nel 2006 è stato realizzato un secondo importante passo nell'adeguamento della disciplina del servizio di dispacciamento per renderlo coerente con il nuovo contesto concorrenziale. È stato definito un sistema più flessibile per la registrazione delle transazioni, che permette, da un lato, di favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione a termine distinguendo la gestione delle posizioni commerciali (acquisti e vendite) e i relativi programmi di immissione e prelievo, dall'altro il monitoraggio dell'esposizione degli operatori utenti del dispacciamento verso il sistema e la predisposizione di adeguati strumenti di garanzia.

Il 2004 ha visto l'avvio, a partire dall'1 aprile, della Borsa dell'energia elettrica, dando, in coerenza con la tempistica in tre fasi (sperimentale, transitoria e a regime) dettata dal Ministero delle attività produttive, piena implementazione a quanto previsto in materia dal decreto di liberalizzazione del settore. Il funzionamento della Borsa elettrica italiana è stato disegnato anche per fornire agli operatori i giusti segnali di convenienza per gli investimenti in nuove centrali, con ciò contribuendo a migliorare la sicurezza del sistema elettrico. Nell'ambito del processo di liberalizzazione la Borsa elettrica costituisce il principale strumento per la promozione della concorrenza, perseguito dall'Autorità per garantire la massima efficienza generale del sistema. L'apertura del mercato all'ingrosso è stata completata nel gennaio 2005 con la possibilità anche per la domanda dei consumatori di partecipare alla Borsa elettrica.

L'abolizione da parte dell'Autorità del parametro relativo al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (parametro Ct), per molti anni alla base della definizione dei prezzi regolati per la cessione di energia elettrica, ha segnato il definitivo passaggio a prezzi definiti solo sulla base della libera contrattazione degli operatori nel mercato all'ingrosso.

Infine, per incentivare il trasferimento dei segnali di costo nei prezzi, in relazione sia alla regolazione della disciplina del

dispacciamento, sia alla struttura dei prezzi per i clienti finali, è stata modificata, nel 2006, la struttura delle fasce orarie. La nuova disciplina, in vigore dall'1 gennaio 2007, prevede tre differenti fasce orarie che consentono la differenziazione del valore dell'energia elettrica tra le ore diurne e notturne e tra i giorni feriali, il sabato e le festività. La semplicità della struttura delle nuove fasce orarie la rende di facile implementazione da parte degli operatori e particolarmente adatta a fornire un efficace segnale di prezzo ai clienti finali; ciò anche a sostegno di un uso sempre più razionale dell'energia e del risparmio.

Contestualmente all'avvio della Borsa, l'Autorità ha ritenuto necessario adottare specifiche iniziative per il controllo del potere di mercato degli operatori. Pertanto ha promosso, sin dal 2004, il monitoraggio di alcuni indicatori del mercato all'ingrosso che permettessero di individuare situazioni potenzialmente soggette a comportamenti speculativi e di adottare, per tempo, provvedimenti conseguenti. Parallelamente all'avvio della fase sperimentale e transitoria della Borsa e alla definizione, in esito alle negoziazioni, di prezzi su base zonale, l'Autorità ha introdotto anche nuovi strumenti di "copertura" dal rischio di volatilità degli oneri del dispacciamento dell'elettricità, determinati dai differenti costi dell'energia elettrica nelle diverse aree del Paese. Sulla rete nazionale erano presenti infatti alcuni "colli di bottiglia" che, impedendo un ottimale dispacciamento dell'energia, determinavano maggiori costi dell'elettricità da una zona all'altra. Tali maggiori costi, pagati dagli operatori del mercato, sono calcolati come differenza tra il prezzo medio nazionale e quello determinato nelle singole zone; non essendo determinabili a priori, essi rendono meno prevedibile il costo finale complessivo. L'Autorità ha pertanto definito delle speciali "coperture" messe all'asta dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), il cui utilizzo ha permesso agli operatori di compensare gli eventuali maggiori costi sostenuti per l'utilizzo della rete.

Nel 2005, in esito all'Indagine conoscitiva condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato per verificare lo stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, a più di cinque anni dall'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99, è emerso quanto il principale operatore di Borsa, Enel, fosse ancora in grado, nel 2004, di esercitare potere di mercato, seppure in grado diverso, fissando il prezzo all'ingrosso in tutte le macrozone allora esistenti (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e

Sardegna), nonché di utilizzare il proprio potere di mercato in modo strategico tra le diverse aree. L'Indagine ha anche rilevato gravi limiti allo sviluppo competitivo nel mercato dei servizi di dispacciamento, che risultava ancora più concentrato del mercato all'ingrosso e dove Enel confermava un chiaro ruolo di operatore dominante.

L'Autorità ha introdotto nel 2006 la possibilità di stipulare, nel mercato elettrico, contratti per la cessione di "capacità produttiva virtuale" (*virtual power plant* o VPP) che consentono di trasferire una quota della produzione di eventuali operatori "pivotali" a soggetti terzi, non riconducibili all'operatore dominante, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinati sulla base di una procedura concorsuale aperta<sup>2</sup>. Nonostante l'autorità giudiziaria abbia contestato la competenza dell'Autorità in materia, lo strumento è stato successivamente accettato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato come misura compensativa proposta da Enel nell'ambito dell'istruttoria avviata per abuso di posizione dominante nella Borsa elettrica nel 2006, e quindi adottato dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, con riferimento alla regione Sardegna.

Negli anni seguenti l'Autorità ha proceduto a promuovere a fini concorrenziali l'utilizzo ottimale delle capacità di interconnessione estere in primo luogo attraverso l'assegnazione, congiunta con i gestori dei Paesi confinanti, delle capacità disponibili. In secondo luogo ha promosso, con la dovuta gradualità, l'assegnazione delle stesse tramite aste prima implicite e poi esplicite annuali, mensili e giornaliere. Tali interventi, assieme ad altri volti a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso (come il *capacity payment*, vedi oltre), hanno favorito l'entrata di nuovi concorrenti e pertanto contribuito a diminuire il potere di mercato dell'operatore dominante nelle macrozone Nord e Centro-Nord. Anche a seguito di specifiche istruttorie conoscitive, l'Autorità ha poi promosso misure dedicate a incrementare la concorrenza nelle macrozone Sud, Sicilia e Sardegna.

Parallelamente a tali interventi l'Autorità ha provveduto a rafforzare gli strumenti di monitoraggio del mercato defi-

nendo, sin dal 2005, un insieme coerente di disposizioni per strutturare l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso, rafforzare gli obblighi in materia del Gestore del mercato elettrico (GME, oggi Gestore dei mercati energetici) e del GRTN (oggi Terna – Rete elettrica nazionale), nonché integrando gli strumenti di analisi sviluppati nell'Indagine congiunta. I numerosi interventi volti a raffinare e rafforzare il monitoraggio dei mercati, tipici di una fase di regolazione matura, sono poi confluiti nel 2008 nel *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM).

Per quanto riguarda lo sviluppo della concorrenza nei mercati all'ingrosso del settore del gas naturale, nel 2004 sono state definite disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas, e sono state fissate le tappe per la realizzazione in Italia di un mercato organizzato del gas: un primo passo è stato individuato nella necessità di rendere il sistema di transazioni secondarie più ampio e flessibile; il secondo è stato individuato nella definizione di contratti standard di compravendita; il terzo stadio è stato dedicato a realizzare un mercato giornaliero del bilanciamento e infine il quarto all'implementazione di una vera e propria Borsa del gas. La Borsa del gas costituisce uno strumento essenziale per il proseguimento del processo di liberalizzazione e per lo sviluppo di un mercato concorrenziale del gas cui contribuisce anche la posizione geografica dell'Italia, che si pone come punto naturale per lo sviluppo dei flussi di gas che interesseranno sempre di più il bacino mediterraneo, l'Europa sud-orientale e il Medio Oriente verso l'Europa comunitaria. L'incremento degli scambi di gas ha anche l'obiettivo di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti per l'Italia e l'intera Unione europea.

Secondo le linee sopra descritte, nel 2004 l'Autorità ha avviato il processo di creazione della Borsa del gas conferendo il titolo di mercato regolamentato al sistema PSV, vale a dire al supporto informatico predisposto da Snam Rete Gas per la

<sup>2</sup> La possibilità di stipulare contratti di VPP permette una diminuzione della concentrazione nell'offerta e un aumento della dimensione competitiva degli altri operatori, rendendo più concorrenziale sia la contrattazione nella Borsa elettrica, sia le negoziazioni a termine. In base ai dati elaborati dal GRTN e alle conclusioni dell'Indagine conoscitiva condotta congiuntamente all'Antitrust, l'Autorità ha ritenuto di limitare l'azione alle zone del Centro-Sud e della Sicilia, prevedendo invece per le altre zone un rafforzamento dell'attività di monitoraggio e vigilanza. Una forma tipica dei VPP è quella in cui l'operatore dominante versa all'acquirente l'eventuale extra ricavo (per la parte superiore a un certo livello stabilito contrattualmente) derivante dalla realizzazione di prezzi più elevati nella Borsa che, normalmente, si formano grazie all'esercizio del potere di mercato dell'operatore dominante e alla sua capacità di fissare i prezzi nei mercati elettrici.

gestione di un mercato per scambi bilaterali tra gli *shipper*, situato concettualmente tra i Punti di entrata e i Punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti e ha promosso la consultazione per la definizione del contratto standard.

Nel nostro Paese, tuttavia, l'effettivo perseguimento delle fasi di sviluppo di mercato individuate e il percorso verso la Borsa è risultato ben presto condizionato dalla mancanza di condizioni sufficientemente concorrenziali sul mercato, tali da evitare l'esercizio del potere di mercato da parte dell'operatore dominante. Si è rivelato inoltre essenziale porre le condizioni perché gli utenti del sistema fossero in grado di conoscere la propria posizione di sbilancio in tempo reale con buona approssimazione, attraverso interventi mirati in particolare alla questione della misura.

Negli anni seguenti l'Autorità ha proseguito la sua azione per promuovere il mercato regolamentato del gas e incrementarne la liquidità: su indicazioni del Ministero dello sviluppo economico, ha definito le condizioni economiche e le modalità di offerta delle quote di gas importato da convogliare direttamente al PSV per gli anni 2008–2010. Infine, nel 2008 ha avviato una consultazione per definire una *road map* per un nuovo regime di bilanciamento e una piattaforma organizzata per gli scambi del gas, nonché la predisposizione di misure per il trattamento di conguagli derivanti da eventuali differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas.

Le problematiche legate allo sviluppo della concorrenza nell'approvvigionamento del gas naturale in Italia e alle carenze nelle infrastrutture a monte, a causa dei ritardi nei necessari potenziamenti, sono state, anche a seguito delle ricorrenti crisi di approvvigionamento del gas, oggetto di un'intensa attività di segnalazione al Governo e al Parlamento da parte dell'Autorità. Sono stati segnalati i nodi strutturali che, ad avviso dell'Autorità, ostacolano non solo il pieno dispiegarsi della concorrenza in un mercato pienamente liberalizzato dal 2003, ma rendono anche vulnerabile il sistema a shock esogeni e crisi di forniture: il deficit infrastrutturale e un'insufficiente separazione delle reti. L'Autorità ha ritenuto opportuno sollevare anche nelle competenti sedi europee la questione dei mancati potenziamenti dei gasdotti (*in primis* quello del TAG, il gasdotto che attraversa l'Austria verso l'Italia), evidenziando i riflessi del mancato sviluppo di tali infrastrutture per l'Italia e per tutto il mercato europeo. Proprio alla luce dell'esperien-

za registrata nel nostro Paese, l'Autorità ha segnalato la necessità che fossero previste disposizioni normative, finalizzate al perseguimento dell'obbligo di separazione proprietaria delle reti dalle attività a monte e a valle della filiera (separazione proprietaria delle infrastrutture e dei servizi in monopolio dalle libere attività di produzione, importazione, *trading*, commercializzazione e vendita).

Infine, allo scopo di favorire il confronto competitivo grazie a nuove fonti di gas, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole alle richieste di esenzioni dal *third party access*, nei casi di nuovi progetti di terzi rispondenti ai criteri pro-competitivi previsti dalla Direttiva europea 2003/55/CE (cioè per l'IGI, il gasdotto dalla che va dalla Grecia all'Italia, e per il terminale di rigassificazione di Brindisi). Fin dal 2002, l'Autorità aveva introdotto il riconoscimento di un diritto alla deroga all'accesso di terzi alla rete, prima che il principio venisse incluso nella normativa nazionale e quindi europea, ed è stata la prima ad applicare le disposizioni comunitarie in materia a partire dal 2004. A supporto dello sviluppo delle infrastrutture di adduzione di gas naturale, l'Autorità è intervenuta nel 2006 stabilendo disposizioni urgenti per la definizione e il conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con le infrastrutture per le quali è stata rilasciata un'esenzione. La medesima regolazione è stata poi oggetto di revisione e di completamento nell'anno in corso.

Un ulteriore passo per adeguare le infrastrutture alle nuove esigenze dei mercati concorrenziali è stato fatto con la definizione delle condizioni di accesso al sistema del gas naturale, culminate con l'approvazione del Codice di rete di trasporto predisposto dalla società Snam Rete Gas. Nel 2005 sono state fissate nuove regole per l'accesso ai servizi di stoccaggio e di rigassificazione, in particolare sono stati precisati gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e rigassificazione, nonché le norme per la predisposizione dei relativi Codici.

In relazione allo sviluppo della regolazione delle infrastrutture, l'approvazione del Codice di stoccaggio della società Stogit nel 2006 ha costituito un passaggio certamente rilevante, anche in relazione all'importanza che lo stoccaggio riveste per il mercato del gas naturale. In particolare l'Autorità: ha ritenuto necessario definire meglio le prestazioni associate ai servizi base, includendo in questi alcune prestazioni (come il contro-

flusso) che Stogit in precedenza offriva come servizio speciale a condizioni negoziate; ha riaffermato il principio che la possibilità riconosciuta agli operatori di stoccaggio di offrire servizi speciali non deve pregiudicare l'efficienza degli altri servizi e disottimizzare il sistema e che il loro costo deve essere in

competizione con quello di possibili alternative o, in mancanza, approvato dall'Autorità; infine ha introdotto specifiche disposizioni per assicurare la certezza e la trasparenza delle prestazioni, attraverso la definizione di una curva di erogazione di riferimento e di una punta di iniezione.

---

## Sviluppo delle infrastrutture, sicurezza e adeguatezza delle forniture

---

Un adeguato sviluppo delle infrastrutture, gestite in maniera indipendente dagli interessi degli operatori in concorrenza, è una pre-condizione essenziale per un efficace dispiegarsi della concorrenza nei settori regolati. Nel settennato appena trascorso i temi dell'insufficienza infrastrutturale e della promozione di nuovi investimenti per favorire la concorrenza a monte si sono intrecciati con le problematiche emergenti legate alla sicurezza e all'adeguatezza delle forniture: il *blackout* elettrico del 2003 e le crisi di approvvigionamento del gas.

Per far fronte a eventuali criticità stagionali e per favorire lo sviluppo della riserva di generazione alla punta, nel 2004 l'Autorità ha definito le regole per la remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione del sistema elettrico nazionale, in attuazione del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, che prevedeva una remunerazione in linea con quanto già disposto per il servizio di riserva. Fra il 2009 e il 2010, l'Autorità ha avanzato una proposta di riforma sostanziale del vigente meccanismo che prevede la creazione di un mercato della capacità, nel quale la domanda sarebbe espressa da Terna e l'offerta dagli operatori in grado di rendere disponibile capacità. Terna e i suddetti operatori stipulerebbero contratti di opzione in base ai quali, a fronte del pagamen-

to di un premio, Terna incasserebbe l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento, che è espressione del mercato a pronti, e il prezzo di esercizio dell'opzione. Le controparti contrattuali di Terna sarebbero individuate a seguito di procedure competitive che avrebbero come variabile endogena il premio del contratto di opzione.

Sul piano dello sviluppo delle infrastrutture elettriche, nel 2006 l'Autorità ha provveduto a fornire incentivi per favorire il processo di unificazione della proprietà e della gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN), in coerenza con le procedure definite dal DPCM decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 per l'unificazione della proprietà e la gestione della stessa.

Nel settore del gas, i periodi invernali di crisi sul fronte dell'approvvigionamento hanno costretto ad assumere numerosi provvedimenti volti a fronteggiare l'emergenza. L'Autorità ha affiancato il Ministero dello sviluppo economico, implementando le misure necessarie quali, per esempio, la predisposizione di incentivi per l'offerta di interrompibilità, di provvedimenti per la copertura dei maggiori costi del sistema, di definizione di corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, volti a disincentivare l'utilizzo del gas detenuto ai fini dello stoccaggio strategico.

## Sviluppo dei mercati della vendita

Per quanto riguarda la regolazione dei mercati al dettaglio, l'Autorità ha provveduto sia ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, sia a definire, secondo un'ottica incrementale, nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato.

Nel settore elettrico, oltre alla determinazione delle condizioni del mercato di maggior tutela e di salvaguardia previste dalla normativa, l'attenzione è stata rivolta: a definire strumenti volti a trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; ad agevolare e standardizzare i contenuti informativi tra il venditore uscente, il distributore e il nuovo utente del dispacciamento, funzionali all'esecuzione degli *switching*; a stabilire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. L'Autorità si è inoltre adoperata per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

Inoltre, in vista della completa apertura del mercato elettrico dell'1 luglio 2007, l'Autorità ha svolto un'intensa attività per sviluppare la regolazione dei servizi di tutela e salvaguardia così come definiti dalla legge 3 agosto 2007, n. 127, prevedendo:

- le condizioni economiche di riferimento (cioè i prezzi definiti dall'Autorità sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia nel mercato) per i clienti domestici e le piccole imprese;
- la garanzia di continuità di fornitura per i clienti finali che dovessero rimanere senza un fornitore nel mercato libero, vale a dire la possibilità per i clienti domestici e le piccole imprese di giovare in questi casi del servizio di maggior tutela, mentre tutti gli altri clienti possono ricorrere al ser-

vizio di salvaguardia, svolto da società che operano anche nel mercato libero selezionate periodicamente allo scopo, attraverso procedure concorsuali.

Nel 2008 sono stati invece effettuati numerosi interventi di particolare rilevanza per il nuovo contesto di piena liberalizzazione, quali:

- la regolamentazione della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di maggior tutela e i meccanismi di conguaglio tra l'Acquirente unico e gli esercenti la maggior tutela;
- le nuove modalità di determinazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (corrispettivi PED) per il servizio di maggior tutela, prevedendo un'articolazione dei corrispettivi differenziata per fasce orarie e per mesi, o raggruppamenti di mesi, e stabilendone l'obbligatorietà dopo un periodo transitorio, differenziato a seconda della tipologia contrattuale. La nuova articolazione dei corrispettivi PED ha la finalità di garantire la maggiore coerenza dei prezzi ai costi di acquisto dell'energia elettrica e di dispacciamento sostenuti per servire ciascun cliente finale;
- gli interventi sui servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura) dell'energia elettrica volti a regolare i casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore;
- la regolazione dei servizi di dispacciamento e di trasporto (trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica) nei casi di successione di un utente del dispacciamento a un altro sullo stesso punto di prelievo attivo o di attribuzione a un utente del dispacciamento di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (*switching*).

Infine, nel 2009, l'Autorità ha definito le modalità di remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio di energia elettrica, prevedendo meccanismi che

garantiscono la copertura dei costi per i soggetti esercenti il servizio di maggior tutela e dunque un prezzo di commercializzazione alla vendita pagato dai clienti serviti in maggior tutela tale da non alterare la concorrenza o da creare potenziali barriere all'entrata nel mercato libero della vendita. Al fine di trasferire il corretto segnale di prezzo ai clienti finali, il prezzo di commercializzazione nel servizio di maggior tutela è stato commisurato alla remunerazione che dovrebbe ricevere un soggetto attivo nella vendita di energia elettrica nel mercato libero, non integrato nella filiera elettrica.

Per quanto riguarda il settore del gas, dopo l'apertura del mercato nel 2003, l'Autorità ha rilevato a fine 2004, a seguito di apposita Indagine conoscitiva, la persistenza di condizioni concorrenziali particolarmente critiche, dovute al peso dell'operatore dominante e all'insufficienza delle infrastrutture. In tale contesto, ha ravvisato le esigenze: di limitare il potere di mercato dell'operatore dominante a tutela degli interessi del consumatore finale; di vedere riflesse nelle condizioni economiche fissate per le categorie di consumatori a più basso consumo le condizioni del mercato prevalenti a livello internazionale nella definizione del prezzo della materia prima; di definire condizioni più rispondenti alle nuove logiche del settore, anticipando anche scelte di "disaccoppiamento" parziale del prezzo del gas dal prezzo del petrolio. L'Autorità ha pertanto modificato la preesistente metodologia di determinazione della componente a copertura dei costi relativi alla materia prima (CCI) nelle condizioni economiche di riferimento del gas, prevedendo un nuovo meccanismo di aggiornamento che contemplava una clausola c.d. "di salvaguardia", volta ad attenuare l'incidenza delle quotazioni dei prodotti petroliferi qualora l'andamento degli stessi non ricadesse in un predeterminato intervallo di prezzo, in coerenza con le prassi efficienti praticate nei mercati internazionali.

Negli anni seguenti l'Autorità è più volte intervenuta sulla stessa materia, data la situazione di estrema incertezza dovuta alle diverse e contrastanti pronunce giurisdizionali a seguito del crescente contenzioso avviato dagli operatori contro il sopra citato intervento dell'Autorità; molto ha pesato anche l'esigenza di adeguare i costi della materia prima a fronte di

persistenti e inaspettati aumenti del prezzo del petrolio nei mercati internazionali. Infine, nel 2008 la componente CCI è stata nuovamente modificata rimuovendo, a partire dall'1 gennaio 2009, la soglia di invarianza prevista nei precedenti criteri, soglia tale per cui le variazioni dell'indice comprese tra il +2% e il -2% comportavano una non variazione della componente CCI.

Da ultimo, a fronte delle recenti e importanti evoluzioni nei mercati internazionali del gas (contrazione dei consumi per effetto della crisi, sviluppo della produzione di gas non convenzionale in particolare negli Stati Uniti, per effetto di nuove tecnologie), l'Autorità ha avviato un procedimento per riformulare i metodi di aggiornamento dei prezzi del gas, con l'obiettivo di trasferire tempestivamente ai clienti finali gli effetti positivi dei cambiamenti che stanno emergendo. Sono infatti stati avviati processi di revisione dei contratti pluriennali *take or pay*, che dovrebbero contemplare nelle formule di indicizzazione anche una limitata quota agganciata alle dinamiche dei mercati *spot* del gas naturale.

Oltre a provvedimenti sul prezzo della materia prima, l'Autorità è intervenuta nel 2007, con la necessaria gradualità, per definire condizioni maggiormente *cost reflective* per la componente relativa alla commercializzazione del gas.

L'Autorità ha anche stabilito fin dal 2006 il principio della progressiva riduzione della platea dei consumatori aventi diritto di accesso alle condizioni economiche di tutela, limitando tale regime ai soli consumatori con prelievi inferiori ai 200.000 m<sup>3</sup> annui, con conseguente esclusione degli utenti con consumi maggiori che non avessero ancora optato per il mercato libero. Ulteriori riduzioni della sopra citata platea sono state subordinate al dispiegarsi di condizioni maggiormente concorrenziali. Infine, fin dal 2007 è stata infine avviata, con una procedura a evidenza pubblica, l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per garantire la continuità della fornitura ai clienti finali di gas naturale che restassero senza fornitore nel mercato libero. Per eliminare gli elementi di incertezza evidenziati dagli operatori e, conseguentemente, aumentare il numero dei potenziali partecipanti alla selezione, la procedura è stata poi successivamente adattata.

## Adeguamento alle politiche ambientali

A seguito dei cambiamenti introdotti negli ultimi anni dalle normative europee e nazionali per il contenimento delle emissioni, la promozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, l'Autorità ha avviato, pur nel limite delle proprie competenze, un processo di riforma e di aggiornamento del relativo quadro regolatorio. I nuovi obiettivi europei della politica "20-20-20" e in particolare la significativa crescita attesa di generazione da fonti rinnovabili, oltre a richiedere meccanismi di incentivo più in linea con le nuove condizioni di mercato, necessitano anche: di un significativo adeguamento delle regole di connessione con la rete; di un trattamento idoneo dei regimi di integrazione nel mercato dell'energia prodotta ("ritiro dedicato" e "scambio sul posto"); di un aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per favorire impianti di dimensioni ridotte alimentati da fonti rinnovabili (caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da produzioni annue limitate); di una razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica. Tra i principali interventi si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007), nonché la loro revisione e il loro consolidamento, nel 2008, nel *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica* (TICA);
- la definizione, nel 2005, e la revisione, nel 2007, delle modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA e dagli impianti alimentati dalle fonti "non

programmabili" di ogni taglia (il c.d. "ritiro dedicato" operato dalle imprese distributrici fino alla fine del 2007 e dal GSE a partire dall'1 gennaio 2008);

- la definizione, nel 2006, e la revisione, nel 2008, delle condizioni e delle modalità per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, alternativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete;
- la definizione (nel 2005, 2007 e 2009) delle modalità di erogazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al *feed in premium* per gli impianti fotovoltaici e alle tariffe fisse onnicomprensive.

Considerata l'onerosità crescente per il sistema italiano del regime di incentivazione delle energie rinnovabili e convenzionate CIP6, l'Autorità si è adoperata per ridurre l'incidenza attraverso interventi di aggiornamento del costo evitato del combustibile, nonché apposite segnalazioni alle autorità parlamentari e governative.

Gli interventi dell'Autorità relativi in particolare all'adeguamento delle regole di connessione e alla promozione dello scambio sul posto, hanno positivamente contribuito all'integrazione delle energie rinnovabili nella produzione nazionale. Tra il 2004 e il 2009 la produzione da fonti rinnovabili è cresciuta del 21% arrivando a rappresentare, lo scorso anno, circa un quinto del consumo interno lordo italiano di energia elettrica.

Infine, gli interventi dell'Autorità sull'aggiornamento della componente a copertura dei costi riconosciuti dal provvedimento CIP6, hanno permesso, a partire dal 2006, una riduzione dell'onere di circa 600 milioni di euro all'anno.

---

## Evoluzione dell'assetto dei mercati dell'elettricità e del gas

---

Nel corso degli ultimi sette anni, i settori dell'energia elettrica e del gas hanno subito notevoli cambiamenti, sia in esito alle dinamiche proprie di mercato e per effetto delle disposizioni normative avviate nel 1999-2000, sia, più di recente, a causa della significativa contrazione dei consumi energetici che ha accompagnato la più grave crisi economica dal dopoguerra. Negli ultimi due anni, dopo un periodo di crescita, i consumi finali di energia elettrica e di gas sono rimasti stabili nel 2008 e hanno segnato una riduzione nel 2009 rispettivamente pari al 6,6% per l'energia elettrica e all'8,0% per il gas.

Nel settore elettrico, se pure sussistono limiti a un efficace confronto competitivo, determinati dai fenomeni sopra richiamati di congestione delle reti in Sicilia e in Sardegna, cominciano però a rendersi evidenti gli effetti positivi per il mercato indotti dalle politiche di liberalizzazione e di regolazione del settore.

In primo luogo, vi è da registrare un aumento rilevante della capacità complessiva di generazione, con una dinamica particolarmente vivace per il gas e per le fonti rinnovabili (vedi il Capitolo 2 del Volume 1 e la figura 2.1 di questo Capitolo). Oltre a indubbi benefici in termini di sicurezza, ciò ha comportato una progressiva e notevole riduzione della quota di capacità dell'*incumbent* a livello nazionale (Fig. 2.2). In aggiunta, i dati relativi alla dinamica della produzione mostrano una diminuzione anche maggiore della quota dell'*incumbent*, che rende ancora più positiva la valutazione in merito alle condizioni di concorrenza esistenti sul mercato (Fig. 2.3).

L'aumento della capacità complessiva di generazione si è inoltre accompagnato a una sostanziale trasformazione del parco impianti. La spinta della pressione concorrenziale ha indotto le imprese alla ricerca di una maggiore efficienza operativa e ha portato alla realizzazione di nuovi cicli combinati a gas ad alto rendimento, anche in sostituzione dei tradizionali impianti ter-

moelettrici a olio combustibile. Ciò ha prodotto notevoli benefici per il sistema, sia in termini di minori consumi di combustibili per soddisfare la domanda di energia elettrica in Italia, sia in termini di riduzione delle emissioni climalteranti.

Attraverso un'analisi di tipo controfattuale è possibile avanzare una valutazione quantitativa di tali benefici: si può infatti ipotizzare che, in assenza di liberalizzazione e di pressione competitiva, solo la nuova produzione termoelettrica necessaria a coprire la maggiore domanda dell'anno 2009 (intesa come produzione aggiuntiva rispetto alla produzione da fonti convenzionali del 1999 e alla produzione da fonti rinnovabili effettivamente realizzata nel periodo) sarebbe stata ottenuta mediante impianti a gas a ciclo combinato, con efficienza netta pari al valore medio ponderato registrato nel periodo 1999-2008.

Il confronto tra le caratteristiche effettive del parco di generazione termoelettrica al 2009 e quelle ipotetiche del parco in assenza di liberalizzazione, consente quindi di stimare risparmi per il sistema pari a circa 2,8 miliardi di euro all'anno, di cui circa 2,5 miliardi derivanti da una minore spesa per i combustibili e ulteriori 250 milioni di euro conseguenti ai minori oneri associati alle emissioni evitate di CO<sub>2</sub>.

Tale risultato sconta tra l'altro gli effetti della crisi economica internazionale sui consumi di energia elettrica italiana: i risparmi relativi alla maggiore efficienza del parco termoelettrico e ai minori costi associati alle emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, ammonterebbero infatti a circa 3,2 miliardi di euro l'anno (rispettivamente oltre 2,8 miliardi di euro e circa 350 milioni di euro) se calcolati sui volumi di domanda pre-crisi del 2008.

Contemporaneamente, tra il 1999 e il 2009, le tariffe infrastrutturali medie (trasmissione, distribuzione e misura), hanno subito, per effetto della regolazione, una riduzione considerevole, corrispondente a un risparmio di costo complessivo stimato per

la collettività pari a circa 1,5 miliardi di euro l'anno in termini nominali e in oltre 2,5 miliardi di euro l'anno in termini reali<sup>3</sup>. Si può pertanto valutare un beneficio totale per il sistema pari a circa 4,3 miliardi l'anno in termini nominali, imputabile agli effetti fino a questo momento ottenuti, in esito alla scelta di liberalizzazione e di regolazione del settore elettrico, in termini di minori consumi di combustibili e di minori emissioni di CO<sub>2</sub>, oltre che di riduzione dei costi infrastrutturali.

La figura 2.4 mostra i vantaggi finora effettivamente conseguiti per i consumatori domestici, stimati come la differenza, a partire dall'inizio della liberalizzazione a oggi, tra la dinamica del prezzo effettivo per il consumatore tipo che consuma 2.700 kWh annui e ha una potenza installata di 3 kW e la dinamica del prezzo per il medesimo consumatore, ottenuta aggiornando sulla base del parametro Ct<sup>4</sup> il valore effettivo del semestre di avvio della liberalizzazione. Sotto queste ipotesi, per il solo

settore domestico nel suo complesso è stimabile il conseguimento di un risparmio di spesa pari a circa 3 miliardi di euro all'anno<sup>5</sup> tra il 1999 e il 2009.

Altro indicatore della vivacità registrata nel mercato elettrico e dei progressi ottenuti sotto il profilo concorrenziale è rappresentato dal passaggio dei clienti finali al mercato libero. Nel 2009 la quota di quest'ultimo mercato ha raggiunto il 70% in termini di volumi venduti, cifra che si confronta con un valore corrispondente di appena il 18% nel 2000 (Fig. 2.5).

Ci si attende che gli ulteriori interventi già previsti dal quadro normativo e regolatorio per il settore elettrico, unitamente al necessario superamento delle carenze infrastrutturali della rete, possano consentire di raggiungere un assetto competitivo compiuto nel settore, in grado di trasferire sui prezzi ai consumatori finali nel mercato libero i benefici derivanti dalle ulteriori efficienze conseguibili.

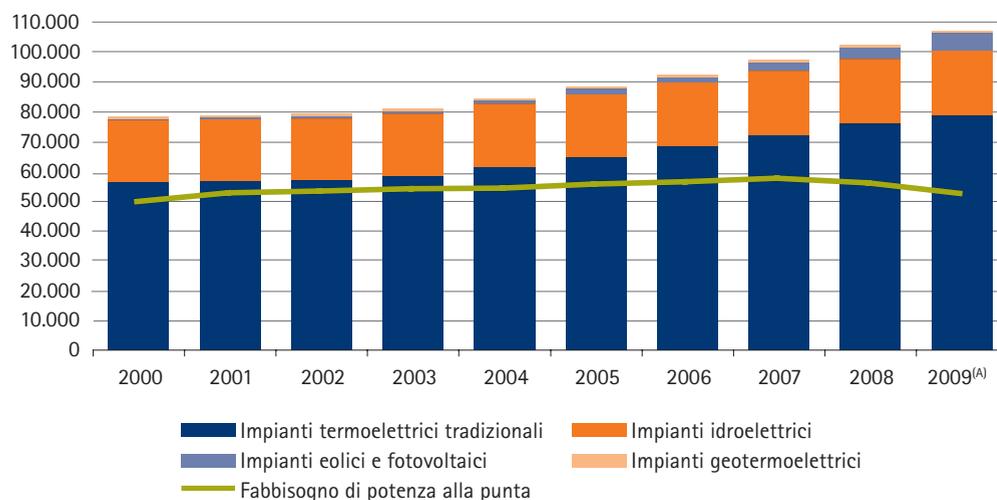


FIG. 2.1

**Evoluzione degli impianti di generazione elettrica e del fabbisogno di potenza alla punta**  
MW; potenza efficiente lorda

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

<sup>3</sup> La stima dei valori in termini reali (anno base 2000=100) è effettuata tenendo conto, per ciascuna riduzione tariffaria intervenuta nel tempo, della loro decorrenza di applicazione.

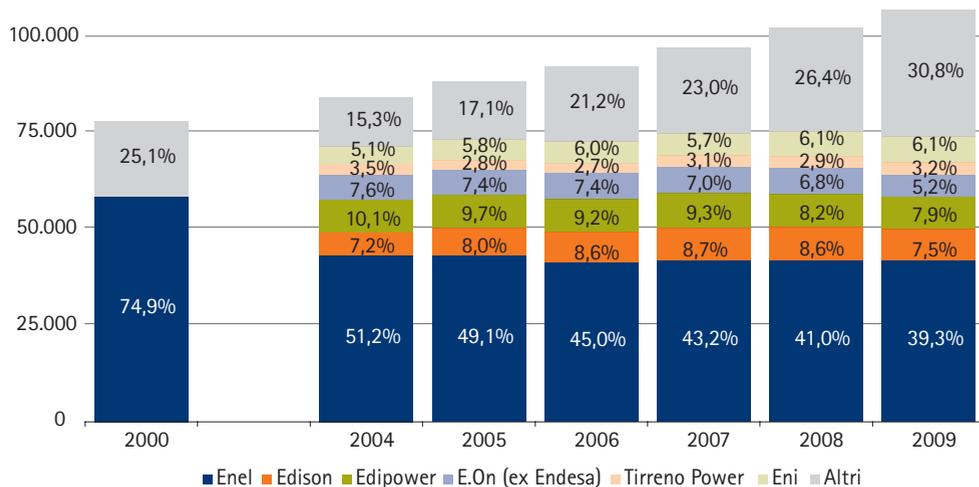
<sup>4</sup> Ct è il costo unitario variabile riconosciuto per la produzione da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (delibera 26 giugno 1997, n. 70/97).

<sup>5</sup> Dato ottenuto estendendo il vantaggio del consumatore domestico all'intero settore civile per un totale assunto pari a circa 90 TWh anno.

FIG. 2.2

**Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi**

MW e valori percentuali

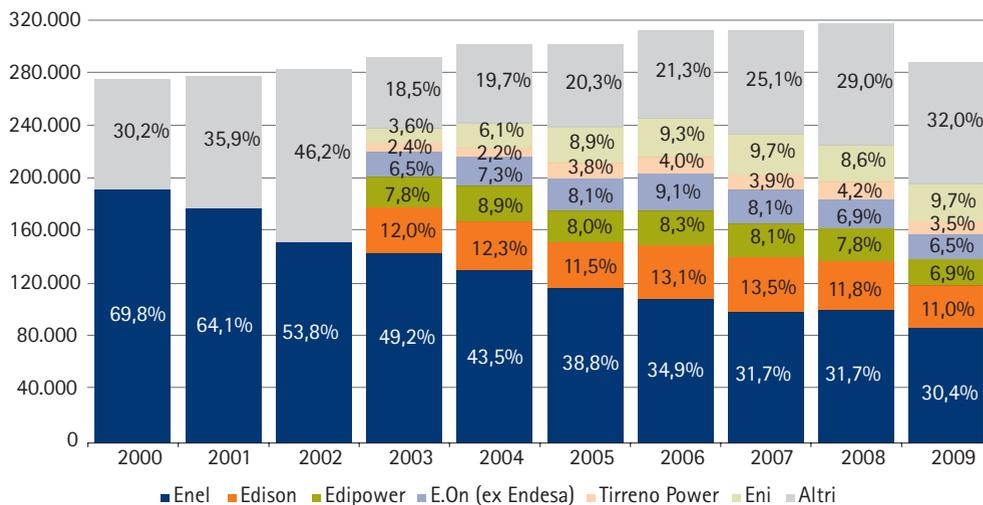


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.3

**Produzione nazionale lorda di energia elettrica per i maggiori gruppi societari**

GWh e valori percentuali



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e dati Terna.

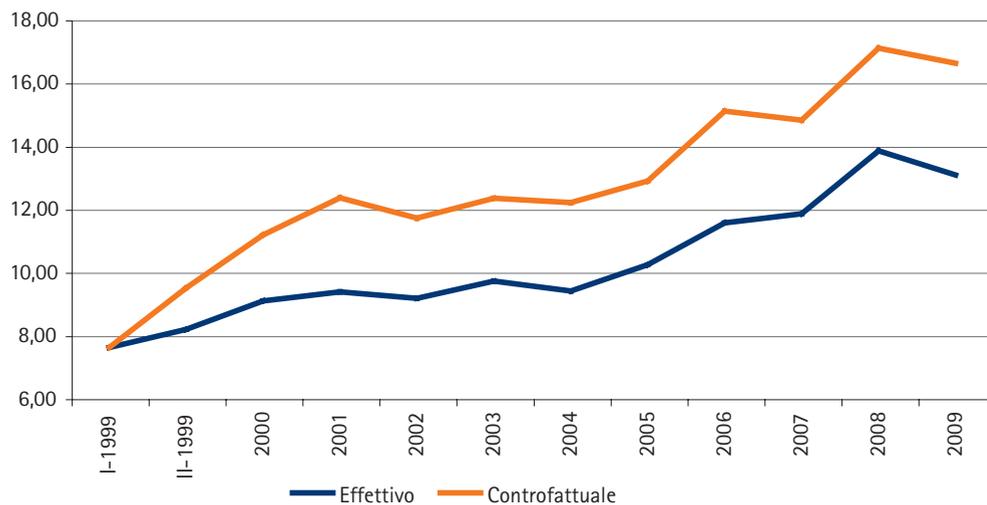


FIG. 2.4

**Evoluzione del prezzo per il cliente domestico tipo del settore elettrico**  
c€/kWh

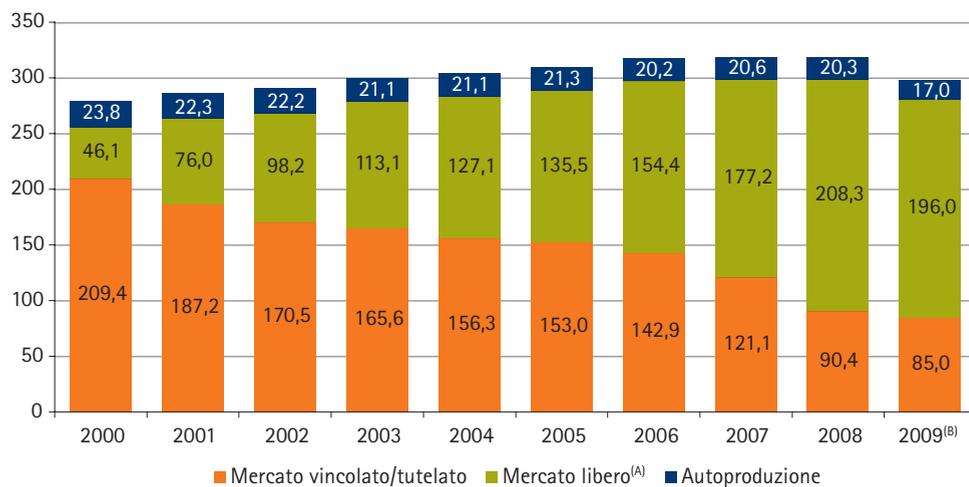


FIG. 2.5

**Evoluzione del mercato libero e vincolato/tutelato nel settore elettrico**  
TWh

(A) Dal 2008 comprende il servizio di salvaguardia.

(B) Dati provvisori di Terna.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN/TERNA.

Per il settore gas, nonostante il mercato sia aperto alla concorrenza fin dal 2003, il quadro appare meno soddisfacente. Da quella data, infatti, così come dall'inizio della liberalizzazione, e con la sola, sia pure significativa, eccezione del nuovo terminale di Rovigo, non vi sono stati rilevanti cambiamenti sul fronte del controllo delle infrastrutture di approvvigionamento,

che rimangono sostanzialmente in mano a Eni.

La quota delle importazioni di gas riconducibili a Eni resta del tutto preponderante, nonostante gli effetti della crisi, l'entrata in esercizio del nuovo terminale di Rovigo e i potenziamenti realizzati sui gasdotti internazionali (vedi il Capitolo 3 del Volume 1 e la figura 2.6 di questo Capitolo). Anche la diversi-

ficazione geografica dei flussi di provenienza del gas registrata negli ultimi anni è sostanzialmente attribuibile all'operatore dominante (Fig. 2.7).

Limitato appare tuttora il ruolo dei contratti *spot*, a causa di strozzature sui gasdotti a monte, di un apporto ancora ridotto di gas dai terminali GNL e della carenza di infrastrutture di stoccaggio in grado di flessibilizzare l'offerta.

Sotto il profilo concorrenziale è opportuno in particolare rilevare che, a oggi, i principali concorrenti di Eni, che pure nel 2009 hanno visto in qualche caso un ampliamento delle loro quote (Fig. 2.8), impiegano significativi volumi di gas per fini di auto-consumo, rendendo molto ridotta la quantità di gas di terzi effettivamente disponibile per acquisti all'ingrosso non riconducibili a Eni e in grado di produrre spinte competitive sui prezzi.

In considerazione del basso livello di concorrenza esistente nel settore, appare trascurabile l'impatto sui prezzi finali riconducibile alla dinamica competitiva tra le imprese. È invece possibile quantificare la riduzione di costi per il settore attribuibile alla regolazione dei servizi infrastrutturali e ai meccanismi di recupero di efficienza in essa insiti, pure in un contesto, giova ricordare, di crescita dei consumi e di necessario ammodernamento e messa in sicurezza degli impianti che ha richiesto un grosso sforzo in termini di nuovi investimenti, soprattutto negli anni più recenti: la

riduzione della spesa per le tariffe infrastrutturali (trasporto, stoccaggio e distribuzione) è stimabile, tra il 1999 e il 2009, in una cifra pari a circa 350 milioni di euro l'anno in termini nominali e in più di 800 milioni di euro in termini reali.

Le condizioni di limitata concorrenza nel mercato del gas si riflettono anche sui modesti progressi nello sviluppo del mercato libero (Fig. 2.9), cresciuto solo moderatamente, a dispetto del periodo ormai trascorso dall'apertura totale del mercato e tenuto conto della prassi esistente nel settore, anche prima della liberalizzazione, di negoziazione diretta del prezzo per il comparto industriale.

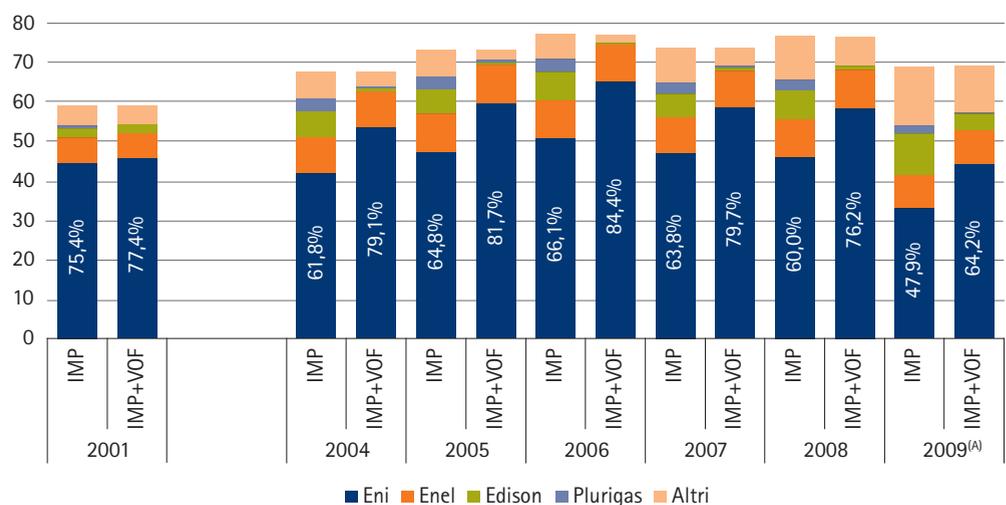
Significativo in questo settore appare il processo di riduzione del numero degli operatori, passati da quasi 800 imprese integrate alla fine degli anni Novanta, a circa 300 distributori e 320 venditori nel 2009 (Fig. 2.10). Ciononostante, nell'ambito della distribuzione, il numero di operatori appare ancora eccessivo, soprattutto alla luce delle possibili economie di scala perseguibili e dei vantaggi per i venditori derivanti dall'interazione con un numero ridotto di soggetti.

Il settore del gas nazionale appare pertanto ancora bisognoso di interventi radicali, volti a modifiche strutturali dell'assetto esistente che, insieme con i cambiamenti congiunturali in atto, consentano l'attivazione di efficaci dinamiche concorrenziali.

FIG. 2.6

**Evoluzione delle importazioni di gas e quote dei principali gruppi societari**

G(m<sup>3</sup>) e valori percentuali;  
IMP = importazioni lorde;  
IMP+VOF = importazioni lorde e vendite di Eni oltre frontiera



(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico.

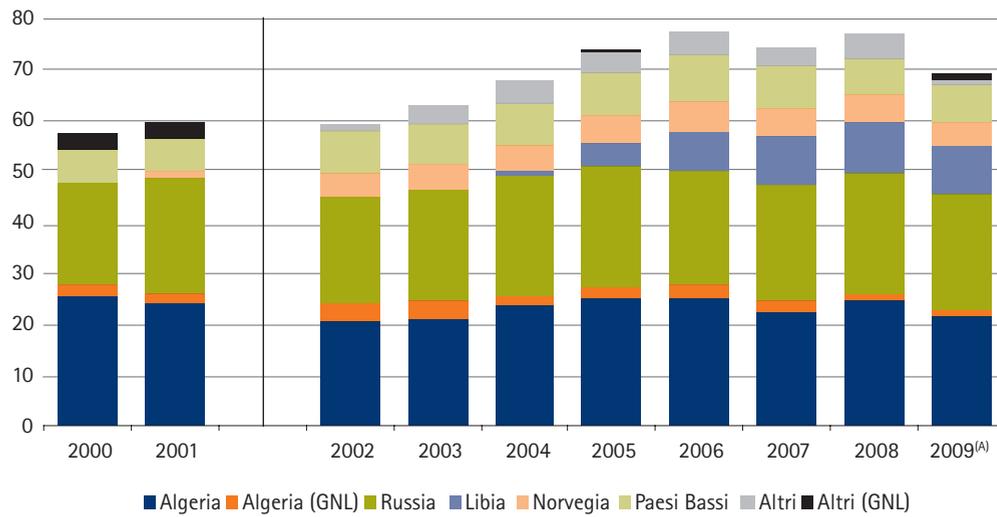


FIG. 2.7

Importazioni lorde di gas per area di provenienza G(m³)

(A) Dati provvisori. Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza contrattuale del gas per gli anni dal 1990 al 2001 e per provenienza fisica del gas dal 2002. In quest'ultimo caso il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico.

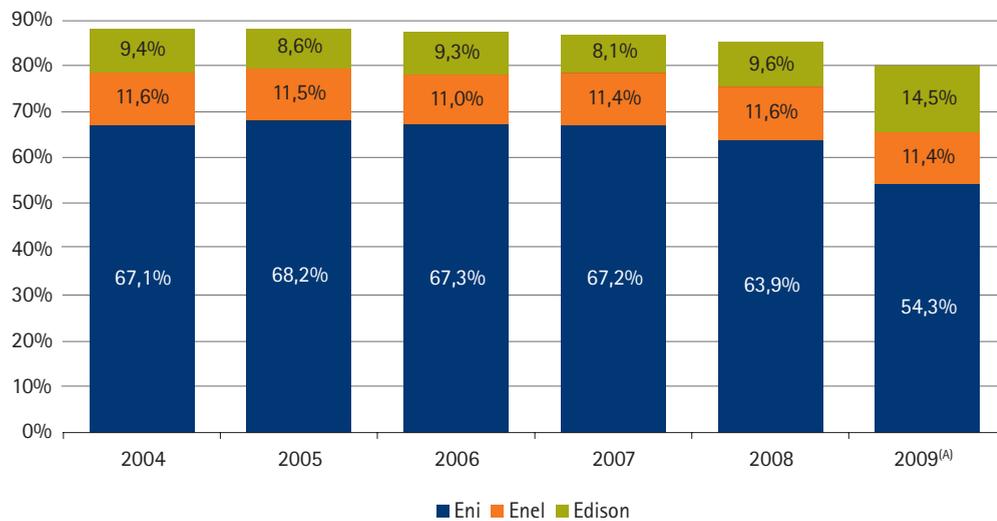


FIG. 2.8

Quote dei primi tre gruppi per disponibilità di gas

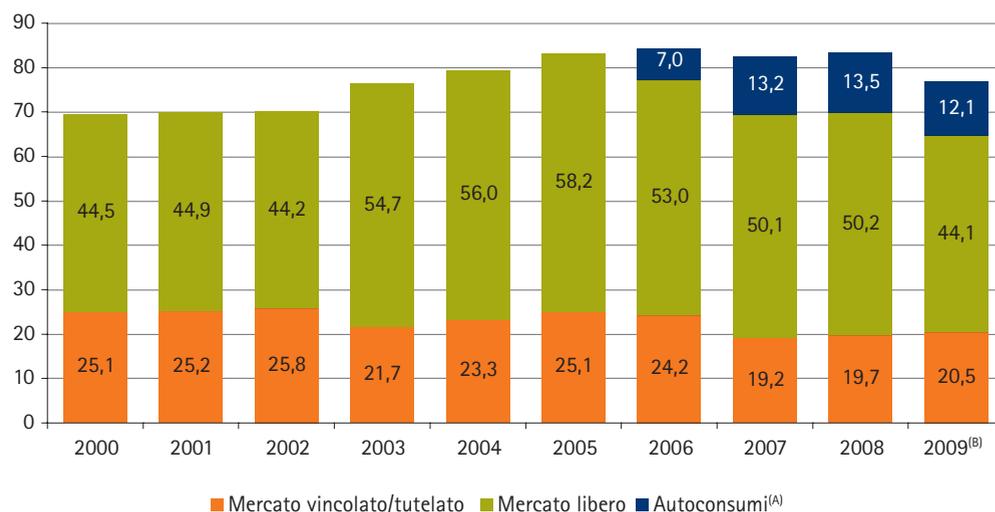
Valori percentuali

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.9

**Evoluzione del mercato libero e tutelato nel settore del gas**  
G(m<sup>3</sup>)

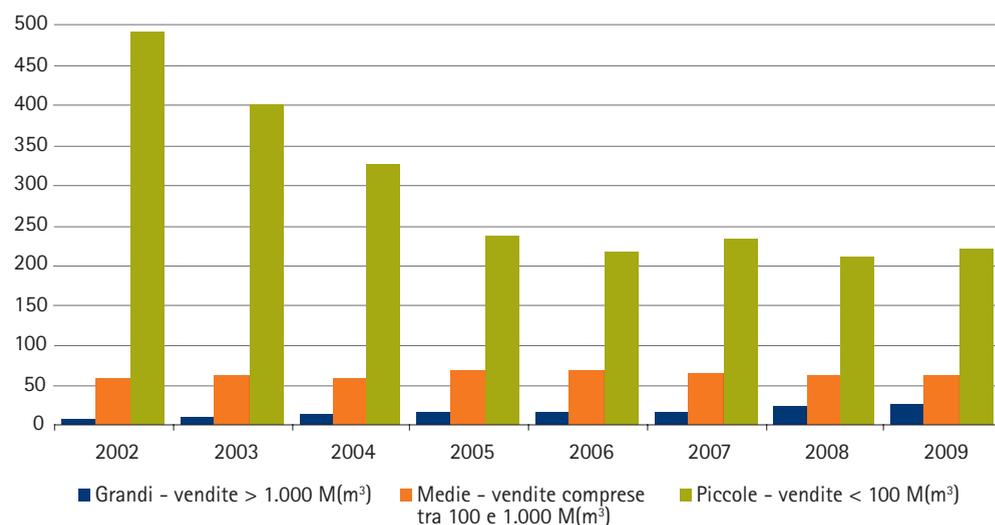


- (A) Gli autoconsumi sono rilevati dal 2006. Dal 2003 al 2005 le vendite alla generazione elettrica sono state attribuite ai mercati tutelato o libero proporzionalmente alle vendite registrate in questi mercati dagli altri settori.
- (B) Elaborazione AEEG su dati degli operatori e Ministero dello sviluppo economico (provvisori). In particolare, i valori provenienti dalle dichiarazioni degli operatori sono stati riproporzionati al totale fornito dal Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori e dati Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 2.10

**Numero di imprese di vendita per dimensione d'impresa**



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.



3.

---

# Qualità dei servizi

---

La garanzia di adeguati livelli di qualità dei servizi è una delle finalità principali della legge 14 novembre 1985, n. 481, che mette a disposizione delle Autorità di regolazione un'ampia gamma di strumenti, notevolmente innovativi rispetto a quanto previsto dalla normativa della Carta dei servizi. Fin dalla sua costituzione, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rilevato, con appositi Rapporti, che la disciplina delle Carte dei servizi non forniva né sufficienti garanzie dei diritti degli utenti né adeguati stimoli agli esercenti a migliorare il servizio, per quattro motivi principali:

- gli standard di qualità erano autodefiniti dagli esercenti, in modo prudenziale e venivano raramente aggiornati;
- quasi tutti gli esercenti si erano limitati ad adottare procedure di rimborso poco efficaci in quanto basate sulla richiesta dell'utente interessato;
- diversi elementi limitavano la pubblicazione comparativa dei dati;
- il miglioramento della qualità non aveva alcun effetto economico.

Nel periodo 1997-2003 l'Autorità ha notevolmente investito

nello sviluppo della regolazione della qualità del servizio, utilizzando nuovi strumenti quali:

- obblighi di servizio uniformi a livello nazionale fissati con proprie direttive;
- nuovi standard di qualità commerciale, validi per tutti gli esercenti di distribuzione e vendita sia del settore elettrico sia del settore gas, uniformi su tutto il territorio nazionale;
- introduzione di indennizzi automatici, tramite accredito in bolletta e senza necessità di alcuna richiesta da parte dei clienti, in caso di mancato rispetto degli standard specifici;
- sistemi di incentivi e penalità orientati al miglioramento della continuità del servizio elettrico;
- strumenti di mercato ("contratti per la qualità") per consentire lo sviluppo di forme negoziali tra esercenti e clienti con esigenze particolari di qualità.

Nel periodo 2004-2010, l'azione dell'Autorità in tema di regolazione e controllo della qualità del servizio si è snodata sulle seguenti linee strategiche.

- Per quanto riguarda gli aspetti tecnici, i meccanismi di regolazione incentivante (incentivi e penalità relativi al raggiungimento o meno di obiettivi di miglioramento), introdotti nel segmento della distribuzione per il settore elettrico sono stati consolidati e progressivamente estesi, attraverso nuovi parametri, anche al segmento della trasmissione elettrica. Inoltre, è stato avviato un progetto – nell'ambito della ricerca di sistema – per il monitoraggio continuo di alcuni parametri di qualità della tensione elettrica che hanno importanza per i clienti industriali; sono state anche compiute ricerche in merito ai costi sopportati dai clienti per effetto di alcuni fenomeni (in particolare, le c.d. "microinterruzioni"); nel settore del gas, l'Autorità ha posto particolare attenzione alla tutela della sicurezza degli utenti; oltre ai meccanismi incentivanti la sicurezza per le imprese di distribuzione gas attivati dal 2005, sono state introdotte pure norme per la verifica della sicurezza degli impianti di utenza ed è stato ritradotto un regime assicurativo a tutela degli utenti che subiscono danni dagli incidenti da gas.
- Per quanto riguarda gli aspetti commerciali della qualità dei servizi, da una parte si è confermata l'impostazione, già adottata nel precedente settennato, di mantenere il più possibile simili le regolazioni dei due settori; dall'altra si è adeguata la regolazione della qualità commerciale al nuovo contesto di piena liberalizzazione. La regolazione della qualità del servizio di vendita, in particolare, è stata significativamente innovata in una direzione pro-concorrenziale, sviluppando la pubblicazione comparativa delle *performance* dei venditori e introducendo anche la soddisfazione dei clienti (*customer satisfaction*) tra i parametri soggetti a monitoraggio continuo; infine, nel complesso il numero di indicatori di qualità commerciale soggetti a standard specifici con indennizzi automatici è andato crescendo in occasione delle revisioni quadriennali della regolazione.
- La piena liberalizzazione ha comportato la netta separazione dei soggetti esercenti la vendita rispetto alle imprese distributrici: la regolazione della qualità è stata pertanto adattata alla nuova normativa, mentre è stato avviato un processo per la definizione di protocolli di comunicazione condivisi, fra distributori e venditori, relativi alle prestazioni soggette a standard di qualità commerciale, in modo da garantire che le richieste dei clienti possano essere trattate con tempestività anche nel nuovo assetto organizzativo dei settori.
- È stata infine posta particolare attenzione alle opportunità che l'automazione del processo di misura o *smart metering* può offrire in un contesto regolato come quello dell'attività di misura. L'Autorità italiana, prima a livello europeo, ha definito requisiti minimi funzionali per i sistemi di *smart metering* sia nel settore elettrico (dove, dopo il progetto realizzato da Enel, sono stati introdotti obblighi per tutte le imprese distributrici di installazione di contatori elettronici rispondenti ai requisiti minimi fissati dall'Autorità), sia nel settore del gas, dove è stato fissato un ambizioso programma di installazione di contatori elettronici che riguarda il 2016.

## Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi elettrici

Il sistema di incentivi e penalità orientato al miglioramento della continuità del servizio elettrico introdotto nel primo periodo di regolazione (2000-2003) ha costituito l'intervento più innovativo dell'Autorità nella regolazione della qualità del servizio elettrico, dal momento che è stato realizzato per la prima volta un collegamento tra la qualità del servizio e la tariffa di distribuzione. Nei successivi periodi di regolazione quadriennale (2004-2007 e 2008-2011) l'Autorità ha progressivamente raffinato ed esteso ad altre componenti di qualità tecnica questi meccanismi di regolazione incentivante, mantenendo fermi gli obiettivi di promuovere il miglioramento dei livelli medi nazionali (per avvicinare il Paese ai livelli di qualità di altri Stati membri dell'Unione europea) e di ridurre i divari esistenti, soprattutto per quanto riguarda il servizio elettrico, tra le regioni del Nord e quelle del Centro-Sud del Paese. Alla luce della permanenza di un divario significativo (fra le diverse aree del Paese) per la frequenza media delle interruzioni, l'Autorità ha dedicato attenzione alla riduzione non solo della durata ma anche del numero di interruzioni:

- dal 2004 sono in vigore standard di qualità sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe per i clienti alimentati in media tensione; i benefici di questa regolazione, che prevede penalità a carico delle imprese distributrici che non rispettano gli standard, ricadono anche sui clienti in bassa tensione. Inoltre, è stato introdotto un meccanismo tariffario che promuove l'adeguamento degli impianti di utenza, attraverso l'installazione di protezioni in grado di evitare che guasti interni agli stabilimenti dell'utenza in media tensione si ripercuotano con effetti negativi anche sull'utenza circostante;
- nel 2008 l'Autorità ha introdotto, prima fra le Autorità di regolazione europee, un meccanismo incentivante orienta-

to al miglioramento delle interruzioni lunghe e brevi (queste ultime di durata compresa tra un secondo e 3 minuti). Questo ulteriore meccanismo incentivante è in vigore da troppo poco tempo per poter essere valutato appieno, ma i primi segnali mostrano che le imprese hanno modificato il mix dei propri investimenti per migliorare non solo il numero ma anche la durata delle interruzioni.

Il numero di imprese soggette alla regolazione incentivante della durata e del numero di interruzioni è progressivamente aumentato nel corso degli anni, raggiungendo quota 36 nel 2009, anno a partire dal quale la regolazione incentivante è stata estesa anche alle imprese distributrici di minori dimensioni.

L'Autorità ha progressivamente esteso la regolazione incentivante anche all'attività di trasmissione. Il settennato 2004-2010 si è aperto, sotto questo profilo, con l'emanazione delle *Linee guida* per la predisposizione del Codice di rete di trasmissione, in cui erano previste anche disposizioni innovative in tema di qualità del servizio di trasmissione. In un primo periodo sperimentale (2005-2007) l'Autorità ha attivato meccanismi di trasparenza dei livelli di qualità del servizio di trasmissione, per arrivare, a rendere vincolante, dal 2007, anche per il servizio di trasmissione dell'energia la regolazione incentivante della continuità del servizio, utilizzando come parametri rilevanti l'energia non servita, il numero medio di disalimentazioni per utente della Rete di trasmissione nazionale (RTN) e il numero di utenti RTN con zero disalimentazioni in un anno. Gli effetti economici di questa nuova regolazione si concretizzeranno nel 2011 sulla base del triennio 2008-2010 (per le caratteristiche specifiche del servizio di trasmissione, è stato adottato un periodo triennale mobile per la valutazione degli effetti di miglioramento).

Oltre ai meccanismi incentivanti, dal 2008 sono in vigore anche standard e indennizzi automatici sulla durata massima delle interruzioni sia per i clienti alimentati in media tensione, sia per quelli alimentati in bassa tensione; questo nuovo tipo di standard di qualità aumenta la tutela dei consumatori in quanto è associato a indennizzi automatici che si applicano anche quando le interruzioni hanno origine sulla RTN o sono dovute a eventi eccezionali. In questi casi gli oneri per l'erogazione di indennizzi automatici a favore dei clienti colpiti dalle interruzioni di lunga durata sono addossati a un fondo per gli eventi eccezionali, alimentato sia dai consumatori tramite un'apposita componente tariffaria, sia dalle imprese di distribuzione e trasmissione, attraverso penalità proporzionali al numero di clienti che subiscono interruzioni di oltre 8 ore per cause attribuibili alle imprese stesse.

Infine, in materia di qualità della tensione, tra il 2005 e il 2006 l'Autorità ha promosso, nell'ambito della Ricerca di sistema, la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema, realizzato dalla società CESI RICERCA (oggi ERSE) nell'ambito della Ricerca di sistema, è entrato a regime dall'inizio del 2006 ed è

consultabile sul sito Internet <http://queen.ricercadisistema.it>; il sistema permette di ottenere informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione stessa su un campione del 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane e rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

Nel corso del 2006 i regolatori europei (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*, ERGEG), con il supporto fattivo dell'Autorità, hanno promosso la revisione della norma europea EN 50160 in merito ad alcuni parametri di qualità della tensione di alimentazione, talvolta critici per i clienti finali. Nel marzo 2010 il CENELEC (*Comité Européen de Normalisation Electrotechnique*) ha ratificato una versione della norma che include tutte le istanze avanzate dai regolatori europei, tra le quali: l'estensione della norma all'alta tensione (oltre i 35 kV); l'introduzione di una tabella di classificazione della severità dei buchi di tensione, in termini sia di durata sia di profondità. Sono allo studio limiti più severi per quanto concerne le variazioni della tensione di alimentazione, compatibilmente con l'introduzione massiccia di generazione distribuita.

---

## Meccanismi incentivanti per la regolazione della qualità dei servizi gas

---

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa costituisce, insieme con la continuità del servizio, l'aspetto più critico del servizio di distribuzione, su cui l'Autorità ha focalizzato l'attenzione nel settennato 2004-2010. La regolazione della sicurezza si è quindi progressivamente allontanata dalla

definizione di obblighi minimi per introdurre un meccanismo estremamente innovativo di incentivi e penalità, simile a quello sperimentato con successo nel settore della distribuzione di energia elettrica.

La regolazione dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas era stata introdotta per la prima volta alla fine del 2000 (primo periodo regolatorio:

2001-2004). Inizialmente si era definito un sistema di obblighi di servizio per i distributori ed erano stati introdotti obblighi di registrazione degli aspetti più critici per la sicurezza della distribuzione gas (per esempio km di reti ispezionate l'anno o numero di controlli di odorizzazione) e di comunicazione dei dati all'Autorità

Al termine del primo periodo di regolazione, con il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* per il quadriennio 2005-2008, l'applicazione della regolazione della sicurezza è stata estesa anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano stati esonerati; inoltre, per evitare che un sistema di soli obblighi di servizio conducesse gli esercenti a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità, alla fine del 2005, ha introdotto un sistema di incentivi che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza migliori rispetto ai livelli minimi definiti (controlli di odorizzazione e numero delle dispersioni). Nel triennio 2006-2008, la regolazione incentivante della sicurezza del servizio di distribuzione gas ha avuto carattere sperimentale ed è stata quindi concepita come un sistema volontario cui le imprese di distribuzione potevano aderire, senza penalità. Dal terzo periodo regolatorio (2009-2012), con la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG) l'Autorità ha realizzato il passaggio obbligatorio e graduale per tutti i distributori di gas naturale a un sistema che prevede, in aggiunta agli incentivi, anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dall'Autorità stessa.

Come per l'energia elettrica, anche per il gas la regolazione della qualità del servizio è stata progressivamente estesa alle reti nazionali di trasporto. A seguito di uno studio di confronto internazionale e di un'ampia consultazione di tutti i sogget-

ti interessati, nel 2005 l'Autorità ha definito norme generali a garanzia della qualità del gas naturale fornito ai clienti finali che rafforzano le norme già presenti nei Codici di trasporto, individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del potere calorifico superiore (PCS). A questo primo passo è seguita, nel 2009, una più completa definizione della *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale* (RQTG). Le nuove regole sulla qualità del servizio di trasporto gas accrescono la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale nel servizio di trasporto del gas, prevedendo in particolare una più stringente regolamentazione in tema di sorveglianza delle reti, gestione delle emergenze di servizio, disciplina delle interruzioni, nonché un sistema di indennizzi automatici a carico delle imprese del trasporto

In particolare, il provvedimento rafforza le tutele per gli utenti del servizio di trasporto introducendo, per esempio, indennizzi automatici (con valore base di 500 €), che aumentano in funzione del ritardo nell'effettuazione della prestazione richiesta. Gli indennizzi sono a carico delle imprese di trasporto, se responsabili di mancato rispetto delle scadenze indicate dall'Autorità per l'effettuazione delle prestazioni commerciali più frequentemente richieste. I trasportatori dovranno anche garantire una maggiore accessibilità alle informazioni in loro possesso.

La RQTG disciplina inoltre in maniera puntuale gli eventuali casi di interruzione del servizio con disposizioni che mirano a garantire una sua maggiore continuità, e introduce una classificazione delle reti in base al livello di rischio sismico e idrogeologico. Anche in questo, come per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione elettrica, i primi effetti saranno visibili nei prossimi anni e formeranno oggetto di valutazione nel corso dei procedimenti di revisione quadriennale della regolazione della qualità.

---

## Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas e assicurazione per gli incidenti da gas

---

Nel settennato 2004-2010 il tema della "sicurezza post contatore" (cioè della sicurezza degli impianti di utenza posti a valle del punto di riconsegna) ha assunto una rilevanza notevole per l'Autorità, cui il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, aveva affidato il compito di definire un Regolamento degli accertamenti. Dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il Regolamento delle attività di accertamento documentale della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Il Regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso, nonché a consentire l'individuazione dell'installatore che ha realizzato l'impianto. Il Regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL).

Il Regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento sia degli installatori, sia del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Nel 2008 è entrato in vigore il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, che ha introdotto

una sostanziale revisione della legge 5 marzo 1990, n. 46, e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas, ancora in parte da completare per quanto riguarda i controlli sugli impianti post contatore. Per tale motivo, l'Autorità ha deciso di rinviare l'entrata in vigore delle disposizioni relative agli impianti di utenza riattivati e modificati, a successivo provvedimento da emanarsi una volta che sia stata completata la legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

A partire dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha introdotto, rinegoziando obblighi pregressi a carico dell'operatore dominante, per circa 20 milioni di famiglie l'assicurazione minima obbligatoria per incidenti dovuti all'uso del gas (infortuni, incendi e responsabilità civile), vigente fino a quel momento su base volontaria e solo per il gas naturale. Il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative e le ha estese anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo rete. Tale assicurazione è stata estesa fino al 31 dicembre 2013.

L'assicurazione copre i rischi per infortunio, incendio e responsabilità civile connessi con l'uso del gas ed è stipulata dal Comitato italiano gas (CIG) tramite gara a evidenza pubblica. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

---

## Regolazione della qualità commerciale, dei call center e delle comunicazioni fra operatori

---

La nuova disciplina della qualità commerciale, basata su standard specifici associati a indennizzi automatici in caso di mancato rispetto da parte delle imprese, in larga misura omogenei fra i due settori, è stata introdotta nel settore elettrico dal 2000 e nel settore gas dal 2001; inoltre per ciascun settore è stata periodicamente rivista ogni 4 anni. Il completamento del processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica, nel 2007, e lo sviluppo di strategie commerciali di tipo *dual fuel* da parte delle principali imprese di vendita hanno condotto l'Autorità a rivedere profondamente la regolazione della qualità del servizio di vendita, con lo scopo di farla diventare anche uno strumento pro-concorrenziale in un segmento, come quello della vendita al dettaglio, caratterizzato da una notevole competizione dei venditori.

Nel corso del biennio 2007-2008 la regolazione della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata sia separata dalla regolazione della qualità commerciale della distribuzione, per tenere conto dell'assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa a partire da luglio 2007, sia rivista in maniera congiunta per i due settori. La nuova disciplina della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata adottata con il *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita 2008 (TIQV)*. Le principali novità della regolazione della qualità del servizio di vendita sono l'estensione degli standard specifici di qualità con indennizzi automatici, già presenti per le rettifiche di fatturazione, anche alle risposte ai reclami scritti inviati dai clienti, la semplificazione del processo di *customer care* (il venditore è l'interfaccia contrattuale unica per i clienti) e l'introduzione di standard di qualità relativi ai *call center*.

Nel TIQV sono infatti confluiti gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali, introdotti dal 2007 con il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas è sottoposta alla libera competizione e che la qualità del servizio può far parte sia delle leve commerciali delle imprese di vendita, sia dei fattori che i clienti considerano per operare la propria scelta.

La parte maggiormente innovativa della regolazione prevede la predisposizione di una "graduatoria" dei *call center*, pubblicata a cadenza semestrale a partire dal 2009. La classifica è determinata da un sistema di punteggio globale che permette la valutazione comparativa dei servizi offerti dalle singole aziende di vendita. Il calcolo si basa su punteggi parziali che vengono assegnati a ciascun venditore: per l'accesso al servizio, per la qualità del servizio e per la soddisfazione dei clienti, dichiarata dopo l'uso del servizio. Quest'ultimo punteggio parziale è ricavato da una indagine statistica che l'Autorità effettua semestralmente, e che consiste nel richiamare un campione di clienti di ogni impresa di vendita che hanno telefonato ai *call center*, al fine di verificarne il livello di soddisfazione in relazione alle chiamate appena effettuate. Entro il 2010 sarà pubblicata una seconda graduatoria, sempre a cadenza semestrale, relativa alla qualità della risposta ai reclami dei clienti finali.

Infine, a seguito di un'ampia consultazione condotta nel 2006 con tutti i soggetti interessati, l'Autorità ha approvato

la disciplina in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore della distribuzione e della vendita del gas naturale, in relazione alle prestazioni soggette a standard di qualità. La disciplina è stata poi affinata nel 2008 e nel 2009, anche per la definizione di uno standard di comunicazione tra distributori e venditori di energia

elettrica, relativo sia alle prestazioni disciplinate dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (TIQE), sia alle richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di energia elettrica al cliente finale (*switching*).

---

## Misura dell'energia elettrica: i contatori intelligenti

---

Nel 2006 l'Autorità ha reso obbligatoria per tutti i distributori di energia elettrica l'installazione di nuovi contatori elettronici presso tutte le famiglie e le piccole imprese. L'iniziativa dell'Autorità ha inteso dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica, in previsione del completamento del processo di liberalizzazione del mercato – dal lato domanda – avvenuto l'1 luglio 2007. I nuovi contatori "intelligenti" consentono: l'attuazione dei prezzi biorari e multiorari; l'emissione di fatture basate su consumi effettivi; il miglioramento e la velocizzazione dei servizi commerciali resi alla clientela in occasione di subentri, volture, cambi della potenza contrattuale; la velocizzazione del passaggio da un fornitore di energia elettrica a un altro. Questi contatori garantiscono le medesime prestazioni a tutti i consumatori, sia a quelli che decidono di passare a un nuovo fornitore di energia elettrica, sia a quelli che decidono di rimanere con il fornitore tradizionale.

Nel 2008 è stata resa obbligatoria per tutte le imprese di distribuzione del gas, secondo una gradualità temporale, la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e per le imprese allacciate alle reti di distribuzione. L'adozione della telelettura e della telegestione nel settore del gas consentirà all'Autorità di perseguire una serie di obiettivi centrali per i

consumatori quali: il miglioramento del processo di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali; l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura; il miglioramento della qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale, assicurando medesimi livelli funzionali e prestazionali a tutti i clienti finali e favorendo la consapevolezza dei consumi. I nuovi misuratori faciliteranno anche lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas naturale, del mercato regolamentato del gas naturale e del servizio di bilanciamento. Le funzioni innovative che caratterizzeranno i nuovi contatori del gas sono molte: la lettura periodica a distanza dei consumi effettivi; la correzione in temperatura del volume del gas misurato per qualsiasi tipo di contatore; la correzione in pressione del volume del gas misurato per i contatori destinati alla sola clientela non domestica; la possibilità di chiudere a distanza la fornitura dei clienti domestici, per ragioni sia contrattuali sia di sicurezza. Al CIG è stato assegnato il compito di predisporre le norme necessarie allo sviluppo dei progetti, garantendo i necessari requisiti di interoperabilità e standardizzazione. Infine, l'Autorità ha segnalato al Governo e al Parlamento l'esigenza di estendere e armonizzare la normativa sui controlli e gli obblighi di verifica dei misuratori a maggior tutela dei consumatori finali.

---

## Esiti dell'attività di regolazione della qualità del servizio

---

Per quanto riguarda la regolazione della continuità della distribuzione di energia elettrica, dal 2000 al 2009 le interruzioni senza preavviso lunghe sono state ridotte del 58% in durata e del 43% in frequenza. La durata media di interruzione è passata da 192 minuti persi nel 1999 a 58 minuti persi nel 2007. Gli anni 2008 e 2009, caratterizzati da condizioni meteorologiche di eccezionale avversità, hanno visto un incremento della durata complessiva delle interruzioni. Nonostante ciò, la durata delle interruzioni soggette a regolazione incentivante ha raggiunto il minimo storico nel 2009 con 46 minuti persi (Fig. 3.1). L'obiettivo di colmare le rilevanti differenze esistenti tra i livelli di continuità del servizio, in particolare tra le regioni del Nord e quelle del Centro-Sud, è stato centrato per quanto concerne la durata delle interruzioni e mantenuto costante nel periodo in esame (Fig. 3.2). Riguardo al divario con altri Stati membri dell'Unione europea, va rilevato che il quarto *Benchmarking* sulla qualità dei servizi elettrici predisposto dal CEER (*Council of European Energy Regulators*) nel 2008 (*4th Benchmarking report on quality of electricity supply 2008*) ha

evidenziato come l'Italia abbia raggiunto nel 2007, ultimo anno con dati disponibili in relazione alla durata delle interruzioni, un livello di minuti persi tra i più bassi in Europa, migliore di quello di Francia, Regno Unito e Spagna.

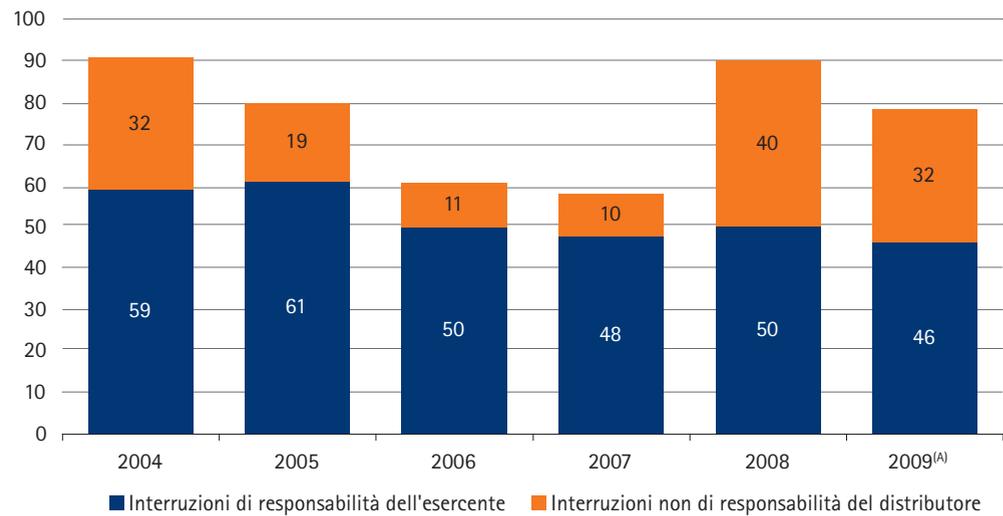
Per conseguire tali risultati, considerando il periodo 2004-2009 l'Autorità ha erogato incentivi agli esercenti, al netto delle penalità, per circa 690 milioni di euro, con un esborso medio per il cliente finale pari a circa 20 € in 6 anni.

Prendendo a riferimento il livello di durata relativo al 2003, pari a 105 minuti persi, l'Autorità ha stimato i costi evitati dai clienti finali alimentati in bassa e media tensione, per effetto del miglioramento, anno dopo anno, della durata delle interruzioni. Tali costi evitati, calcolati sulla base di una indagine effettuata dall'Autorità nel 2003, che ha permesso di stimare il costo delle interruzioni subite dai clienti finali, sono valutabili in via prudenziale, per il periodo 2004-2009, in circa 2,7 miliardi di euro, stima che tiene conto sia del disagio subito dalle famiglie a seguito delle interruzioni, sia del danno economico subito dalle imprese.

FIG. 3.1

**Durata delle interruzioni per cliente BT, anni 2004-2009**

Minuti persi per cliente all'anno (esclusi interventi dei sistemi di difesa e incidenti rilevanti sulla RTN)



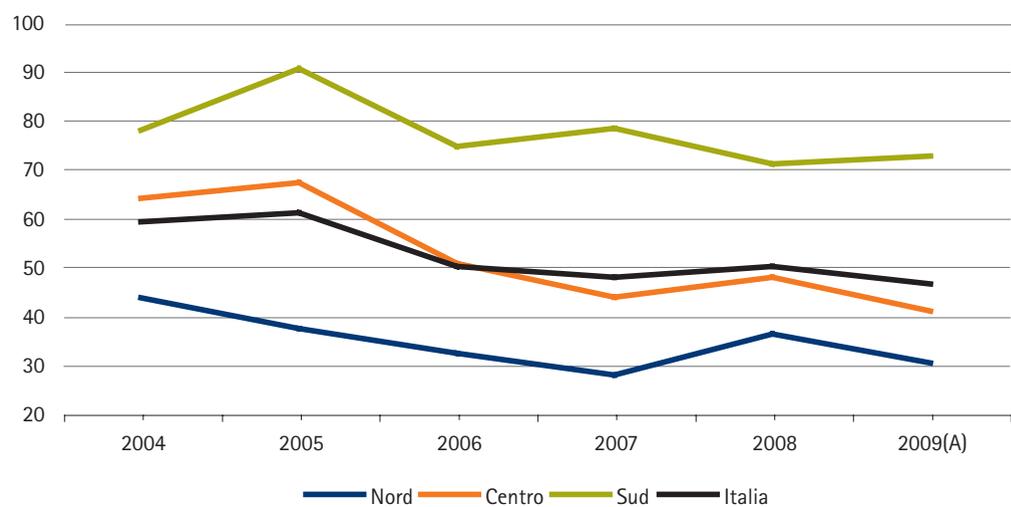
(A) Il dato relativo alle interruzioni di responsabilità dell'esercente è provvisorio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 3.2

**Durata delle interruzioni per cliente BT di responsabilità delle imprese distributrici, anni 2004-2009**

Minuti persi per cliente all'anno (solo le interruzioni di responsabilità dell'esercente)

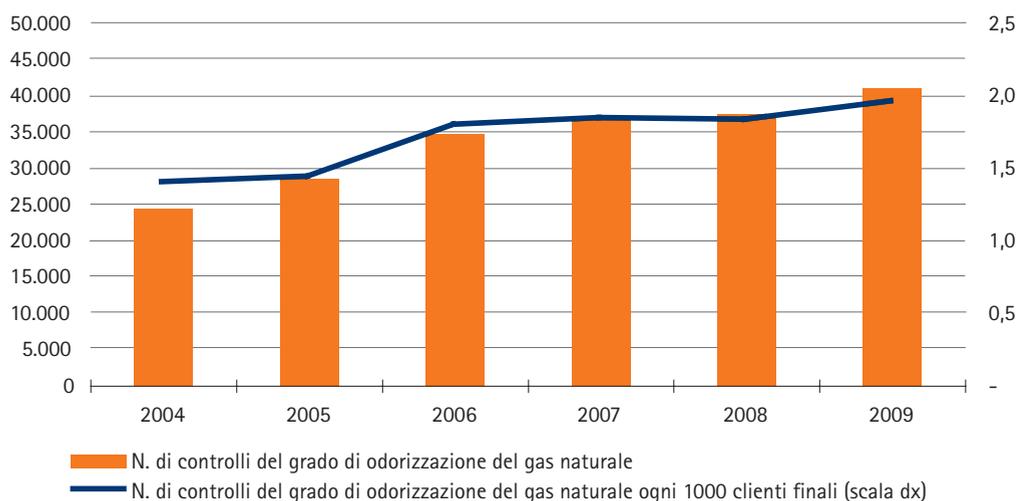


(A) Dato provvisorio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, fra il 2004 e il 2008 la *performance* delle imprese rispetto agli obblighi in materia di sicurezza della distribuzione del gas, di ispezione di rete e di tempo medio effettivo di arrivo in caso di chiamate di pronto intervento, migliora gradualmente sino a raggiungere,

e talvolta superare, le soglie imposte dall'Autorità (vedi il Capitolo 3 del Volume 1). Inoltre, a partire dal 2004 i controlli del grado di odorizzazione del gas (uno degli oggetti di obbligo) da parte delle imprese di distribuzione sono progressivamente aumentati (Fig. 3.3).



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Tale aumento è da ricondurre in massima parte sia alle campagne dei controlli sulla qualità del gas svolte nel settennato già a partire dal 2004 (vedi anche il Capitolo 6 di questo Volume), sia all'avvio, a partire dal 2006, del meccanismo dei recuperi di sicurezza. Quest'ultimo, infatti, premiando un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, ha contribuito a un ulteriore e significativo aumento dei controlli tra il 2005 e il 2006. Gli incentivi, nel periodo 2006-2008, della fase di prima attuazione, solo su base volontaria, del sistema che premia la riduzione delle dispersioni di gas e un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, sono ammontati a 13,2 milioni di euro circa. Anche la regolazione della qualità e della sicurezza gas a valle dei punti di riconsegna ha prodotto significativi effetti positivi nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2009: i distributori di gas hanno effet-

tuato oltre 1,7 milioni di accertamenti per la sicurezza relativi a nuovi impianti. Circa il 96% di essi ha avuto esito positivo, a seguito del riscontro dell'adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge.

Particolarmente importante infine è stata l'attuazione di quanto previsto dalla legge n. 481/95 in merito alla natura automatica degli indennizzi. Dal 2004 al 2009 gli esercenti hanno pagato circa 20 milioni di euro di indennizzi automatici ai clienti finali per mancato rispetto degli standard commerciali nel settore elettrico e 12,5 milioni di euro in quello del gas. Altrettanto significativa è la progressiva diminuzione, a partire dal 2007, dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili alla responsabilità dell'impresa di distribuzione e, conseguentemente, degli indennizzi. Tale diminuzione è il segnale di una miglior organizzazione delle stesse imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività e prontezza.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Casi di mancato rispetto di standard soggetti a rimborso	57.424	64.696	73.868	73.903	30.359	29.381
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	48.305	63.822	73.714	70.712	28.873	26.126
Ammontare effettivamente pagato nell'anno	3,41	4,43	4,07	4,25	2,36	1,77

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.1

**Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale elettrica dal 2004 al 2009**

Numero di casi e di rimborsi; ammontare in milioni di euro

TAV. 3.2

**Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale gas dal 2004 al 2009**

Numero di casi e di rimborsi; ammontare in milioni di euro

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Casi di mancato rispetto di standard soggetti a rimborso	26.173	34.450	33.017	44.605	21.311	15.578
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	19.593	31.331	37.070	44.860	20.689	15.783
Ammontare effettivamente pagato nell'anno	1,17	2,47	3,15	3,23	1,37	1,06

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.



4.

---

# Tutela dei consumatori ed efficienza energetica

---

La promozione e la garanzia di una corretta e diffusa informazione sui servizi energetici, nonché la tutela dei consumatori nell'ambito dei settori dell'energia elettrica e del gas, costituiscono alcune delle più caratterizzanti finalità istituzionali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dall'1 gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas e dall'1 luglio 2007 anche i clienti finali domestici del servizio elettrico (quelli non domestici lo erano già dall'1 luglio 2004) sono divenuti liberi di scegliere il proprio fornitore.

La completa liberalizzazione del mercato ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, pure per consentire al consumatore scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali proposte sul mercato.

Anche alla luce della diffusione di offerte di fornitura integrate di energia elettrica e gas (cd. *dual fuel*), l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di armonizzare e omogeneizzare la regolazione della tutela dei consumatori quanto più possibile tra i due

settori, pur nell'esigenza di tenere conto delle differenze strutturali che li caratterizzano.

Pertanto, la regolazione volta a rafforzare la tutela del consumatore nei sette anni appena trascorsi ha seguito tre principali direttrici:

- il rafforzamento dei servizi di informazione dedicati al consumatore di energia, per consentire un effettivo esercizio della libertà di scelta del fornitore nella piena consapevolezza dei propri diritti;
- la garanzia, anche in collaborazione e con il supporto di altre istituzioni, di una risposta efficiente ed efficace al crescente numero di reclami e della risoluzione stragiudiziale del contenzioso;
- l'adeguamento della regolazione delle tutele pre-contrattuali e contrattuali alle nuove esigenze, in modo armonizzato tra i due settori regolati.

---

## Iniziative per l'informazione ai consumatori sui servizi energetici

---

La completa apertura dei mercati, terminata nel 2007, ha comportato una maggiore richiesta di informazioni, da parte dei consumatori, in particolare domestici e piccole imprese, sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne a pieno le opportunità. Le linee di azione seguite dall'Autorità in questo contesto sono state: la revisione delle misure per garantire la comprensibilità e la trasparenza delle bollette; l'avvio di un *call center* dedicato ai consumatori finali, in collaborazione con altre istituzioni; la predisposizione di strumenti (*on line*, digitali e cartacei) volti a rafforzare la capacità di scelta del consumatore e la conoscenza dei propri diritti.

La bolletta costituisce il fondamentale canale di comunicazione tra clienti e aziende fornitrici ed è il principale strumento di verifica dei dati sulla fornitura, quali la spesa e i consumi; l'Autorità aveva infatti, sin dal 1999, disposto misure volte a favorire la trasparenza delle bollette, contemperando le esigenze di semplificazione con la completezza delle informazioni. Nel 2009 l'Autorità ha emanato una direttiva per l'armonizzazione e la semplificazione delle bollette di energia elettrica e gas. La nuova bolletta garantisce un contenuto informativo maggiormente rispondente alle nuove esigenze, particolarmente utile ai consumatori sia per conoscere l'andamento effettivo dei propri consumi, sia per meglio valutare offerte alternative, stante anche la diffusione di offerte di contratti di fornitura congiunta elettricità e gas (contratti c.d. *dual fuel*). È pertanto garantita, ai clienti di entrambi i settori energetici, la ricezione di una bolletta composta da un quadro sintetico (contenente le principali informazioni sui consumi e sugli importi dovuti) e da un quadro di dettaglio, che dà conto della spesa per i consumi, distinguendo tra le varie voci relative ai servizi di vendita liberalizzati e ai servizi di rete tariffati. Nella bolletta sono contenute altresì informazioni che riguardano le istruzioni per inoltrare un reclamo e le procedure in caso di mancato o tardivo pagamento della bollet-

ta. Infine, bollette più trasparenti permettono anche di favorire i controlli, in esito a indagini e verifiche ispettive svolte dall'Autorità a tutela del consumatore, mirate a verificare la correttezza della misurazione dei consumi e della fatturazione (per esempio gli interventi in materia di coefficienti di correzione dei volumi, per cui si rinvia al Capitolo 6 del Volume 2).

In vista dell'applicazione obbligatoria, a partire da luglio 2010 per i clienti domestici in maggior tutela dotati di misuratore elettronico teleletto, dei prezzi differenziati per fasce orarie (vedi il Capitolo 2 di questo Volume), oltre alla promozione di campagne informative dedicate, l'Autorità ha posto in capo ai venditori precisi obblighi informativi. Questi devono essere assolti attraverso l'inserimento, nei documenti di fatturazione per i sei mesi precedenti l'applicazione dei prezzi biorari, di avvisi relativi ai consumi del cliente distribuiti per fasce, nonché a informazioni dettagliate sulla struttura delle fasce orarie stesse e sulle strategie di consumo mirate al risparmio. L'obiettivo perseguito è stato quello di fornire ai clienti maggiori informazioni, sia sulla effettiva conoscenza delle proprie abitudini attuali di consumo, sia sulle opportunità di poterle rimodulare in modo tale da ottimizzare i vantaggi derivanti dai nuovi prezzi biorari, con risparmio tanto dei singoli quanto del sistema elettrico nel suo complesso.

Come ampiamente atteso, la completa liberalizzazione dei mercati ha generato una crescita esponenziale delle richieste di informazioni da parte dei cittadini-consumatori. In previsione di tale aumento, nel 2007 l'Autorità ha istituito, presso la società Acquirente unico, un *call center* in grado di fornire, a partire dall'1 luglio 2007 – data dell'apertura totale del mercato dell'energia elettrica – informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia. A partire da ottobre 2007, il *call center* è stato adeguato per poter rispondere anche alle informazioni relative alla liberalizzazione del settore del gas e

successivamente ai bonus elettrico e gas (Regolazione tariffaria). Con tale strumento, attualmente confluito nella nuova struttura più oltre illustrata, lo Sportello per il consumatore di energia, l'Autorità ha messo a disposizione dei consumatori un facile accesso a tutte le informazioni relative non solo a entrambi i mercati liberalizzati dell'energia, ma più in generale a tutti gli aspetti dei servizi energetici di interesse dei consumatori, garantendo a questi ultimi la reale possibilità di avere completa consapevolezza sia delle regole di svolgimento dei servizi, sia dei propri diritti.

L'effettivo esercizio della libertà di scelta del proprio fornitore, oltre a un'informativa completa delle opportunità, presuppone anche la capacità di poter confrontare le offerte presenti sul mercato, nonché la conoscenza dei propri diritti e tutele.

In linea con quanto realizzato anche in altri Paesi europei, l'Autorità ha sfruttato la disponibilità delle tecnologie web per la diffusione capillare e di rapida reperibilità delle informazioni. Sin dal 2004 sono state pubblicate, e tenute costantemente aggiornate, sul sito dell'Autorità, delle schede informative miranti a illustrare e a chiarire alcuni dei principali aspetti del rapporto con il fornitore (tariffe e prezzi, qualità del servizio,

documenti di fatturazione). A partire dal mese di aprile 2009, l'Autorità ha sviluppato le funzionalità del proprio sito Internet, mettendo a disposizione dei clienti domestici un motore di ricerca *on line*, chiamato "Trova offerte", per la ricerca e il confronto delle offerte commerciali delle imprese di vendita. Inizialmente il Trova offerte è stato limitato alla comparazione delle offerte commerciali di energia elettrica per i clienti domestici e successivamente è stato ampliato anche alle offerte di gas, incluse le offerte integrate *dual fuel*, sempre per il mercato domestico.

Nel febbraio 2010, l'Autorità ha anche pubblicato e diffuso, in formato sia digitale sia cartaceo, *l'Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*. *L'Atlante* intende essere uno strumento, caratterizzato da costante aggiornamento e di agevole consultazione, tramite il quale il consumatore domestico può conoscere e verificare, in modo sistematico sui diversi aspetti del servizio che lo interessano in una determinata circostanza, quali regole abbia previsto l'Autorità per tutelarlo e quali diritti egli possa far valere. *L'Atlante* vuole anche essere uno strumento utile alle associazioni dei consumatori, per poter fornire indicazioni ai cittadini sulle diverse forme di tutela definite dall'Autorità.

---

## Gestione dei reclami, del contenzioso e rapporti con le associazioni dei consumatori

---

L'esperienza di altri Paesi europei ha dimostrato che la completa apertura dei mercati al dettaglio dell'energia comporta insieme con una maggiore richiesta di informazioni, anche un significativo incremento del flusso di reclami tra clienti finali e fornitori del servizio. Tale aumento ha riguardato anche

le comunicazioni che pervengono all'Autorità dai clienti che non riescono a ottenere una risposta soddisfacente dal proprio fornitore.

Nel periodo in esame (2004-2010) il numero di comunicazioni pervenute da clienti all'Autorità (reclami, istanze e segnalazio-

ni) è aumentato di oltre 16 volte: si è passati da 1.006 comunicazioni dei clienti nel periodo 1 maggio 2003 – 30 aprile 2004, a 16.971 comunicazioni nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010, per un totale di 21.377 comunicazioni negli ultimi sette anni.

A fronte di tale dinamica crescente, l'Autorità, ferma restando la titolarità del compito di valutazione dei reclami e delle segnalazioni dei clienti finali, dopo l'avvio del citato servizio di *call center* presso l'Acquirente unico, ha stabilito di avvalersi prima della Cassa conguglio per il settore elettrico e successivamente, in base alle disposizioni della legge 23 luglio 2009, n. 99, dell'Acquirente unico stesso, per gestire i reclami attraverso un'unica struttura: lo Sportello per il consumatore di energia.

Nel 2009 è stato approvato un nuovo Protocollo d'intesa tra l'Autorità e il Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), che rinnova e amplia il Protocollo di intesa sottoscritto nell'ottobre 2001 per tenere conto in particolare dell'avvenuta liberalizzazione dei mercati elettrici e del gas e della recente sistematizzazione delle norme generali di legge a tutela dei consumatori (Codice del consumo). Il nuovo Protocollo di intesa, oltre a confermare gli obiettivi di formazione del personale delle associazioni dei consumatori attraverso attività di aggiornamento periodico, ha mirato a potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie.

Nel periodo compreso tra il 2004 e il 2009 sono stati realizzati 22 progetti di formazione rivolti alle associazioni dei consumatori con lo scopo di qualificare gli operatori delle associazioni medesime e di renderli sempre più capaci di fornire adeguate risposte alle richieste di informazioni e assistenza dei consumatori. A tal fine sono stati utilizzati tre differenti strumenti formativi: seminari residenziali, realizzati dal personale degli Uffici dell'Autorità e rivolti ai rappresentanti nazionali delle associazioni dei consumatori; seminari residenziali, realizzati direttamente dalle associazioni interessate e rivolti ai rappresentanti locali delle stesse, mediante la selezione e il finanziamento di progetti da parte dell'Autorità; corsi di formazione a distanza basati sulla metodologia *e-learning*.

Le associazioni hanno altresì svolto, per conto dell'Autorità, un'indagine sulla qualità dei servizi telefonici delle imprese fornitrici e delle risposte alle domande dei consumatori riguar-

do alle questioni più importanti. I risultati dell'indagine hanno fornito indicazioni utili sulle criticità della situazione dei servizi telefonici commerciali, evidenziando le principali aree verso cui indirizzare il miglioramento del servizio erogato. Tali indicazioni sono state prese in considerazione dall'Autorità e, unitamente a quanto emerso dall'esame dei reclami e delle istanze delle associazioni rappresentative delle imprese di vendita dell'energia elettrica e del gas e quelle dei consumatori, hanno fornito utili input per l'elaborazione della regolazione sulla qualità dei *call center* delle società di vendita, illustrata nel Capitolo 3 di questo Volume.

La collaborazione con il CNCU si è poi ulteriormente rafforzata nel 2007, allorché l'Autorità ha approvato il finanziamento per la promozione delle procedure di conciliazione destinate a risolvere eventuali controversie tra imprese e clienti finali, stanziando allo scopo 300.000 € per il biennio 2007-2008 da utilizzare per la formazione del personale (c.d. "conciliatori") delle associazioni dei consumatori aderenti al CNCU. Sono stati poi realizzati 40 corsi di formazione in otto tra le più importanti città sul territorio nazionale, con un apporto formativo e interventi di carattere didattico da parte dell'Autorità stessa. Il sostegno, anche economico, alle attività di formazione e aggiornamento del personale designato dalle associazioni dei consumatori per l'implementazione e la diffusione di procedure conciliative nei settori regolati è continuo. L'Autorità ritiene che le iniziative sulla conciliazione paritetica abbiano contribuito a un miglioramento della qualità dei servizi resi ai consumatori, attraverso una rapida risoluzione delle controversie e una più approfondita conoscenza dei motivi sottostanti le controversie stesse.

In tale ottica sono stati proposti dall'Autorità, e già approvati dal Ministero dello sviluppo economico, progetti di conciliazione stragiudiziale, progetti di qualificazione degli sportelli delle associazioni e progetti di divulgazione territoriale, finalizzati a promuovere rispettivamente: la diffusione di procedure stragiudiziali di soluzione delle controversie tra clienti finali dei servizi elettrico e gas e imprese di vendita; la qualificazione degli sportelli territoriali delle associazioni di consumatori; la divulgazione territoriale presso i consumatori sia delle tematiche sottostanti le opportunità connesse con la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, nonché con la tutela degli utenti, sia di informazioni puntuali sulle tariffe sociali e sull'introduzione dei prezzi biorari.

## Tutela pre-contrattuale dei consumatori

Numerosi sono stati i provvedimenti adottati per assicurare ai consumatori adeguati livelli di tutela nella fase pre-contrattuale e in ogni fase del rapporto contrattuale, in particolare per quanto riguarda: la trasparenza nella gestione delle offerte commerciali, il diritto di recesso, la rateizzazione delle fatture e la disciplina della morosità.

Fra il 2004 e il 2006, l'Autorità ha approvato i Codici di condotta commerciale per la vendita rispettivamente di gas e di energia elettrica, cui devono attenersi tutti i venditori del mercato liberalizzato nel presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni. I Codici impongono ai venditori precisi obblighi per le modalità di presentazione delle offerte e per la confrontabilità dei prezzi, tutelando quindi i consumatori nella delicata fase pre-contrattuale e facendo quindi sì che gli stessi possano avvantaggiarsi del mercato e scegliere tra diverse offerte in modo consapevole e informato. Inoltre, definiscono anche alcuni contenuti minimi che i contratti devono contenere (tra i quali, in particolare, la disciplina della variazione delle condizioni contrattuali da parte dell'esercente), nonché il diritto di ripensamento da parte del cliente finale. Nel 2007, a integrazione della tutela delle relazioni pre-contrattuali fra fornitori e consumatori, l'Autorità ha approvato una Scheda di riepilogo dei corrispettivi relativi all'offerta di energia elettrica che i venditori sono tenuti a utilizzare nel presentare le proprie offerte. La Scheda è volta a garantire la trasparenza delle condizioni economiche prospettate al cliente mediante l'elenco completo dei corrispettivi previsti in seguito alla stipula del contratto, nonché a fornire un ausilio per il confronto delle offerte ricevute da diversi esercenti, anche alla luce delle proprie caratteristiche di consumo. Sono state avviate le procedure di consultazione per la definizione di un Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori con l'estensione anche al settore gas della Scheda di riepilogo dei corrispettivi, al fine di garantire in entrambi i campi pari livelli di informazione e tutela a favore dei consumatori. Il Codice di condotta integrato dovrebbe

essere emanato, a seguito del processo di consultazione, nel corso del 2010.

Per garantire il dispiegarsi degli effetti della liberalizzazione e favorire la libera scelta del fornitore è necessario che le regole di recesso siano trasparenti e adeguate. In tal senso l'Autorità ha definito nel 2007 appropriate modalità di esercizio del diritto di recesso, dettando un quadro regolatorio uniforme per i due settori, che garantisce anche il coordinamento con le procedure di *switching*. È stata così rafforzata la tutela dei consumatori che intendono avvalersi delle opportunità derivanti dal cambiamento di fornitore, con il risultato di favorire la mobilità dei clienti e di agevolare l'efficienza del sistema, nonché la capacità concorrenziale dei vari operatori. Sempre per garantire la trasparenza e prevenire comportamenti distortivi legati al nuovo assetto della vendita dell'energia elettrica, con la pluralità di soggetti in esso operanti, a ulteriore tutela dei consumatori, l'Autorità ha prescritto che, qualora un unico soggetto svolga in forma integrata i servizi di maggior tutela e di vendita ai clienti del mercato libero, i punti di contatto con la clientela consentano di separare le funzioni dedicate al servizio di maggior tutela da quelle riservate al mercato libero, in modo tale che questi siano immediatamente identificabili dal cliente. Inoltre, qualora venga utilizzato un unico marchio per la gestione dei contratti del mercato libero e del servizio di maggior tutela, in ogni documento (contratti, bollette e corrispondenza con i clienti finali) occorre riportare, nella immediata prossimità del marchio e con la dovuta evidenza, l'indicazione del servizio o dell'attività per cui il documento o l'informazione viene fornito.

Per quanto riguarda la tutela post-contrattuale, nel 2006 sono state introdotte nuove regole in materia di rateizzazione dei pagamenti per i consumi di energia elettrica – individuando in particolare un numero minimo di rate ed esplicitandone la periodicità di pagamento – al fine di ridurre il disagio dei clienti finali più deboli dinanzi a un aumento delle casistiche di conguagli particolarmente onerosi e imprevisi, conseguenti a

ripetute mancate letture dei misuratori o a modifiche della periodicità di fatturazione.

Nel gennaio 2008 è stata poi modificata la disciplina della costituzione in mora dei clienti finali di energia elettrica, legando tale situazione non più alla mera scadenza della bolletta, bensì all'avvenuta comunicazione scritta tramite invio di raccomandata e prevedendo altresì un termine minimo di 5 giorni per il pagamento, decorrenti dall'avvenuto avviso postale o dall'avvenuta consegna al cliente finale della raccomandata; sono stati inoltre rivisti i casi in cui la richiesta di sospensione della fornitura non può comunque essere presentata all'impresa distributrice da parte del venditore. Sempre in materia di morosità, nel 2009, sono state adeguate alcune disposizioni contrattuali riguardanti il servizio di maggior

tutela che prevedono, limitatamente ai clienti che chiedono il rientro in servizio dopo un periodo di morosità (peraltro determinata in base a precisi requisiti), che l'attivazione della nuova fornitura sia subordinata al pagamento dei debiti pregressi e a un importo del deposito cauzionale raddoppiato (la maggiorazione peraltro viene restituita dopo 12 mesi dal rientro se il cliente non torna in condizione di morosità). L'obiettivo che si è prefissata l'Autorità è stato quello di evitare che, la corretta compensazione dei disagi subiti dai venditori e derivanti dalla repentina crescita delle situazioni di morosità con la liberalizzazione, si riversasse sulla generalità dei clienti, nonché di rafforzare, al contempo, la tutela specifica dei clienti in situazione di disagio derivante anche dalla contingente crisi economica.

---

## Valutazione dell'efficacia della tutela dei consumatori nel settennato

---

L'efficacia degli interventi volti a rafforzare le informazioni fornite ai consumatori (bolletta trasparente, Sportello per il consumatore di energia, Trova offerte e *Atlante dei diritti del consumatore di energia*), complementari alle campagne informative promosse per i principali interventi, risulta con evidenza:

- dai dati sul volume di richieste di informazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia: da 69.700 chiamate arrivate nel periodo aprile 2008 – aprile 2009 a 417.000 nel periodo aprile 2009 – marzo 2010;
- dalla distribuzione dei picchi di richieste di informazioni che hanno coinciso con i periodi delle campagne di informazione promosse per il bonus elettrico e quello gas;
- dagli ottimi risultati del *call center* dello Sportello per il consumatore di energia, conseguiti nel 2009 (accessibilità

del servizio: 99,6% rispetto allo standard richiesto di 90%; tempo medio di attesa: 128" rispetto al livello standard richiesto di 240"; livello di servizio: 87% rispetto allo standard richiesto di 80%), e dai risultati della *customer satisfaction* promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica (servizio buono 78%; servizio sufficiente 14,4%; servizio insufficiente 6,7%);

- dal numero crescente di visite ai servizi informativi disponibili sul sito dell'Autorità, in particolare al sistema *on line* Trova offerte che ha raggiunto, in un anno di funzionamento, il traguardo di 445.000 accessi, con una media di oltre 1.000 accessi al giorno.

L'avalimento di istituzioni esterne (la Cassa conguglio per il settore elettrico prima, l'Acquirente unico poi) per la gestione

delle fasi preliminari di valutazione dei reclami, nonché i Protocolli d'intesa con il CNCU e le specifiche attività di formazione rivolte alle associazioni dei consumatori hanno consentito di assicurare una immediata risposta all'enorme aggravio derivante dal repentino aumento di segnalazioni e di richieste di informazione oltre che di reclami, in seguito all'avvio della completa liberalizzazione del settore elettrico. Ciò ha consentito all'Autorità di concentrare il proprio organico, definito per legge, sulla valutazione dei reclami più complessi, sul-

l'avvio dei procedimenti conseguenti alle segnalazioni (al fine di far cessare comportamenti lesivi dei diritti dei consumatori) e sull'affinamento del quadro regolatorio.

La regolazione contrattuale e pre-contrattuale, messa a punto dall'Autorità nel settennato, si è prefissata l'obiettivo di tutelare meglio il consumatore nel mutato contesto di mercato, nonché di fornirgli tutti gli strumenti per poter agevolmente esercitare la propria libertà di scelta del fornitore, senza venir meno a specifiche tutele per le fasce economicamente più deboli.

---

## Regolazione del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

---

La promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è unanimemente indicata come una componente chiave di ogni politica ambientale (*in primis* riduzione delle emissioni di gas serra), energetica (riduzione della dipendenza dall'estero e aumento della sicurezza del sistema) e sociale (riduzione della bolletta a parità di servizio energetico reso). Lo sviluppo del settore dei prodotti e dei servizi energetici è inoltre in grado di contribuire all'aumento della competitività del sistema Paese e all'occupazione. La promozione dell'efficienza energetica ha assunto infine, occorre sottolinearlo, una rilevanza sempre maggiore anche alla luce degli impegni presi dal nostro Paese in relazione agli obblighi del "pacchetto clima" o "pacchetto 20-20-20".

In questo quadro si inseriscono le disposizioni dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e dell'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in materia di introduzione dell'obbligo, tra quelli connessi con il servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, di perseguire, rispettivamente, l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, secondo target quantitativi e modalità da definirsi in successivi decreti ministeriali.

A queste previsioni normative è stata data una prima attuazione con i decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del Ministro dell'ambiente 24 aprile 2001. Tali decreti, successivamente sostituiti e integrati dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, oltre a definire gli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo alle imprese di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale, hanno introdotto il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), affidando all'Autorità il compito di:

- definirne la regolazione tecnica ed economica attuativa;
- gestire l'attuazione di tale regolazione;
- monitorarne e diffonderne i risultati conseguiti;
- formulare proposte per migliorare l'efficacia dello strumento.

Il meccanismo dei TEE (o certificati bianchi) è stato il primo esempio a livello internazionale di applicazione di uno strumento di mercato per la promozione dell'efficienza energetica

negli usi finali. Successivamente all'avvio in Italia, e in coerenza con molte delle scelte normative e di regolazione effettuate nel nostro Paese, un sistema analogo è stato introdotto in Francia e in Polonia ed è in discussione in altri Paesi membri. Lo scambio bilaterale di certificati bianchi è stato integrato nel preesistente sistema inglese, e la Commissione europea ha inserito lo strumento nell'ambito della Direttiva 2006/32/CE in materia di promozione dei servizi energetici.

Nel disegnarne la regolazione attuativa, l'Autorità si è posta come obiettivo quello di coniugare diverse finalità:

- garantire semplicità e trasparenza dei criteri e delle procedure;
- garantire certezza e affidabilità agli operatori;
- promuovere l'efficienza e l'innovazione tecnologica;
- favorire lo sviluppo del mercato dei TEE;
- tutelare gli interessi dei consumatori finali;
- tutelare lo sviluppo della concorrenza in tutti i settori interessati.

Il processo di definizione della regolazione attuativa è stato avviato nel 2001 e ha prodotto un primo documento per la consultazione nell'aprile 2002.

Una delle principali criticità regolatorie è stata la definizione di metodi per la quantificazione del risparmio energetico conseguito attraverso ciascuna delle tipologie di intervento ammesse a beneficiare del rilascio dei TEE (ossia di tutti gli interventi sugli usi finali, più la diffusione di impianti fotovoltaici di piccola dimensione). A valle della consultazione, e sentite le Regioni e le Province autonome, l'Autorità ha approvato le *Linee guida* per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di incremento dell'efficienza energetica. Tale provvedimento ha conciliato il rispetto della previsione di una "valutazione consuntiva" dei progetti di risparmio energetico, contenuta nei decreti ministeriali, con l'obiettivo di agevolare l'attuazione del sistema attraverso un sensibile contenimento degli oneri di rendicontazione in capo agli operatori e di quelli di verifica in capo all'Autorità (salvo controlli a campione più approfonditi). Questo doppio obiettivo è stato conseguito introducendo la possibilità di valutare i risparmi energetici conseguiti dai progetti con metodi molto semplificati, sviluppati dall'Autorità attraverso approfondite analisi tecnologiche, normative e di mercato, proposti alla consultazione e succes-

sivamente approvati con apposite delibere, tenuto conto dei commenti ricevuti.

Nel corso degli anni, sono state approvate 28 metodologie semplificate (c.d. "schede tecniche"), con un'efficace copertura di tutti i principali settori applicativi: sistema edilizio (isolamenti, vetrate, solare termico e fotovoltaico); apparecchi domestici (elettrodomestici, condizionatori, caldaie, scaldacqua, pompe di calore, dispositivi per il risparmio idrico e dispositivi anti *stand by*); impiantistica industriale (motori, inverter, decompressione del gas); illuminazione privata e pubblica (lampade SAP e LED, regolatori); sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento. Le metodologie approvate (altre sono allo studio) garantiscono il riconoscimento dei risparmi energetici (e dell'incentivo connesso con il rilascio di TEE) solo agli interventi di diffusione di tecnologie caratterizzati da livelli di efficienza energetica superiori non solo a quelli obbligatoriamente previsti dalla normativa, ma anche a quelli che caratterizzano le tecnologie già diffuse nel mercato. A tale scopo, le schede tecniche vengono aggiornate periodicamente dall'Autorità, previa consultazione e in coerenza con il principio della tutela dell'affidamento degli operatori.

Con le *Linee guida*, inoltre, l'Autorità ha introdotto il c.d. *banking*, ossia la possibilità di utilizzare i TEE per il conseguimento degli obiettivi lungo tutto l'arco di applicazione del meccanismo (allora: 2005-2009) invece che solo durante l'anno di emissione, in modo da consentire una maggiore flessibilità nelle scelte degli operatori e da limitare la volatilità dei prezzi di scambio dei TEE. La validità di tale scelta ha portato i competenti ministeri a estendere il *banking* al successivo periodo di applicazione del meccanismo (2010-2012), definito dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Il sistema è sostenuto anche da un contributo tariffario erogato ai distributori obbligati a fronte del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico. L'Autorità ha inoltre stabilito, nel 2004 e nel 2008, l'importo del contributo tariffario unitario e il suo meccanismo di aggiornamento annuale. Tale meccanismo è stato definito in modo da temperare l'esigenza di fornire uno stimolo economico alla diffusione di prodotti e servizi di efficienza energetica, con quella di garantire che l'impatto sulle tariffe pagate dai consumatori di elettricità e gas naturale fosse sempre significativamente inferiore ai benefici conseguiti. Per favorire lo sviluppo del mercato dei TEE e, dunque, per sfruttare l'efficienza economica dello strumento

(ossia la sua capacità di selezionare gli interventi con il miglior rapporto costo/risparmi energetici conseguiti), l'Autorità ha esteso l'applicazione del contributo, oltre che ai progetti sviluppati autonomamente dai distributori, anche ai TEE che i distributori obbligati scelgono di acquistare da società di servizi energetici (e, più recentemente, dai grandi consumatori con *energy manager*).

Le regole per lo scambio dei TEE sono state approvate dall'Autorità, su proposta del Gestore dei mercati energetici (GME), e sono orientate a promuovere la liquidità del mercato, nonché a garantire il buon fine delle transazioni. L'Autorità ha introdotto l'obbligo di registrazione dei prezzi anche per i contratti bilaterali, con l'obiettivo di aumentare la trasparenza del sistema a vantaggio di tutti gli operatori e in considerazione dell'importanza dei segnali di prezzo pure ai fini del monitoraggio e della regolazione del sistema (definizione del contributo tariffario e delle sanzioni per inadempimento degli obblighi).

Con lo stesso provvedimento è stato introdotto l'obbligo di registrazione dei contratti bilaterali stipulati dai distributori obbligati, il cui contenuto viene monitorato dagli Uffici dell'Autorità attraverso un apposito Osservatorio.

Proprio l'attento monitoraggio del funzionamento del sistema ha consentito all'Autorità di individuare alcune criticità che rischiavano di comprometterne l'efficacia (*in primis* la significativa riduzione dei prezzi di scambio dei TEE e, dunque, dell'incentivo allo sviluppo di nuovi progetti). Tali criticità sono state oggetto di segnalazioni ai competenti organi di Governo (*Primo e Secondo Rapporto Annuale e Segnalazione* del dicembre 2007) unitamente ad alcune proposte di interventi normativi e regolatori orientati a risolverle. Il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha recepito molte di tali proposte e, insieme ad alcuni provvedimenti di regolazione, ha ristabilito l'equilibrio del sistema e consentito di migliorare l'efficacia di alcune sue parti, oltre che di prorogarne la durata fino all'anno 2012 incluso.

---

## Gestione e monitoraggio del meccanismo dei TEE

---

L'obiettivo di facilitare, attraverso la semplificazione, il funzionamento del meccanismo, per sua natura complesso, è stato perseguito dall'Autorità anche con lo sviluppo di un sistema informatizzato *on line* in grado di ottimizzare sia le procedure di trasmissione da parte degli operatori, sia quelle di valutazione e gestione da parte dell'Autorità in merito a: richieste di accreditamento dei soggetti ammessi al meccanismo; proposte di progetto; richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti; dati per l'identificazione dei distributori obbligati in ogni anno, per la ripartizione tra di essi dell'obiettivo nazionale e per la verifica di conseguimento degli obiettivi annuali; trasmissione di informazioni sui contratti bilaterali.

Il sistema, inoltre: consente l'interazione con l'ENEA, di cui

l'Autorità si avvale dal 2006 a supporto della valutazione dei progetti; dialoga con la piattaforma informatica predisposta dal GME, consentendo la trasmissione telematica delle autorizzazioni dell'Autorità all'emissione dei TEE e al loro annullamento; supporta il monitoraggio complessivo del sistema anche per l'elaborazione dei *Rapporti Annuali* e dei *Rapporti statistici intermedi* che l'Autorità predispone e pubblica sul proprio sito Internet.

Nei quattro *Rapporti Annuali* pubblicati nel periodo 2003-2010 viene descritta l'evoluzione della normativa e della regolazione di riferimento; sono illustrati nel dettaglio i risultati conseguiti dal sistema e le dinamiche osservate (risparmi energetici certificati, tipologie di progetti realizzati e di operatori attivi, andamento delle contrattazioni e dei prezzi di scambio); sono

evidenziati i margini di miglioramento, le eventuali criticità e gli interventi normativi e di regolazione che possono contribuire a risolverle. I tre *Rapporti statistici* pubblicati a partire dall'anno 2008 illustrano i dati di dettaglio del sistema per ciascuna regione.

In aggiunta alla valutazione dei singoli progetti presentati

dagli operatori, l'Autorità ha svolto una crescente attività di controllo a campione orientata a verificare che tali progetti siano stati effettivamente realizzati in conformità con quanto dichiarato e con la normativa di riferimento. I controlli sono stati svolti avvalendosi anche della collaborazione della Guardia di Finanza e dell'ENEA.

---

## Risultati conseguiti in tema di efficienza energetica

---

Dall'avvio del meccanismo (gennaio 2005) all'1 aprile 2010, l'Autorità ha certificato risparmi energetici pari a circa 6,3 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), con un'accelerazione registrata in particolare negli ultimi due anni. Complessivamente sono state valutate 450 proposte di progetto e 3.600 richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici, relative a oltre 5.600 interventi.

Su base annua, i risparmi energetici realizzati hanno consentito di evitare l'emissione in atmosfera di circa 3,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>/anno, di azzerare l'equivalente dei consumi di una città di 1,75 milioni di abitanti e di evitare la produzione di una centrale termoelettrica da oltre 750 MW.

Gli obiettivi annuali fissati dal legislatore sono sempre stati conseguiti ed è in costante crescita il numero (oltre 250) di soggetti che partecipano al meccanismo sviluppando interventi presso i consumatori finali.

Il sistema ha dimostrato di funzionare efficacemente anche in termini di rapporto costi/benefici: a fronte di incentivi per circa 317 milioni di euro erogati dall'Autorità nei primi quattro anni d'obbligo, il costo energetico evitato nel medesimo periodo dai consumatori domestici, presso i quali è stata realizzata la maggior parte degli interventi, si può conservativamente stimare dalle sei alle quindici volte superiore (per ogni

unità di energia risparmiata). A fronte di un costo medio annuo per famiglia gradualmente cresciuto da 0,3 € nel 2005 a circa 3,7 € nel 2009, i benefici diretti ottenibili da chi partecipa a un progetto di efficienza energetica sono almeno di due ordini di grandezza superiori.

Al beneficio diretto correlato alla spesa energetica evitata, si aggiungono i benefici di sistema richiamati più sopra (ambientali, di sicurezza del sistema, di sviluppo della competitività e dell'occupazione). Alcuni di questi possono venire quantificati facendo riferimento ai costi associati al conseguimento degli obiettivi obbligatori del "pacchetto 20-20-20", riferiti alla riduzione delle emissioni di gas di serra e allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Infatti, per ogni tep non consumata, si evitano emissioni di gas serra e, riducendosi i consumi interni finali, si diminuisce il parametro in base al quale viene calcolato il fabbisogno di energia prodotta da fonti rinnovabili.

In questo quadro, a fronte dell'emissione di un TEE, per il quale è stato fino a oggi riconosciuto un contributo tariffario compreso tra 89 e 100 €, il Paese beneficia di un risparmio economico di entità compresa tra 118 e 587 € che rappresenta un significativo contributo in relazione al raggiungimento degli obiettivi fissati dal "pacchetto clima" dell'Unione europea.



5.

---

# Ricerca di sistema elettrico

---

Con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che ha avviato il processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, il legislatore, al fine di impedire la dispersione delle competenze e delle risorse tecnico-scientifiche sviluppate nel periodo antecedente la liberalizzazione, ha stabilito che i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico fossero inclusi tra gli oneri generali del sistema, e quindi posti a carico dell'utente elettrico. Con il successivo decreto interministeriale 26 gennaio 2000, tali oneri sono stati meglio individuati e si è stabilito che le attività di ricerca di sistema fossero

finanziate da un fondo alimentato da una specifica componente della tariffa elettrica, il cui ammontare viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

A partire dal 2000 e fino al 2005, le risorse del fondo sono state transitoriamente assegnate al Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI), consolidata realtà in grado di svolgere attività di ricerca, anche di natura applicativa, finalizzata all'innovazione del sistema elettrico, con l'obiettivo di migliorarne l'economicità, la sicurezza e la compatibilità ambientale. All'Autorità sono stati assegnati compiti di primo piano: fissare le modalità di presentazione dei progetti di ricerca predisposti dal CESI e definire i criteri da adottare per la verifica dei progetti medesimi.

TAV. 5.1

**Progetti finanziati dal Fondo per la ricerca di sistema elettrico nel periodo 2003–2005**

PROGETTO	ARGOMENTO
DISSEMINA	Diffusione e trasferimento dei risultati della Ricerca di sistema.
ECORET	Effetti del controllo dei carichi sullo sviluppo delle reti BT e MT.
EXTRA	Sviluppi del mercato liberalizzato dell'energia elettrica in Italia e sua integrazione nel mercato elettrico europeo.
GAME	Generazione elettrica e ambiente nelle aree metropolitane – Prospettive di sviluppo della cogenerazione.
GEN 21	Una generazione sostenibile di energia elettrica per il XXI secolo.
GENDIS 21	La generazione distribuita per il miglioramento della qualità del servizio elettrico e dell'ambiente.
LIMSAT	Applicazioni di limitatori di corrente SAT (superconduttori ad alta temperatura).
MATEALT	Materiali alternativi per componenti elettrici di trasmissione e di distribuzione.
NORME	Sviluppo di norme a sostegno delle esigenze del sistema elettrico nazionale.
RETE 21	Sviluppo ed esercizio della rete elettrica italiana nel XXI secolo.
SCENARI	Scenari evolutivi nel medio-lungo termine del sistema elettrico italiano.
SENNA	Sensoristica innovativa e nanomateriali per il sistema elettrico.
Siset	Sicurezza degli impianti del sistema elettrico e interazione con il territorio.

Per il periodo 2003–2005, al termine della valutazione di ammissibilità condotta dagli esperti tratti dall'albo precedentemente istituito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per incarico dell'Autorità, sono stati approvati 13 progetti (Tav. 5.1), per costo complessivo di oltre 110 milioni di euro. I temi dei progetti, inizialmente proposti dal CESI, in continuità con quelli svolti nel periodo immediatamente precedente sono stati significativamente modificati sulla base delle indicazioni degli esperti e su segnalazione di specifiche priorità da parte dell'Autorità; ciò al fine di meglio perseguire gli obiettivi prioritari dello sviluppo del sistema elettrico, della sua sicurezza e affidabilità, della qualità del servizio, dell'uso razionale delle risorse energetiche, della riduzione del costo dell'energia.

Le modalità di gestione del fondo sono state modificate con il decreto del Ministro delle attività produttive 28 febbraio 2003, che ha previsto l'istituzione del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), l'adozione di un Piano triennale come strumento di programmazione delle attività, l'attivazione di procedure concorsuali per la selezione di progetti di ricerca proposti per l'ammissione al finanziamento e l'affidamento diretto dei progetti di ricerca. In sostituzione della formula dell'affidamento diretto, il successivo decreto 8 marzo 2006 ha previsto la possibilità di attivare accordi di programma tra il ministero e soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica. Il 23 marzo 2006, lo stesso Ministro ha approvato il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006–2008, articolato nelle quattro aree: Governo del sistema, Produzione e fonti energetiche, Trasmissione e distribuzione, Usi finali; ha inoltre previsto la stipula degli accordi di programma con ENEA, CNR e CESI Ricerca (ora

ERSE), rispettivamente per importi di 20, 5, e 35 milioni di euro per la prima annualità.

A partire dal 21 giugno 2007, all'Autorità sono state attribuite, in via transitoria, le funzioni del CERSE, così come definite dal decreto 8 marzo 2006. Da tale data, le attività di ricerca di sistema elettrico hanno interessato principalmente i soggetti titolari degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico, che hanno avviato e portato a termine progetti sull'insieme delle tematiche previste dai Piani triennali 2006–2008 e 2009–2011 (Tav. 5.2) e già ottenuto finanziamenti per circa 176 milioni di euro. L'Autorità ha anche provveduto a definire i criteri per la predisposizione, da parte della segreteria operativa del CERSE, dello schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma. Il bando, approvato dal Ministero dello sviluppo economico il 12 dicembre 2008, ha visto l'ammissione al finanziamento da parte del ministero di 26 progetti, per un importo complessivo di circa 22,5 milioni di euro. L'Autorità nelle funzioni del CERSE, con il supporto della propria Segreteria operativa, ha organizzato le attività di valutazione *ex ante* e di verifica *in itinere* ed *ex post* dei piani e dei progetti di ricerca svolti da ENEA, CNR ed ERSE, nonché dei progetti di ricerca presentati in forza del bando. Dando seguito alla lettera della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del 2 ottobre 2007, l'Autorità ha inoltre portato a termine, per quanto di sua competenza nelle funzioni del CERSE, il processo di formulazione del Piano triennale 2009–2011 della ricerca di sistema elettrico nazionale, comprensivo del Piano operativo annuale 2009, approvato dal Ministro dello sviluppo economico con decreto 19 marzo 2009.

TAV. 5.2

Temi di ricerca sui quali sono stati finanziati progetti svolti da ENEA, CNR ed ERSE nel periodo 2006-2010 e temi di ricerca oggetto del bando di gara per la selezione dei progetti non compresi negli accordi di programma

<b>AREA GOVERNO DEL SISTEMA ELETTRICO</b>
Il sistema elettrico italiano in regime di mercato: simulazioni, problematiche di sicurezza, mitigazione dei rischi, vincoli tecnici e ambientali, indicatori della continuità del servizio e della qualità della potenza. Sviluppo di dispositivi di misura della qualità della potenza, studio e messa a punto di dispositivi per la compensazione dei disturbi.
Sviluppo dei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione, comprese le reti di distribuzione attiva, e relativi scenari, modelli di riferimento delle reti di distribuzione MT-BT, sistemi automatici di difesa rapida delle sezioni critiche delle reti.
Sistemi ICT per l'interazione con l'utente.
Supporto scientifico alle attività regolatorie per il mercato elettrico.
<b>AREA PRODUZIONE E FONTI ENERGETICHE</b>
Produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica: censimento del potenziale mini-idroelettrico (< 1 MWe), sicurezza dei bacini idroelettrici italiani, utilizzo ottimale della risorsa idrica.
Produzione di energia elettrica da fonte eolica: sistemi onshore e offshore, completamento e affinamento della mappa eolica italiana.
Impianti a ciclo combinato: flessibilizzazione, affidabilità, miglioramento delle prestazioni ambientali.
Cattura e stoccaggio della CO <sub>2</sub> : tecnologie per la cattura della CO <sub>2</sub> , censimento dei depositi geologici italiani, caratterizzazione dei siti.
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative.
Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno.
Centrali a polverino di carbone: tecnologie per la riduzione dei costi di investimento e per il miglioramento delle prestazioni ambientali e dei rendimenti di conversione.
Microinquinanti organici e inorganici: metodologie avanzate di misura, metodi per la quantificazione dell'impatto, opportunità di mitigazione.
Biomasse: censimento del potenziale energetico nazionale.
Soluzioni innovative per generare energia elettrica ad alta efficienza in terminali GNL.
Metodologie di diagnostica avanzata di centrali termoelettriche.
Tecnologie innovative di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
Nuovo nucleare da fissione.
<b>AREA TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE</b>
Studio, sviluppo e sperimentazione sulle reti: evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione, sviluppo e sperimentazione di sistemi di gestione di microreti, reti di distribuzione in corrente continua, strumenti per lo sviluppo del sistema di trasmissione e delle reti di distribuzione attiva, apparati e impianti innovativi per l'evoluzione delle reti di distribuzione, evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione.
Linee aeree: determinazione dei limiti di portata in corrente, evoluzioni tecnologiche ed eventuali alternative, metodi innovativi di manutenzione sotto tensione, esternalità ambientali e impatto dei rischi naturali, valutazione della temperatura dei conduttori delle linee aeree in tempo reale, trasformazione di linee esistenti per aumentarne la portata.
Linee interrate: razionalizzazione dei limiti di portata, nuove tecnologie di posa in sedi stradali o autostradali.
Linee sottomarine di tipo innovativo.
Contributo delle masse estranee estese alla "rete di terra globale".
Applicazioni di componenti e materiali innovativi per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
Tecniche di valutazione delle condizioni, della vita e delle funzionalità residue di componenti elettrici mediante metodiche sotto tensione.
Tecnologie per la qualità del servizio.
<b>AREA USI FINALI</b>
Evoluzione della domanda elettrica e delle tecnologie per gli usi finali.
Generazione distribuita.
Organizzazione della domanda e valorizzazione dell'offerta di tecnologie e di servizi avanzati.
Efficienza energetica, promozione di tecnologie elettriche innovative, applicazioni efficienti negli usi finali, razionalizzazione dell'illuminazione pubblica, componenti efficienti per impianti elettrici.
Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, in particolare nella stagione estiva e per uso terziario e abitativo e loro razionalizzazione, interazione condizionamento e illuminazione, sviluppo di componenti e impianti innovativi per la razionalizzazione dei consumi elettrici negli edifici con particolare riferimento al condizionamento estivo.
Sistemi di mini-microgenerazione elettrica, fotovoltaico a concentrazione e sistemi di accumulo.
Strategie e sistemi per la gestione interattiva dei prelievi di potenza.
Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a larga scala territoriale e urbana.
Sviluppo delle Linee guida e indici di riferimento per il legislatore.
Penetrazione delle tecnologie elettriche in impieghi termici.
Sviluppo e dimostrazione di nuovi metodi per ottimizzare l'interazione fra rete elettrica e piccole utenze.
Cogenerazione e trigenerazione: sviluppo di componenti per la cogenerazione distribuita di piccola taglia, sviluppo di componenti e impianti innovativi per la trigenerazione distribuita di piccola taglia.

6.

# Vigilanza, reclami e contenzioso

## Attività di consultazione

### Attività di consultazione

Le attività di consultazione hanno rivestito una grande rilevanza nel corso del settennato, costituendo importanti momenti di partecipazione e confronto nella direzione di una regolazione quanto più condivisa e capace di comporre preventivamente i differenti interessi coinvolti. L'attenzione riservata alle consul-

tazioni e il rafforzamento delle attività connesse è testimoniato dall'elevato numero medio di consultazioni per anno, che è di circa 40, con un picco nel 2007 (51), determinato dalla totale apertura del mercato elettrico e dalla conseguente necessità di porre discipline adeguate, principalmente volte a completare la regolamentazione dello stesso mercato e a fornire ulteriori strumenti di tutela e di informazione per i consumatori.

ANNO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>
Consultazioni	31	41	31	51	38	41	5
Durata media in giorni	25	40	47	41	41	53	52

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

TAV. 6.1

Attività di consultazione dal 2004 al 2010

Anche l'andamento tendenziale dei giorni concessi per ogni consultazione ha registrato un graduale aumento, crescendo dai 25 giorni del 2003 ai circa 53 giorni del 2009.

In merito ad alcuni filoni tematici sono state inoltre effettuate consultazioni plurime e ciò anche in esito all'applicazione della

metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR). Nella direzione di un rafforzamento delle attività di consultazione va segnalato come l'Autorità per l'energia elettrica e il gas abbia altresì portato a termine, nel 2009, una nuova disciplina dei procedimenti di regolazione e dunque anche della stessa consultazione.

---

### Audizioni

Nel periodo considerato, l'Autorità è stata chiamata in audizione presso il Parlamento per quindici volte, di cui otto presso la Camera dei deputati e sette presso il Senato della Repubblica. Le audizioni svolte presso la Camera si sono tenute dinanzi alle seguenti commissioni: quattro volte davanti alla Commissione attività produttive, una davanti alla Commissione politiche dell'Unione europea, una davanti alla Commissione ambiente, una davanti alla Commissione agricoltura, una davanti alla Commissione bilancio. Per quanto riguarda le audizioni svolte presso il Senato, tre si sono tenute presso la Commissione industria, due dinanzi alla Commissione affari costituzionali, una davanti alla Commissione territorio e ambiente e una davanti alla Commissione straordinaria per il controllo dei prezzi, istituita nel corso della XVI legislatura.

Le audizioni hanno riguardato i seguenti argomenti: stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, problemi strutturali e prospettive (audizioni del 21 settembre 2004, 18 marzo 2005, 13 dicembre 2005, 19 gennaio 2006 e 3 ottobre 2007); dinamica dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale e variabili che incidono sulla formazione dei medesimi (audizioni del 12 novembre 2008 e del 22 aprile 2009); sistemi di incentivazione delle energie rinnovabili e relative ricadute economiche e ambientali (audizioni dell'11 febbraio 2009 e del 27 ottobre 2009); stato e sistemi di efficienza energetica, cambiamenti climatici ed emissioni climalteranti (audizioni del 2 novembre 2004, 15 maggio 2007 e 25 febbraio 2009).

Non sono poi mancate audizioni dedicate all'analisi di specifici disegni di legge, sia afferenti la riforma dei settori di interesse dell'Autorità (AS 772, relativo alla riforma dei servizi pubblici locali, trattato nell'audizione dell'8 febbraio 2007; AS 691, relativo al completamento del processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, oggetto dell'audizione del 18 ottobre 2006), sia relativi ad aspetti più propriamente ordinamentali dell'Autorità come amministrazione indipendente (AS 1366, relativo alla riforma delle Autorità indipendenti, analizzato nell'audizione del 31 maggio 2007).

---

### Analisi di impatto della regolazione

L'art. 12 della legge di semplificazione 29 luglio 2003, n. 229, ha previsto l'adozione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR)<sup>1</sup> da parte delle Autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, vigilanza o regolatorie. L'Autorità, condividendo la scelta del legislatore, ha ritenuto l'AIR uno strumento utile per aumentare ulteriormente la trasparenza dei propri atti e per rafforzare il dialogo e i processi di consultazione con consumatori e imprese, anche nella fase di impostazione delle delibere. Valutando che l'introduzione della nuova metodologia non potesse che avvenire in modo sperimentale e graduale, l'Autorità, fra il 2004 e il 2005, ha avviato un apposito Nucleo di lavoro che ha condotto alla definizione delle *Linee guida sull'introduzione dell'Analisi di impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, documento che è stato condiviso, tramite consultazione, con operatori e associazioni.

Nel secondo semestre 2005, l'Autorità ha avviato un periodo di sperimentazione triennale, al fine di testare e affinare i contenuti della metodologia, con particolare riferimento ai criteri di selezione dei casi e delle modalità di organizzazione interna dell'Autorità, di consultazione degli organismi rappresentativi degli interessi destinatari degli interventi regolatori e di valutazione economica delle opzioni. La sperimentazione è stata effettuata su alcuni dei principali provvedimenti adottati dall'Autorità nel periodo.

A conclusione della fase di sperimentazione, l'Autorità ha adottato, nel 2008, una *Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione*. Essa non costituisce un Regolamento che disciplina l'attività amministrativa, bensì una metodologia concernente una serie di indicazioni tecnico-operative caratterizzata da un alto grado di flessibilità per quanto riguarda sia le fasi del processo, sia la valutazione quantitativa-qualitativa delle opzioni selezionate. Particolare importanza viene data alla consultazione, intesa come l'insieme delle attività (incontri, seminari, *focus group*, documenti per la consultazione) volte a raccogliere informazioni e opinioni dei soggetti interessati e a spiegare le analisi e le decisioni assunte dall'Autorità.

---

<sup>1</sup> L'AIR è una metodologia che ha lo scopo di migliorare la qualità dei provvedimenti regolatori. Permette di stabilire anticipatamente se un intervento di regolazione sia necessario ed efficace, attraverso la descrizione degli obiettivi del provvedimento in discussione, il confronto tra le opzioni alternative, la valutazione dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle regole, gli effetti positivi e negativi sui processi economici, sociali e ambientali.

Nel complesso, a partire dal 2006, l'Autorità ha applicato la metodologia AIR a 18 principali provvedimenti regolatori (5 provvedimenti tariffari, 7 provvedimenti relativi ai mercati elettricità e gas e 6 provvedimenti volti alla regolazione della qualità e della tutela dei consumatori).

L'Autorità è stata la prima fra le Autorità indipendenti italiane

ad adempiere formalmente al dettato dell'art. 12 della legge n. 229/03, come evidenziato anche dall'OCSE, nel suo Rapporto presentato l'1 febbraio 2010, *Italy: better regulation to strengthen market dynamics*. Il Rapporto dell'OCSE considera l'esperienza maturata sinora dall'Autorità una *best practice* di rilievo internazionale.

## Attività di regolamentazione e segnalazione

L'andamento generale dell'attività provvedimentale, che ha caratterizzato il settennato dell'Autorità, ha seguito una crescita tendenziale: i provvedimenti totali del 2004 erano 260, mentre quelli del 2009 hanno raggiunto quota 546.

L'analisi della tavola 6.2, che mostra il dettaglio dei provvedimenti distinti per tipologia secondo la classificazione introdotta nel 2008, evidenzia principalmente: la preponderanza quantitativa dei provvedimenti di regolazione generale, innovativa

e attuativa (vedi l'analisi successiva); la crescita negli anni delle attività di vigilanza e sanzionatorie; il contenimento delle attività giurisdizionali, giustificato da un rafforzamento delle politiche di *moral suasion*, di prevenzione del contenzioso e di ricerca di una regolazione più stabile, promosse dall'Autorità; l'incremento delle attività di gestione amministrativa, connesse con la crescita della struttura dell'Autorità; una consistente e costante attività consultiva e di segnalazione.

TAV. 6.2

### Attività provvedimentale dal 2004 al 2010

TIPOLOGIA	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(B)</sup>
ARG – Attività regolatoria generale <sup>(A)</sup>	136	152	155	179	206	214	47
VIS – Vigilanza, indagini, prescrizioni, sanzioni	32	62	85	66	115	173	18
GOP – Gestione operativa	45	46	57	64	62	72	15
AGI – Attività giurisdizionale	29	22	17	9	5	25	6
PAS – Pareri, segnalazioni, intese	13	16	12	21	9	26	6
EEN – Efficienza energetica	4	12	8	14	36	25	8
RDS – Ricerca di sistema	1	–	3	6	11	11	1
<b>TOTALE</b>	<b>260</b>	<b>310</b>	<b>337</b>	<b>359</b>	<b>444</b>	<b>546</b>	<b>101</b>
DCO – Documenti per la consultazione	31	41	31	51	38	41	5

(A) I provvedimenti ARG sono relativi all'attività regolatoria generale (tariffaria e non tariffaria), innovativa o attuativa, di manutenzione o di riordino. All'interno di tale classificazione sono distinti gli atti riguardanti il settore elettrico (elt), gas (gas) o comuni ai due settori (com).

(B) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

L'analisi dettagliata dei provvedimenti di regolazione generale (Tav. 6.3) dimostra la preponderanza di quelli attuativi e manu-

tentivi (ARG/a) rispetto ai provvedimenti di regolazione innovativa (ARG/i).

TAV. 6.3

#### Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per grado di innovatività

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>
Innovativi	10	21	11	20	16	11	5
Attuativi e manutentivi	126	131	144	159	190	203	42
<b>TOTALE</b>	<b>136</b>	<b>152</b>	<b>155</b>	<b>179</b>	<b>206</b>	<b>214</b>	<b>47</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Distinguendo poi i settori elettrico e gas (Tav. 6.4) prevale quantitativamente la regolazione del settore elettrico, che richiede ancora importanti interventi regolatori strutturali, indirizzati a

ridisegnare le meccaniche di mercato. Si registra, inoltre, una tendenziale crescita dei provvedimenti volti a dettare una regolazione omogenea e armonizzata per i due settori elettrico e gas.

TAV. 6.4

#### Dettaglio dei provvedimenti di regolamentazione generale per settore economico

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>
ARG/elt	86	79	79	86	128	109	26
ARG/gas	50	69	74	82	66	93	19
ARG/com	-	4	2	11	12	12	2
<b>TOTALE</b>	<b>136</b>	<b>152</b>	<b>155</b>	<b>179</b>	<b>206</b>	<b>214</b>	<b>47</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Le attività consultive e di segnalazione, che hanno fatto registrare un andamento lineare con dei picchi nel 2007 e nel 2009, dovuti prevalentemente all'apertura del mercato elettrico e ad alcune

importanti problematiche del mercato gas, sono in tendenziale aumento, anche in considerazione delle più recenti disposizioni normative che rinforzano il ruolo consultivo dell'Autorità medesima.

TAV. 6.5

#### Dettaglio dell'attività consultiva e di segnalazione

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>
Pareri	7	8	8	16	8	19	5
Segnalazioni	6	8	4	5	1	7	0
<b>TOTALE</b>	<b>13</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>26</b>	<b>5</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Infine, le attività conoscitive, svolte sia con lo strumento dell'istruttoria, principalmente utilizzato per l'analisi di episodi

specifici, sia con quello, a più ampio raggio di azione, dell'indagine, mostrano un andamento sostanzialmente lineare.

TAV. 6.6

---

**Dettaglio dell'attività conoscitiva**


---

PROVVEDIMENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>
Avvio di istruttorie conoscitive	4	5	4	5	2	2	1
Avvio di indagini conoscitive	1	-	-	-	3	4	0
<b>TOTALE</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>1</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

In accordo con le più recenti iniziative normative, a livello sia nazionale sia comunitario in materia di semplificazione amministrativa e di promozione della "miglior regolazione", l'Autorità ha espressamente previsto, nei propri Piani strategici triennali, obiettivi di promozione della semplificazione della regolazione e di riduzione dei suoi costi.

In particolare, la volontà dell'Autorità è stata ed è quella di migliorare la qualità delle scelte regolatorie, di garantire la certezza della disciplina regolatoria, di accrescere i livelli di comprensibilità e chiarezza dei propri provvedimenti e di fornire ai soggetti interessati strumenti di più agevole consultazione delle discipline vigenti.

Al fine di strutturare le attività di semplificazione della regolazione dell'Autorità, nel febbraio 2008 è stato istituito un apposito Nucleo, con il compito di promuovere, predisporre, coordinare e garantire un programma di interventi di semplificazione e razionalizzazione della regolazione. Le attività in particolare programmate in capo al Nucleo sono state: la rico-

gnizione dei provvedimenti dell'Autorità, con valenza esterna, che hanno esaurito i loro effetti; la redazione di Testi unici, al fine di ordinare le discipline vigenti per omogeneità e attiguità di materia; il monitoraggio delle modalità di classificazione dei provvedimenti; lo studio di nuove strutture di atti. Con riferimento alla ricognizione dei provvedimenti dell'Autorità che hanno esaurito i loro effetti, il Nucleo ha esaminato la produzione provvedimentoale relativa agli anni che vanno dal 1996 al 2007, individuando oltre 800 delibere non più produttive di effetti su un totale di 1.617 delibere esaminate (circa il 50%). La redazione di Testi unici è stata promossa con l'intenzione di raggruppare, per quanto possibile, le discipline regolatorie unificandole per segmento di filiera e accorpendo, se opportuno, i settori gas ed elettrico. A oggi sono stati predisposti Testi unici per la disciplina della distribuzione e del trasporto gas, comprensivi della regolazione sia tariffaria sia della qualità del servizio, per la disciplina della produzione elettrica e per le connessioni attive con le reti elettriche.

---

## Attività di vigilanza

---

Le attività di vigilanza e controllo, svolte nei confronti di operatori e di soggetti regolati, costituiscono uno strumento fondamentale per garantire l'effettiva attuazione delle discipline regolatorie e sono espressamente previste dalla legge istitutiva dell'Autorità e dal decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, provvedimenti che definiscono, tra l'altro, i poteri di ispezione, di accesso e di acquisizione di documenti. Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono

orientate in primo luogo alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercato, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano vantaggi e miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali.

A partire dalla sua costituzione e nel corso degli anni, in particolare dal 2004 con la creazione di una apposita Direzione

vigilanza e controllo, l'Autorità ha rafforzato e intensificato, dal punto di vista qualitativo e quantitativo, la funzione di sorveglianza che, nella fase più matura della regolazione, riveste un ruolo di crescente importanza.

Per lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo, oltre ad aver effettuato un adeguamento sul fronte organizzativo interno, l'Autorità si è avvalsa, fin dal 2001, anche di istituzioni ed enti esterni, quali la Guardia di Finanza, la Cassa conguaglio per il settore elettrico, la Stazione sperimentale per i combustibili e l'ENEA, la cui collaborazione si è notevolmente sviluppata nel tempo.

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo, quale organo di polizia economica e finanziaria ai sensi del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. La collaborazione con la Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati del Comando unità speciali, risale al 2001 ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre del 2001, rinnovato ed esteso nel dicembre del 2005.

Le attività ispettive svolte in collaborazione con altre istituzioni sono risultate in generale molto efficaci grazie alla notevole capacità tecnica e professionale dei soggetti che hanno collaborato con l'Autorità. In particolare, a partire dal 2004, sono state effettuate 670 verifiche ispettive con sopralluogo presso impianti ed esercenti (Tav. 6.7), di cui 657 effettuate in collaborazione con altri enti e istituzioni (Tav. 6.8). Di queste, 532, ossia circa l'80%, sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e 125 con la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Delle 532 verifiche realizzate in collaborazione con la Guardia di Finanza, 317 controlli tecnici sono stati effettuati anche in collaborazione con la Stazione sperimentale per i combustibili (Tav. 6.8). Nel corso degli anni le verifiche ispettive e i controlli tecnici svolti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza hanno registrato un andamento complessivamente crescente; gli accertamenti sono passati infatti da 58 nel 2004 a 83 nel 2005, 88 nel 2006, 92 nel 2007, 107 nel 2008 e 104 nel 2009.

Nel corso del tempo, pertanto, è stato possibile raggiungere un elevato livello di risultati operativi, in termini sia qualitativi sia quantitativi.

Nei primi anni, infatti, l'attività di verifica consisteva essenzialmente nell'effettuazione dei controlli sulla continuità del servizio elettrico e dei sopralluoghi presso gli impianti incentivati di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, con l'unico obiettivo di accertare le condizioni tecniche per il riconoscimento dei benefici incentivanti ai sensi dei provvedimenti CIP n. 34/90 e n. 6/92 (accertamenti di potenziamento, rifacimento, maggiori costi, equiparazione degli impianti utilizzanti rifiuti, scarti o residui agli impianti utilizzando gli RSU, determinazione degli apporti naturali e da pompaggio negli impianti di pompaggio misto).

Successivamente l'attività si è estesa anche al settore del gas che, nel corso del tempo, è diventato addirittura preponderante dal punto di vista del numero dei controlli: infatti, a partire dall'anno 2004 e fino al marzo 2010, su 670 verifiche ispettive svolte con sopralluogo presso impianti ed esercenti, 448, ovvero il 67%, hanno riguardato il settore del gas, 215 il settore dell'energia elettrica e 7 il settore petrolifero (Tav. 6.9).

Nel periodo 2003-2010, i principali ambiti di indagine sono stati i seguenti:

- qualità del servizio, sia elettrico sia gas;
- impianti di produzione elettrica incentivati, anche alimentati da fonti assimilate;
- libero accesso alle reti di distribuzione e vendita del gas;
- tariffe di distribuzione, sia elettriche sia gas.

Nel corso degli anni sono stati attivati nuovi segmenti di indagine tra i quali:

- a partire dal 2005, la sicurezza e la qualità commerciale del servizio gas; la qualità commerciale del servizio elettrico; le tariffe gas e gli impianti di produzione di energia elettrica incentivata, questi ultimi in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- a partire dal 2006, le verifiche su soggetti già sottoposti a procedimenti prescrittivi o sanzionatori; le verifiche in materia di sicurezza degli impianti di utenza gas da parte delle imprese di distribuzione (verifiche post contatore); gli accertamenti su reti elettriche di distribuzione con perdite rilevanti;
- a partire dal 2007, le verifiche ispettive nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel in materia

di riconoscimento delle integrazioni tariffarie, controlli che hanno costituito una ulteriore occasione di sinergica collaborazione tra l'Autorità, la Guardia di Finanza e la Cassa conguglio per il settore elettrico; i controlli telefonici effettuati dalla Guardia di Finanza ai *call center* degli esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero;

- a partire dal 2008, l'applicazione del coefficiente di correzione dei volumi da parte di imprese di distribuzione e/o vendita del gas; la conformità dei progetti di risparmio energetico alle disposizioni normative;
- a partire dal 2009, le attività ispettive sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, la c.d. *Robin Tax* (vedi il Capitolo 6 del Volume 1) che, inizialmente, ha riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità; i controlli documentali nei confronti delle società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica; il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio, introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento

gas effettuando sia controlli telefonici al servizio di pronto intervento delle imprese distributrici, sia verifiche ispettive con sopralluogo; la corretta rilevazione e la messa a disposizione, da parte dei distributori di energia elettrica, dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione nei confronti delle imprese di vendita; il rispetto degli obblighi legati all'installazione dei misuratori orari per i clienti in alta e media tensione.

Nel corso degli anni l'attività di indagine si è quindi sviluppata utilizzando diverse modalità operative di controllo che spaziano dai controlli tecnici, alle verifiche ispettive con sopralluogo, ai controlli telefonici ai *call center* e al servizio di pronto intervento gas degli operatori, ai controlli documentali atti a verificare il reale possesso di determinati requisiti da parte dei soggetti regolati.

Il dettaglio delle verifiche ispettive effettuate dal 2004 al 31 marzo 2010 è illustrato nelle tavole 6.7, 6.8 e 6.9 nelle quali le verifiche sono state suddivise per segmento e per tipo di collaborazione e settori.

SEGMENTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTALE
Qualità del servizio elettrico	11	11	12	11	12	12	69
Qualità del servizio gas	40	60	60	55	62	74	351
Efficienza energetica	-	-	-	-	3	-	3
Distribuzione e vendita gas	20	9	10	15	20	6	80
Tariffe	-	2	2	8	-	4	16
Robin Tax	-	-	-	-	10	-	10
Mercato	-	-	-	-	-	6	6
Altro	-	1	6	3	-	-	10
Impianti incentivati	-	50	33	22	6	14	125
<b>TOTALE</b>	<b>71</b>	<b>133</b>	<b>123</b>	<b>114</b>	<b>113</b>	<b>116</b>	<b>670</b>

TAV. 6.7

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per segmento di indagine

Anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ENTI	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TOTALE
Guardia di Finanza – Nucleo speciale tutela mercati di cui anche con:	58	83	88	92	107	104	532
- Stazione sperimentale per i combustibili	38	57	52	51	56	63	317
- CCSE	-	-	-	2	-	3	5
- ENEA	-	-	-	-	3	-	3
Collaborazioni dirette con CCSE	-	50	35	22	6	12	125
<b>NUMERO TOTALE DI VERIFICHE SVOLTE IN COLLABORAZIONE</b>	<b>58</b>	<b>133</b>	<b>123</b>	<b>114</b>	<b>113</b>	<b>116</b>	<b>657</b>

TAV. 6.8

Numero di collaborazioni alle verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per tipo di collaborazione

Anno mobile 1 aprile - 31 marzo

TAV. 6.9

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo dal 2004 al 31 marzo 2010 per settore

SETTORE	NUMERO VERIFICHE	QUOTA %
Gas	448	67%
Energia elettrica	215	32%
Petrolifero	7	1%
<b>TOTALE</b>	<b>670</b>	<b>100%</b>

### Valutazione degli effetti

I risultati raggiunti, frutto di un'attenta programmazione delle campagne di controllo e di un efficace coinvolgimento nelle attività ispettive di enti e istituzioni di comprovata autorevolezza ed esperienza, hanno innanzitutto permesso, come evidenziato dal numero significativo degli ambiti di intervento, nonché dei soggetti sottoposti annualmente a vigilanza e controllo, di rispondere in modo efficace ed efficiente alla crescente esigenza di controllo nei settori regolati. Un'esigenza, quest'ultima, tipica di un sistema di regolazione maturo.

Le informazioni acquisite nel corso degli accertamenti hanno consentito inoltre agli Uffici dell'Autorità di utilizzare preziose conoscenze per il miglioramento e l'innovazione della regolazione nelle aree di propria competenza. Lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo ha evidenziato, in alcuni casi, il mancato rispetto della normativa che comporta sia l'adozione di provvedimenti prescrittivi o sanzionatori nei confronti dei soggetti regolati inadempienti, sia la restituzione ai consumatori di cospicue risorse economiche derivanti da contributi pubblici percepiti indebitamente dagli esercenti di impianti per la produzione di energia elettrica incentivata.

L'intensificarsi dell'azione sanzionatoria nel periodo 2004-2010, illustrata e analizzata di seguito nel dettaglio, è anche conseguenza dell'efficacia dell'azione di vigilanza e controllo condotta nel periodo. È da segnalare in particolare l'importanza che hanno progressivamente assunto gli impulsi all'azione sanzionatoria dell'Autorità provenienti dall'attività ispettiva (si è passati dallo 0,2% di procedimenti avviati nel 2004, al 12% nel 2009). Inoltre gli accertamenti svolti sugli impianti di produzione elettrica incentivati, alimentati da fonti rinnovabili, assimilate e di cogenerazione, hanno consentito di avviare azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 166 milioni di euro e di recuperare circa 82 milioni di euro; questi sono stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti sul conto A<sub>3</sub> della Cassa conguaglio per il settore elettrico a riduzione delle bollette elettriche, diminuendo il fabbisogno, attuale e prospettico (nel senso che producono effetti anche su periodi successivi a quelli oggetto di accertamento), dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (ovvero la componente tariffaria A<sub>3</sub>). Ulteriori 34 milioni di euro sono stati versati, ma il loro utilizzo è subordinato agli esiti dell'azione di contenzioso intentato dalle parti.

## Funzione sanzionatoria

L'esercizio della funzione sanzionatoria dell'Autorità si è progressivamente intensificato nel periodo compreso tra il 2004 e il 2010, assumendo un rilievo sempre maggiore.

Infatti, nel settore dell'energia e, come già rilevato, per l'attività di vigilanza, a fronte di una regolazione ormai matura, si è fatto sempre più forte il bisogno di interventi volti a

garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori. La centralità della funzione sanzionatoria è evidenziata dalla stessa legge istitutiva (art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1985, n. 481) che definisce in termini ampi sia le tipologie di illecito, costituenti presupposto per l'esercizio del potere sanzionatorio (violazione dei provvedimenti dell'Autorità, rifiuto da parte degli esercenti di fornire le informazioni richieste dall'Autorità, non veridicità delle informazioni rese), sia lo spettro delle sanzioni amministrative pecuniarie<sup>2</sup> entro cui l'Autorità può graduare le concrete modalità di esercizio di tale potere (compreso tra un minimo edittale pari a circa 2.500 €<sup>3</sup> e un massimo pari a circa 150 milioni di euro). Proprio l'ampiezza della forbice edittale e l'ampia discrezionalità che deriva all'Autorità in sede applicativa, hanno portato la stessa ad autovincolarsi con l'adozione, nell'anno 2008, delle *Linee*

*guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie*. Con tale documento l'Autorità ha ritenuto di orientare la propria discrezionalità sulla quantificazione delle sanzioni entro un quadro chiaro, non discriminatorio e che tenga conto della prassi amministrativa e degli orientamenti giurisprudenziali.

Nel periodo compreso tra il 2004 e l'inizio del 2010, sono stati avviati 403 procedimenti sanzionatori e conclusi complessivamente 251 (tra questi, rientrano anche 3 procedimenti avviati nell'anno 2003 e chiusi nel 2004).

La figura 6.1 mostra l'andamento degli avvii e delle chiusure dei procedimenti sanzionatori nel periodo 2004-2009<sup>4</sup>. L'aumento del numero delle chiusure riflette l'efficienza dell'Autorità nel portare a compimento le attività istruttorie, mentre la capacità di gestire anche i "picchi" degli avvii riflette la sua flessibilità organizzativa.

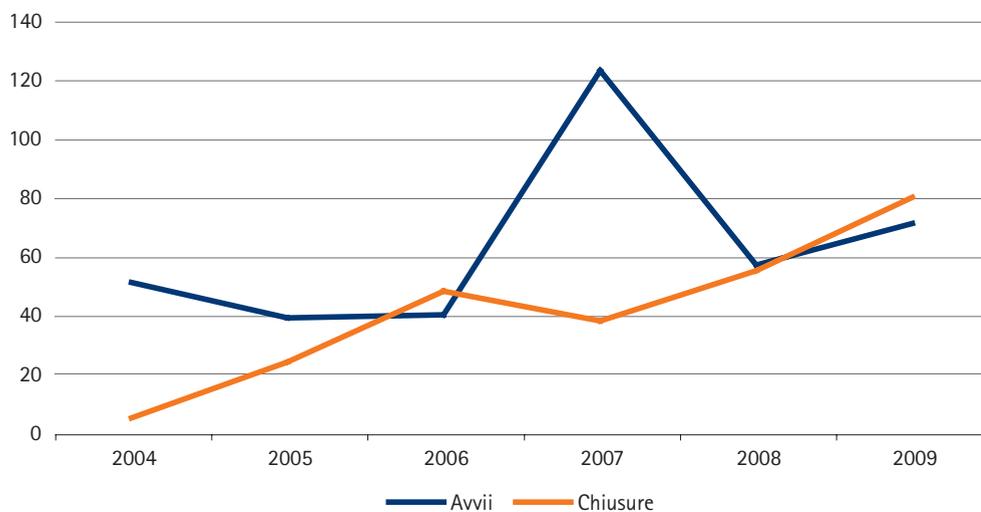


FIG. 6.1

**Numero di procedimenti sanzionatori avviati e chiusi tra il 2004 e il 2009**

<sup>2</sup> Nei casi di reiterazione delle violazioni, infatti, l'Autorità può disporre, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti, la sospensione dell'attività di impresa fino a 6 mesi. Essa inoltre, qualora l'esercente svolga l'attività sulla base di un titolo concessorio, può anche proporre al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione.

<sup>3</sup> Così portato dall'art. 28 della legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha ridotto l'iniziale previsione (pari a circa 25.000 €) contenuta nella legge istitutiva.

<sup>4</sup> La figura evidenzia un progressivo e tendenziale incremento dei procedimenti conclusi in ciascun anno. Meno uniforme, ma solo in apparenza, è il dato relativo al numero dei procedimenti avviati nel corso del periodo. In realtà, il dato deve essere letto tenendo conto che, nel 2004 e nel 2007, l'Autorità ha avviato numerosi procedimenti seriali a seguito di istruttorie conoscitive le quali hanno coinvolto una vasta platea di operatori; per molti di questi sono emerse evidenze di possibili violazioni. Se si considera tale precisazione, emerge, anche per gli avvii di procedimento, un tendenziale incremento.

Per quanto riguarda i procedimenti avviati, l'esame della prassi maturata consente di evidenziare due aspetti: il primo è di natura procedurale e riguarda le modalità attraverso le quali sono acquisiti gli elementi di fatto rispetto cui valutare la sussistenza dei presupposti per l'avvio di un procedimento; il secondo è invece di natura sostanziale e riguarda le tipologie di violazioni riscontrate.

Quanto alle modalità di acquisizione degli elementi che possono far ipotizzare violazioni di disposizioni dell'Autorità, assumono rilievo anzitutto le attività ispettive, effettuate dagli Uffici dell'Autorità (vedi sopra) presso le sedi degli operatori, nonché le istruttorie conoscitive. Altra fonte privilegiata è costituita dall'azione quotidiana che gli Uffici dell'Autorità svolgono, sia nell'esame delle informazioni acquisite in forza di appositi obblighi informativi previsti dalla regolazione dell'Autorità, sia nell'attività conseguente

alle segnalazioni e ai reclami che pervengono dagli utenti dei servizi e dai consumatori finali. Una menzione a parte meritano gli atti con cui il Gestore del sistema elettrico (GSE) comunica all'Autorità l'accertamento del mancato acquisto dei certificati verdi da parte dei soggetti tenuti ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Infine, sebbene numericamente meno rilevanti, degni di rilievo sono i casi in cui la decisione di avviare un procedimento sanzionatorio si è basata su "autodenunce" di imprese, nonché i casi in cui il procedimento è stato aperto su esecuzione di una sentenza che, annullando un precedente provvedimento sanzionatorio, ha ordinato all'Autorità di riprovedere nel merito o rideterminare l'importo della sanzione.

La tavola 6.10 evidenzia, con riferimento a ciascun anno, l'incidenza delle diverse fonti sulle decisioni di avvio complessivamente adottate nel periodo 2004-2010.

TAV. 6.10

#### Modalità di avvio dei procedimenti sanzionatori

MODALITÀ	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>	TOTALE	QUOTE %
Ispezione	1	3	4	8	14	18	0	48	12%
Obbligo informativo	0	25	27	5	12	25	21	115	29%
Istruttoria conoscitiva	46	2	6	109	15	20	1	199	49%
Segnalazione o reclamo	4	7	3	1	0	5	0	20	5%
GSE	0	0	0	0	13	2	0	15	4%
Ordine del giudice	0	2	0	0	1	1	0	4	1%
Autodenuncia	0	0	0	0	2	0	0	2	0%
<b>PROCEDIMENTI AVVIATI</b>	<b>51</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>123</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>22</b>	<b>403</b>	<b>-</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

È interessante osservare che quasi la metà dei procedimenti sanzionatori è stata avviata su impulso di istruttorie conoscitive che rappresentano il tradizionale canale di acquisizione da parte dell'Autorità di notizie ed elementi utili per verificare la sussistenza delle condizioni per gli interventi di propria competenza. Un buon 29% proviene dalle informazioni fornite dai soggetti regolati in forza di obblighi previsti dalla regolazione dell'Autorità o da specifiche richieste di informazione. È da segnalare l'importanza che hanno progressivamente assunto gli impulsi provenienti dall'attività ispettiva (che si attesta su un complessivo 12% sui procedimenti avviati), probabilmente in ragione dell'isti-

tuzione, nel 2004, di un'apposita Direzione vigilanza e controllo all'interno dell'assetto organizzativo dell'Autorità.

La somma di questi atti di impulso sostanzialmente "interni" si attesta intorno al 90% sul complesso dei procedimenti avviati: il residuo 10% proviene da atti di impulso "esterni", essendo rappresentato da segnalazioni o reclami (5%), comunicazioni del GSE (4%) e ordini giudiziari (1%).

Per quanto riguarda le tipologie di violazioni che sono state riscontrate, si possono evidenziare almeno sei macroaree, identificate in ragione degli interessi e dei beni protetti dalle norme violate:

- violazioni afferenti alle esigenze di sicurezza del sistema;
  - violazioni delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete;
  - violazioni della disciplina dei mercati dell'energia;
  - violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità;
  - violazione della disciplina tariffaria e delle condizioni economiche dei servizi tutelati;
  - violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali.
- La tavola 6.11 dà conto delle diverse tipologie di violazioni trattate ogni anno (in sede di avvio di procedimento) e del loro numero.

TIPOLOGIA DI VIOLAZIONE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>	TOTALE	QUOTE %
Sicurezza	46	16	11	5	7	11	0	96	24%
Reti	1	4	0	0	3	22	14	44	11%
Mercati	0	0	6	0	16	6	3	31	8%
Esigenze conoscitive	1	7	17	3	1	1	0	30	7%
Tariffe e condizioni economiche	3	11	0	2	25	12	1	54	13%
Garanzie commerciali	0	1	6	113	5	19	4	148	37%
<b>PROCEDIMENTI AVVIATI</b>	<b>51</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>123</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>22</b>	<b>403</b>	<b>-</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

Come si nota, v'è una progressiva contrazione dei procedimenti aventi a oggetto violazioni delle esigenze conoscitive dell'Autorità. Tale circostanza si spiega in realtà con il fatto che l'Autorità tutela tali esigenze mediante la previsione di obblighi informativi collocati nell'ambito della singola materia oggetto di regolazione (tariffaria, commerciale, delle reti ecc.), con la conseguenza che la violazione di tali obblighi è considerata – ai meri fini tassonomici – alla stregua di una violazione dell'interesse di volta in volta sotteso alla regolazione.

La tavola 6.12 dà conto, con riferimento a ciascun anno, delle diverse modalità con cui i procedimenti si sono conclusi. Per quanto riguarda i 251 procedimenti presi in esame nella

tavola, è interessante evidenziare che in 106 casi l'attività istruttoria condotta dagli Uffici, in contraddittorio con i soggetti coinvolti, ha consentito all'Autorità di verificare l'insussistenza della responsabilità di questi ultimi. Nei restanti 145 casi, invece, è stata accertata la violazione contestata. Peraltro, poiché sino a luglio 2005 la legge riconosceva il diritto al pagamento in misura ridotta (oblazione) anche per gli illeciti sanzionati dall'Autorità, in 20 casi il soggetto sottoposto al procedimento ha evitato l'irrogazione della sanzione, avvalendosi dell'oblazione in seguito alla comunicazione delle risultanze istruttorie da parte del responsabile del procedimento.

TAV. 6.11

**Numero e tipologia di violazioni riscontrate in sede di avvio**

ESITO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>(A)</sup>	TOTALE	QUOTE %
Non responsabilità	1	10	22	18	18	37	0	106	42%
Oblazione	1	9	0	10	0	0	0	20	8%
Sanzione	3	5	26	10	37	43	1	125	50%
<b>PROCEDIMENTI CONCLUSI</b>	<b>5</b>	<b>24</b>	<b>48</b>	<b>38</b>	<b>55</b>	<b>80</b>	<b>1</b>	<b>251</b>	<b>-</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

TAV. 6.12

**Modalità di conclusione dei procedimenti sanzionatori per anno**

Se nel 50% dei casi l'irrogazione della sanzione ha confermato le violazioni poste alla base dell'avvio del procedimento, la presenza di un buon 42% dei casi in cui non è stata accertata alcuna responsabilità a carico delle imprese dimostra l'apertura e le ampie garanzie del contraddittorio nell'ambito dei sin-

goli procedimenti, che consentono alle imprese coinvolte di dimostrare ogni elemento a loro discarico.

La tavola 6.13 indica l'ammontare delle sanzioni irrogate in ciascun anno del periodo 2004-2010. L'ammontare complessivo delle 125 sanzioni irrogate è pari a 181.468.551,31 €.

TAV. 6.13

#### Ammontare delle sanzioni irrogate nel periodo 2004-2010

ANNO	NUMERO SANZIONI	€
2004	3	74.248,08
2005	5	523.163,79
2006	26	151.972.337,52
2007	10	12.526.097,68
2008	37	6.680.815,84
2009	43	9.601.408,40
2010 <sup>(A)</sup>	1	90.480,00
<b>TOTALE</b>	<b>125</b>	<b>181.468.551,31</b>

(A) Dati disponibili al 31 marzo 2010.

L'orientamento strategico sulle attività di vigilanza e monitoraggio, adottato dall'Autorità per il settennato, è evidente anche dal numero delle sanzioni cresciuto significativamente negli anni. Quanto all'ammontare delle sanzioni, se si eccettua il 2006, anno eccezionale in cui sono stati portati a termine procedimenti che riguardavano disposizioni poste a presidio di valori fondamentali, quali la sicurezza del sistema e le esigenze conoscitive dell'Autorità, l'incidenza unitaria delle stesse è decuplicata nel periodo in esame passando da 24.749 € nel 2004 a 223.288 € nel 2009.

Per quanto il dato prescinda dalla valutazione del tipo di vio-

lazione, questa linea di tendenza può essere interpretata nel senso che la capacità dell'Autorità di verificare un maggior numero di violazioni consente ormai di accertare anche illeciti di minore gravità o posti in essere da operatori con più ridotte capacità economiche (fatturato), al punto da irrogare sanzioni spesso pari al minimo edittale. Questo dato, assieme all'importanza attribuita al miglioramento delle condizioni dei mercati rispetto a un approccio puramente repressivo ai sensi delle *Linee guida* sui criteri di quantificazione delle sanzioni, spiega l'ammontare relativamente ridotto delle sanzioni da ultimo irrogate.

## Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso negli anni 2004-2009, con dati aggiornati al 15 marzo 2010, è illustrata nelle tavole 6.14 e 6.15, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione

amministrativa si rinvia alla tavola 6.16. In tale arco temporale, i ricorsi presentati avverso provvedimenti dell'Autorità sono stati in totale 1.392, con un picco nel 2006 (255 ricorsi), cui ha

fatto seguito, negli anni successivi, un progressivo decremento delle impugnazioni. Il ricorrente che ha proposto il maggior numero di impugnazioni è la società Eni (36 ricorsi), cui segue Edison con 28 ricorsi.

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
<b>Decisioni del TAR</b>			
su istanza di sospensiva	184	68	39
di merito	388	109	162
<b>Decisioni del Consiglio di Stato</b>			
su appelli dell'Autorità	113	84	27
su appelli della controparte	50	11	20

TAV. 6.14

**Esito del contenzioso dal 2004 al 2010**

Dati disponibili al 15 marzo 2010

ANNO	N. RICORSI <sup>(A)</sup>	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	-	9
2006	255	48	-	88	5	4	10	20	-	3	-	-	2
2007	140	2	-	18	2	17	28	20	-	36	-	-	-
2008	131	2	-	5	11	17	74	21	-	7	2	-	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010 <sup>(B)</sup>	60	1	-	1	1	1	7	1	1	3	-	1	3
<b>TOTALE</b>	<b>1.020</b>	<b>68</b>	<b>39</b>	<b>184</b>	<b>109</b>	<b>162</b>	<b>388</b>	<b>84</b>	<b>27</b>	<b>113</b>	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>50</b>

TAV. 6.15

**Riepilogo del contenzioso per anno dal 2004 al 2010**

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento a quelli incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente inerenti a provvedimenti adottati l'anno precedente.

(B) Dati disponibili al 15 marzo 2010.

I provvedimenti impugnati con il maggior numero di ricorsi sono quelli relativi all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale (221)<sup>5</sup> e al secondo periodo di regolazione delle tariffe di distribuzione del gas (47 ricorsi).

Su un totale di 2.415 delibere approvate dall'Autorità dall'1

gennaio 2004 al 30 marzo 2010, ne sono state impugnate 238, pari al 9,9% e ne sono state annullate, in tutto o in parte, 35, valore pari al 14,7% delle delibere impugnate e all'1,4% di quelle adottate. In termini statistici, quindi, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si è attestato intorno al 98,6%.

<sup>5</sup> Questi fanno riferimento a più delibere, in particolare: delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04, 36 ricorsi; delibera 29 dicembre 2005, n. 298/05, 48 ricorsi; delibera 27 marzo 2006, n. 63/06, 49 ricorsi; delibera 27 marzo 2006, n. 65/06, 69 ricorsi; delibera 30 marzo 2006, n. 68/06, 19 ricorsi.

TAV. 6.16

**Effetti del contenzioso  
sull'azione amministrativa  
dal 2004 al 2010**

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE <sup>(A)</sup> SUL TOTALE DELLE EMESSE	% DELIBERE IMPUGNATE	DELIBERE ANNULLATE <sup>(B)</sup>	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	RICORSI <sup>(C)</sup>
2004	254	34	13,4	8	23,5	3,1	144
2005	301	36	12,0	10	27,8	3,3	172
2006	332	40	12,0	10	25,0	3,0	255
2007	353	32	9,1	1	3,1	0,3	140
2008	482	56	11,6	5	8,9	1,0	131
2009	587	39	6,6	0	0,0	0,0	116
2010 <sup>(D)</sup>	106	1	0,9	0	0,0	0,0	60
<b>Totale</b>	<b>2.415</b>	<b>238</b>	<b>9,9</b>	<b>34</b>	<b>14,3</b>	<b>1,4</b>	<b>1.020</b>

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.

(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.

(C) Numero totale di ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

(D) Dati disponibili al 15 marzo 2010.

Con riguardo agli orientamenti giurisprudenziali formati sui provvedimenti impugnati nel corso di questi anni, si segnalano in primo luogo le decisioni del Consiglio di Stato in materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas. A partire dalle decisioni n. 5467/05 e, con maggiore evidenza, n. 3352/06, il Consiglio di Stato ha affermato che: «L'Autorità è titolare di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati, affinché siano salvaguardate le dinamiche concorrenziali, a tutela dell'utenza. Infatti, la liberalizzazione di un mercato non comporta automaticamente il passaggio a una situazione di concorrenza, la cui promozione rientra tra le competenze dell'Autorità, fin quando essa ritenga che il mercato non sia idoneo alla formazione corretta dei prezzi in una reale competizione». Anche successivamente, i giudici hanno ribadito la perfetta compatibilità tra liberalizzazione del settore e regolazione pro-concorrenziale: «Una normativa di liberalizzazione non è di per sé incompatibile con quella prevalente di carattere generale che miri a salvaguardare la concorrenza e gli interessi dell'utenza. Anzi, proprio nella fase iniziale di liberalizzazione è del tutto consono al sistema che l'Autorità vigili sull'andamento del mercato e indichi ex ante quali siano le regole in assenza delle quali possano verificarsi (o aggravarsi) effetti distorsivi». Tale orientamento è stato costantemente ribadito nelle decisioni successive.

In materia di garanzie partecipative, riprendendo i principi enunciati nelle decisioni del 2006, il Consiglio di Stato ha affermato la necessità che l'Autorità dia conto in motivazione delle finalità dei provvedimenti regolatori generali, laddove necessario, anche con riguardo alle osservazioni presentate dai soggetti interessati, poiché «l'esercizio di poteri regolatori da parte di Autorità, poste al di fuori della tradizionale tripartizione dei poteri e al di fuori del circuito di responsabilità delineato dall'art. 95 della Costituzione, è giustificato anche in base all'esistenza di un procedimento partecipativo, inteso come strumento della partecipazione dei soggetti interessati sostitutivo della dialettica propria delle strutture rappresentative. In assenza di responsabilità e di soggezione nei confronti del Governo, l'indipendenza e la neutralità delle Autorità può trovare un fondamento dal basso, a condizione che siano assicurate le garanzie del giusto procedimento e che il controllo avvenga poi in sede giurisdizionale» (Consiglio di Stato, sentenza n. 7972/06).

È stato, infine, riconosciuto dal Consiglio di Stato il potere dell'Autorità di intervenire sulla disciplina del provvedimento CIP 6/92 in materia di "iniziative prescelte", con il conseguente annullamento delle precedenti sentenze sfavorevoli del TAR. In particolare, il Consiglio di Stato ha ritenuto che «l'aggiornamento del prezzo del gas non solo rientra tra i poteri attribuiti dall'Autorità, ma costituisce un atto dovuto».



7.

---

# Attività in ambito europeo e internazionale

---

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sin dalla sua istituzione, ha dedicato particolare attenzione alle attività di collaborazione internazionale con i regolatori degli altri Paesi europei ed extra europei.

La strategia generale seguita dall'Autorità a livello internazionale è stata quella di attivarsi, con impegno sempre crescente, per strutturare e consolidare la collaborazione con gli omologhi rappresentanti delle zone geografiche più strategiche per il nostro sistema energetico. Questa scelta è stata dettata da due motivazioni principali che hanno reso necessario un potenziamento delle attività dell'Autorità oltre i confini nazionali. La prima concerne il fronte europeo: il processo di liberalizzazione dei mercati energetici, promosso dalla Commissione europea a partire dal primo pacchetto energia (fine degli anni Novanta), ha richiesto un forte e qualificato impegno delle Autorità nazionali, al fine di realizzare la convergenza dei singoli quadri regolatori verso gli obiettivi comuni dell'Unione europea. La seconda motivazione concerne il fronte extra Unione europea ove l'Autorità ha promosso il proprio modello di regolazione attraverso un'intensa attività di confronto e scambio costante di *best practices* per favorire gli investimenti in infrastrutture energetiche a beneficio di tutti i consumatori. Le macroregioni su cui si è mag-

giormente focalizzata l'attività del regolatore italiano sono i Balcani e il Bacino del Mediterraneo, aree estremamente strategiche soprattutto per gli approvvigionamenti energetici. Inoltre, a seguito degli importanti risultati ottenuti sul fronte della cooperazione regionale, l'Autorità ha promosso forme di cooperazione a livello mondiale e cioè fra le diverse macroregioni.

L'Autorità è stata fra i membri ideatori e fondatori del *Council of European Energy Regulators* (CEER), l'associazione europea dei regolatori per l'energia, istituita nel 2000 per promuovere un'implementazione armonizzata delle prime Direttive per il mercato interno dell'energia in un dialogo costante con la Commissione europea.

L'esperienza di cooperazione, collaborazione e scambio di esperienze fra i regolatori europei, è stata di particolare importanza per la creazione di una solida cultura della regolazione in Europa. Questa oggi è rappresentata, nel nostro Paese, da un'istituzione di ricerca e formazione di riconosciuto valore internazionale: la *Florence School of Regulation* (FSR). La FSR è stata fondata nel 2004 dal CEER, in collaborazione con l'Istituto universitario europeo di Fiesole e con la promozione della Commissione europea, ma è stata anche fortemente sostenuta, nel settennato appena trascorso, dall'Autorità italiana.

L'approccio proattivo nell'ambito della collaborazione internazionale, ha dato importanti frutti anche sul piano istituzionale. Nel novembre 2003 si è costituito l'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (EREG), organo consultivo che la Commissione europea ha voluto al proprio fianco, nel settennato trascorso, per la definizione del quadro regolatorio europeo. Nel 2010 prenderà avvio, nel quadro del terzo pacchetto di Direttive per il mercato interno, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER). L'Autorità italiana ha svolto, in collaborazione con gli altri regolatori europei e con le istituzioni italiane di riferimento, un ruolo particolarmente attivo nel delineare il nuovo quadro istituzionale e regolatorio europeo. Tale attività è stata anche rivolta ad adeguare e rendere compatibile il disegno regolatorio europeo al contesto normativo nazionale, nonché alle esigenze delle imprese e dei consumatori italiani.

L'Autorità italiana, negli ultimi sette anni, ha contribuito in prima linea al consolidamento delle attività di EREG: attraverso il ruolo di Vice Presidente del gruppo; assolvendo al ruolo di guida conferitogli per alcuni gruppi di lavoro e *task forces*; partecipando con propri funzionari alle attività di tutti i gruppi.

A partire dal 2004, e in parallelo al processo di implementazione del secondo pacchetto di Direttive, l'Autorità ha svolto in Europa un ruolo centrale nella definizione di un quadro regolatorio europeo condiviso. Il suo contributo negli anni ha riguardato soprattutto la regolazione della qualità del servizio, in particolare quella della continuità del servizio, della sicurezza delle reti di distribuzione, dello *smart metering* e dell'efficienza energetica. Inoltre, l'Autorità ha contribuito alla diffusione in Europa del modello *entry exit* per le tariffe delle infrastrutture del gas naturale, nonché alla definizione di un approccio condiviso a livello europeo al trattamento degli stoccaggi. È stata inoltre la prima Autorità a introdurre il principio dell'esenzione dal *third party access* in caso di nuovi investimenti infrastrutturali pro-competitivi, previsione poi assunta nel quadro normativo europeo. Anche il trattamento definito a livello tariffario per i nuovi investimenti infrastrutturali ha costituito una soluzione adottata come modello a livello internazionale. Al contempo l'esperienza di collaborazione ha permesso all'Autorità di adattare al contesto nazionale alcune *best practices* sviluppate da altri regolatori europei come: la regolazione della qualità commercia-

le tramite standard specifici e generali soggetti a meccanismi di rimborso; il *market coupling* nella gestione delle congestioni transfrontaliere del settore elettrico; l'Analisi di impatto della regolazione (AIR) e lo sviluppo dei sistemi *on line* di confronto di offerte di vendita di energia ai consumatori finali (*i.e.* il Trova offerte).

Con il consolidarsi di un quadro regolatorio nazionale, arricchito da *best practices* europee, e con l'allargamento dell'Unione europea a Est e a Sud-Est, l'Autorità ha iniziato a dedicare attenzione alla trasmissione della regolazione italiana ai Paesi confinanti, fornitori di energia o di transito, sia per agevolare gli investimenti delle imprese nazionali all'estero, sia per contribuire al problema emergente della sicurezza delle forniture. Occorre ricordare infatti che, dopo le prime esperienze di *blackout* di origine transnazionale (fra cui il *blackout* del settembre 2003) e delle prime "emergenze gas" a seguito delle crisi internazionali occorse fra la Russia e i Paesi di transito verso l'Unione, il problema della sicurezza delle forniture si è imposto con forza anche nell'agenda del regolatore.

L'Autorità italiana, oltre ad aver promosso e sostenuto l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), l'organo di regolazione della Comunità energetica del Sud-Est Europa, istituita nel 2005 per la promozione di un mercato balcanico dell'energia, ha dedicato anche particolare attenzione alla formazione e alla collaborazione diretta con i regolatori energetici dei Paesi dell'area (Albania, Romania e Kosovo).

Inoltre nel 2006, facendo seguito agli accordi interministeriali di cooperazione energetica euro-mediterranea, firmati a Roma nel 2003, che comprendono la creazione della *Rome Energy Mediterranean Platform* (REMEDI), l'Autorità ha promosso la costituzione di MEDREG (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*). L'associazione, presieduta per due mandati (2006 e 2010) dall'Autorità stessa, ha ricevuto un importante riconoscimento istituzionale, nonché finanziario, dalla Commissione europea ed è stata invitata a partecipare, in qualità di osservatore permanente, ai lavori dell'Assemblea parlamentare del Mediterraneo (PAM). L'Autorità, inoltre, al fine di contribuire al consolidamento istituzionale e internazionale di MEDREG, ha deciso di ospitarne il Segretariato presso la sua sede di Milano.

Sempre nel quadro di un'azione coerente con il processo di allargamento dell'Unione europea e della summenzionata strategia di diffusione del modello di regolazione italiana in Paesi critici

per la sicurezza delle forniture nazionali, l'Autorità ha coordinato direttamente, anche in collaborazione con altri regolatori europei, progetti di gemellaggio con regolatori energetici di diversi Paesi (Repubblica Ceca, Lituania, Turchia e Ucraina).

Infine, anche grazie ai sempre più numerosi contatti sviluppati con i regolatori di Paesi extra europei (fra cui Stati Uniti, Russia, Brasile e Cina), nonché all'esperienza capitalizzata a valle dell'organizzazione a Roma del secondo *World Forum of Energy Regulation*, l'Autorità ha consolidato la propria esperienza di collaborazione internazionale e scambio di *best practices* regolatorie. Tali scambi hanno evidenziato l'importanza, in un contesto mondiale caratterizzato da repentine impennate dei prezzi del petrolio, da crisi di sicurezza delle forniture e da un rapido cambiamento delle tecnologie, della dimensione globale di alcune delle nuove sfide del comparto energetico, come quella, per esempio, del cambiamento climatico. La glo-

balizzazione delle sfide, destinata ad avere necessariamente un forte impatto sulla regolazione energetica, richiede risposte globali e un rinnovato impegno nella collaborazione internazionale.

In questo contesto lo scorso anno l'Autorità italiana, forte dell'esperienza cumulata nel corso del settennato, si è impegnata attivamente nell'organizzazione della prima Tavola rotonda dei regolatori energetici dei Paesi del G8+ e nell'avvio dell'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER), la confederazione mondiale delle associazioni regionali dei regolatori energetici che lavorerà nei prossimi anni alla ricerca di soluzioni condivise a livello globale ai problemi posti dal cambiamento climatico e dalla sicurezza delle forniture, alla promozione della competitività e alla tutela dei consumatori vulnerabili, alla ricerca, allo scambio di informazioni e alla formazione.

8.

---

# Organizzazione, comunicazione e gestione delle risorse

---

## Organizzazione

---

L'organizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avuto, dal 2003 a oggi, modifiche strutturali e logistiche, finalizzate a garantire assetti sempre più efficienti e coerenti allo svolgersi dei processi di liberalizzazione e all'evoluzione dei mercati energetici di riferimento, soggetti a regolazione.

A tal fine, nel 2004, in esito a un progetto di sviluppo organizzativo, la struttura dell'Autorità ha subito un primo intervento di riorganizzazione. Questo è stato caratterizzato prevalentemente dalla istituzione del Segretariato Generale, articolato su tre Unità, quale ufficio avente la principale funzione di assistere il Collegio nelle attività di indirizzo, controllo e pianificazione, nonché di fornire supporto propulsivo e consultivo alle attività di tutta la struttura. Tale riorganizzazione ha inoltre comportato la creazione della Direzione tariffe e della Direzione vigilanza e controllo, nonché la trasformazione di Uffici di staff, come i Servizi Legislativo e legale, Strategie, studi e documentazione, Personale, amministrazione e finanza in vere e proprie Direzioni, tutte soggette al coordinamento centrale della Direzione Generale.

Un'ulteriore successiva revisione di tale assetto, quale evoluzione del sopra citato processo di sviluppo organizzativo, è stata disposta nel 2006, con la finalità di rendere le funzioni e

gli assetti interni dell'Autorità ancora più efficaci ed efficienti, nonché sempre più coerenti con la progressiva auspicata convergenza e armonizzazione dei settori elettrico e gas e con il percorso di completa liberalizzazione dei mercati di riferimento. Tale revisione organizzativa ha così sancito la creazione di una nuova Direzione mercati, che ha inglobato la Direzione gas e la Direzione energia elettrica, un riassetto interno delle Direzioni tariffe e consumatori e qualità del servizio, nonché la riallocazione di alcune Unità nell'ambito del Segretariato Generale. Ha inoltre perseguito una generale valorizzazione dei compiti dei Responsabili delle Unità organizzative di primo e secondo livello. Per fare fronte agli impegni crescenti derivanti dalla comunicazione esterna e per sostenere la scelta strategica dell'Autorità di potenziare tale comunicazione, con particolare riferimento ai rapporti con i media, alla comunicazione istituzionale e alla comunicazione via web, è stata infine istituita una apposita Direzione comunicazione ed eventi, alle dirette dipendenze del Segretariato Generale.

In questi anni l'Autorità ha posto attenzione e risorse anche alla tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro. Il Servizio prevenzione e protezione, articolato da sempre su due Unità produttive, è stato rafforzato e adeguato alle nuove esi-

genze e ai più stringenti obblighi che scaturiscono dalle novità introdotte di recente dal Parlamento.

Parallelamente alla revisione dei propri assetti organizzativi e strutturali, l'Autorità ha inteso sviluppare importanti strumenti di pianificazione sia strategica triennale, sia annuale operativa. Nel 2005, sono state pubblicate le prime *Linee guida* per il Piano triennale 2005-2007. Da allora, l'Autorità adotta, per prassi con la prima delibera dell'anno, un Piano strategico triennale che viene reso pubblico all'inizio dell'anno e che ha la finalità di delineare attività e obiettivi, indicandone tempistiche e unità responsabili. Il Piano strategico triennale, quale vera e propria agenda dei lavori dell'Autorità, indica dunque una serie di obiettivi generali che vengono poi declinati in obiettivi strategici, operativi e specifici e ha la finalità di accrescere, oltre ai livelli di trasparenza, anche quelli di partecipazione dei soggetti interessati, favorendo la più ampia condivisione dei provvedimenti regolatori adottati. L'attuazione operativa, nell'arco annuale, del Piano strategico triennale

viene di seguito realizzata attraverso l'adozione di un Piano operativo annuale, che indica ancora più in dettaglio gli obiettivi specifici, i quali spesso si traducono in documenti per la consultazione e delibere, e loro tempistiche di realizzazione. Un estratto di tale Piano viene reso pubblico. La programmazione operativa annuale viene inoltre elaborata in concomitanza alla definizione del bilancio di previsione e coerentemente ai budget assegnati annualmente a ogni Direzione.

Sul piano dell'organizzazione, dunque, attraverso l'introduzione degli strumenti sopra descritti, negli ultimi anni sono andate sempre più intensificandosi e consolidandosi le attività di pianificazione strategica e programmazione, nonché le attività di coordinamento interno tra Collegio e Direzioni.

Va da ultima segnalata l'adozione, nel 2008, di un nuovo Regolamento di organizzazione, volto ad assicurare la migliore organizzazione delle attività dell'Autorità e a consentire, in particolare, una più adeguata preparazione delle riunioni del Collegio, oltre che un loro più agevole svolgimento.

---

## Comunicazione

---

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione è fra i compiti che la legge istitutiva attribuisce all'Autorità, quale contributo significativo a una corretta comprensione delle regole di funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sia per gli operatori, sia per i consumatori.

L'attività di comunicazione ha quindi seguito l'evolversi degli scenari e delle condizioni di mercato; evoluzione che non solo ha modificato e affinato le attività di regolazione, ma ha anche influito sulla scelta dei messaggi oggetto della comunicazione, sulla platea di *stakeholders* a essa interessata e sugli stili e strumenti della comunicazione stessa.

Nel primo settennato di attività dell'Autorità, caratterizzato dalla nascita della nuova istituzione e dall'avvio dei processi di liberalizzazione, l'obiettivo primario della comunicazione è stato quello della diffusione di una nuova cultura della regola-

zione, basata su criteri di indipendenza, trasparenza e non discriminazione. I messaggi, trasmessi attraverso i media e la stampa, erano così finalizzati ad affermare la credibilità della nuova istituzione e la certezza e robustezza della regolazione emanata nei confronti degli *stakeholders*, in primo luogo le imprese, gli investitori istituzionali, i grandi consumatori, il Governo e il Parlamento.

Il secondo settennato è stato caratterizzato da una fase più matura della regolazione, tesa al completamento del quadro normativo, alla preparazione dell'apertura piena dei mercati, allo sviluppo di una efficace azione di monitoraggio e vigilanza e di una sempre maggior tutela dei clienti finali. La platea degli *stakeholders* si è pertanto ampliata fino a comprendere tutti i cittadini-consumatori, mentre gli obiettivi della regolazione sono stati sempre più orientati allo sviluppo della consapevolezza dei

consumatori circa le opportunità e i vantaggi offerti dal mercato liberalizzato. Ciò ha richiesto un'azione capillare volta alla diffusione delle informazioni necessarie a favorire un esercizio consapevole della libertà di scelta del fornitore e delle sue tutele, in particolare per le fasce di utenza più deboli sotto il profilo socio-economico. Una migliore comprensione dei vantaggi della liberalizzazione passa necessariamente anche attraverso campagne volte ad accrescere il livello di consapevolezza del largo pubblico, mentre le informazioni a disposizione dei consumatori migliorano la loro capacità di esercitare scelte libere e informate. Tutto ciò è mirato a rendere i consumatori protagonisti dei mercati, in grado di esercitare in misura crescente il loro "potere", avendo piena conoscenza dei propri diritti e delle tutele previste dall'Autorità nei settori di riferimento.

L'azione di comunicazione dell'Autorità si è quindi progressivamente ampliata verso il cittadino-consumatore, con la conseguente scelta di utilizzo più esteso dei mezzi di comunicazione di massa, dalla stampa quotidiana alle trasmissioni radiotelevisive, nonché di una forte accelerazione all'implementazione e all'uso del sito web. Allo stesso tempo sono state sviluppate iniziative di collaborazione istituzionale per la diffusione di messaggi di particolare valenza sociale.

Gli studi di *media analysis* sull'attività di comunicazione dell'Autorità nei settori della carta stampata e radiotelevisivo, realizzati per monitorare i risultati ottenuti e per meglio orientare le strategie future, hanno fornito un riscontro oggettivo dell'efficacia dell'azione svolta. Per quanto riguarda le emittenti radiotelevisive nazionali, gli ultimi dati disponibili confermano una visibilità dell'Autorità molto significativa e in crescita: nel 2009 si è riscontrato un netto miglioramento nella visibilità dei messaggi verso le famiglie, in aumento del 7,7% rispetto al 2008 con oltre 45 milioni di "contatti" sulle più importanti emittenti nazionali e oltre 400.000 sul satellite. L'analisi dei contenuti ha messo in evidenza un incremento del 4% dei servizi, con valutazioni positive nei confronti dell'Autorità, mentre i servizi di impostazione meno favorevoli sono ulteriormente scesi dall' 1,8% al 1,6% rispetto al 2008. In questi ultimi anni sono state inoltre avviate importanti campagne di comunicazione multimediali (per esempio per il

bonus elettrico e gas) che, oltre a coinvolgere diversi canali di comunicazione (spot radiotelevisivi su reti nazionali ed emittenti locali; stampa *free press*; brochure, poster e spot nelle grandi stazioni ferroviarie e negli uffici postali in collaborazione con Trenitalia e Poste Italiane), hanno anche beneficiato della collaborazione con diverse istituzioni (Ministero dello sviluppo economico, Presidenza del Consiglio dei ministri, Poste Italiane, Ferrovie dello Stato), oltre che di un'attività comune con le principali associazioni dei consumatori. L'efficacia delle campagne è confermata da alcuni dati: nel periodo della campagna sulle reti RAI per il bonus elettrico, il numero di richieste di bonus presentate ai Comuni è quasi raddoppiato, mentre il numero di chiamate ricevute dal *call center* dello Sportello per consumatore di energia (il servizio dell'Autorità, gestito in collaborazione con l'Acquirente unico, che fornisce sia informazioni sui mercati liberalizzati e sulle tutele previste per i consumatori, sia assistenza sui bonus sociali e sui reclami) nelle quattro settimane di trasmissione dello spot ha superato quota 140.000.

Infine, per meglio veicolare le priorità di comunicazione dell'Autorità, negli ultimi anni è stato potenziato e ridisegnato il sito Internet, con un significativo ampliamento dei contenuti e dei servizi agli utenti (come, per esempio, il Trova offerte, *l'Atlante dei diritti del consumatore di energia*, lo spazio informativo per i prezzi biorari). L'attività di stampa è stata ampliata sviluppando una collana di pubblicazioni dedicate alla liberalizzazione, ai diritti dei consumatori, alla regolamentazione della produzione elettrica.

Particolare impulso è stato dato alla comunicazione attraverso eventi, con la partecipazione sempre più attiva dell'Autorità a manifestazioni ed eventi fieristici. Oltre alla tradizionale presentazione della *Relazione Annuale* e alle Audizioni con gli *stakeholders* sono quindi stati sviluppati seminari tematici dedicati agli operatori e alla stampa, strutturando la presenza dell'Autorità in diversi eventi specificamente legati al settore energetico (per esempio il Solarexpo) oppure rivolti al grande pubblico così come a un target più mirato (per esempio il Forum dell'Amministrazione pubblica o il Salone della comunicazione pubblica).

---

## Risorse umane e sviluppo del personale

---

La legge istitutiva 14 novembre 1985, n. 481, ha fissato la dotazione organica dell'Autorità per l'espletamento dei compiti e delle funzioni assegnatele. In particolare, l'originaria formulazione dell'art. 2, commi 28 e 30, prevedeva espressamente una dotazione massima del personale di ruolo «*che non può eccedere le 80 unità*» e del personale con contratto a tempo determinato «*in numero non superiore alle 40 unità*». Successivamente, a seguito dell'applicazione anche in Italia delle Direttive comunitarie in materia di energia (decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79, e 23 maggio 2000, n. 164), nonché a seguito del riassetto del sistema energetico nazionale intervenuto con decreto legislativo 23 agosto 2004, n. 239, la suddetta dotazione organica complessiva è stata aggiornata a 120 unità di personale di ruolo e a 60 unità di personale con contratto a tempo determinato.

Peraltro, la dotazione organica complessiva è rimasta invariata nonostante siano intervenute, nel corso degli anni in riferimento, una pluralità di disposizioni normative che hanno affidato nuovi e maggiori compiti all'Autorità: come la legge 23 dicembre 2005, n. 266, in materia di tariffa sociale; il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, in materia di liberalizzazione dei mercati elettrici; il decreto ministeriale 21 giugno 2007, in materia di ricerca di sistema; il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, in materia di *Robin Tax*. Di tale rilevante elemento non potrà non tenersi conto in futuro anche in considerazione del fatto che le Direttive comunitarie in materia energetica, approvate nell'anno 2009, fissano un principio di adeguatezza delle risorse, evidentemente anche in termini numerici, del personale dell'Autorità di regolazione di settore.

Premessa l'evoluzione del quadro normativo di riferimento, nel periodo in considerazione, l'Autorità ha fortemente orientato la propria azione all'attività di acquisizione e reclutamento delle risorse umane. Significativo al riguardo è il dato numerico delle risorse all'inizio del periodo di riferimento pari a 95 unità, di cui 62 di ruolo e 33 con contratto a tempo determinato, e quello risultante a oggi pari a 158 unità, di cui 119 di

ruolo e 39 con contratto a tempo determinato. L'azione di reclutamento ha portato quindi a un incremento di oltre il 60% delle risorse umane disponibili. In particolare, l'intervento si è focalizzato maggiormente sul completamento della dotazione del personale di ruolo dell'Autorità, oggi vicina al 100% del contingente di legge, che costituisce il cardine di riferimento per l'espletamento degli ordinari compiti istituzionali dell'Autorità.

L'evoluzione numerica della dotazione di risorse umane sconta anche un significativo, nonché fisiologico in un contesto liberalizzato, *turnover* del personale. Il progressivo incremento della dotazione organica si è realizzato negli anni, in una logica di programmazione e secondo "piani" pluriennali di assunzioni di personale, a tempo indeterminato e determinato, basati su una attività propedeutica di censimento delle professionalità esistenti e orientati alla individuazione dei profili professionali necessari per completare la dotazione delle competenze occorrenti agli Uffici, in modo da consentire l'ottimale espletamento dei programmi di attività nel medio e lungo termine.

Giova ricordare come il reclutamento del personale sia avvenuto e avvenga con oneri a esclusivo carico del bilancio dell'Autorità e come, in ragione della natura pubblica dell'Autorità e della necessità di mirare all'eccellenza delle risorse da acquisire, sotto il profilo sia professionale sia comportamentale, le assunzioni derivino da rigorose procedure concorsuali per quanto riguarda il personale di ruolo, ovvero di selezioni pubbliche per il personale con contratto a tempo determinato, tutte improntate a criteri di selettività, imparzialità e pubblicità.

Per quanto concerne le assunzioni a tempo indeterminato nel periodo in questione, avendo riguardo per la normativa nazionale intervenuta in materia, l'Autorità ha provveduto a disporre la stabilizzazione in ruolo del personale non dirigenziale, assunto con contratto a tempo determinato, in possesso dei requisiti di legge, previo espletamento di procedure selettive. Nel periodo in riferimento si è inoltre stabilizzato, nel rispetto dei

criteri generali del giusto temperamento con l'acquisizione di professionalità dall'esterno, il costante e continuo processo di valorizzazione delle risorse interne, basato essenzialmente sul riconoscimento del merito e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, nonché accompagnato da una intensa attività formativa e di aggiornamento professionale. In tale contesto sono stati utilizzati il sistema e gli strumenti espressamente previsti dal Regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità, finalizzati alla progressione nelle carriere, all'erogazione del trattamento accessorio di produttività e, tramite procedure di tipo concorsuale, alle promozioni.

Sempre in termini di valorizzazione delle risorse umane, particolare attenzione è stata posta negli anni in riferimento al tema della formazione del personale: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 70-80% del personale in servizio) che hanno preso parte anche a più corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivo il confronto dialettico e l'aggiornamento professionale sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas. A ciò sono stati abbinati interventi formativi mirati all'interiorizzazione dei valori istituzionali, all'attivazione delle capacità interfunzionali, allo sviluppo delle capacità manageriali. Nel corso del periodo di riferimento si è inteso sistematizzare e valorizzare l'offerta formativa dell'Autorità per far crescere le professionalità e la cultura della regolazione anche all'esterno, predisponendo e dando concreta attuazione a un Regolamento per *stage*, borse di studio, assegni di ricerca, nell'ambito delle collaborazioni attivate con le principali Università italiane. Da queste attività formative sono, peraltro, scaturite crescite professionali che hanno determinato ricadute occupazionali presso la stessa Autorità (per circa una decina di unità) ovvero presso le imprese di settore.

Per quanto concerne la tutela del ruolo imparziale e indipendente attribuito all'Autorità, oltre alle incompatibilità "rafforzate" previste dalla legge istitutiva per l'Organo di vertice, l'Autorità stessa si è dotata, autonomamente e volontariamente, di un Codice etico, che fissa severe regole di comportamento, al cui rispetto sono impegnati gli stessi componenti del Collegio, il personale e i collaboratori dell'Autorità. Nel corso del periodo di riferimento, alla luce dell'esperienza connessa con le fasi di prima applicazione, si è proceduto a un aggiornamento e a un affinamento dello stesso Codice etico, oltre che

alla previsione di un Garante del Codice etico, scelto secondo i criteri previsti nel Regolamento di organizzazione e individuato in una elevata personalità esterna, dotata di notoria fama per quanto concerne autonomia e imparzialità di giudizio.

Il periodo in questione è stato inoltre caratterizzato da un costante e positivo confronto con le organizzazioni sindacali, pur nella naturale dialettica derivante dalla diversità dei ruoli, nell'ambito del quale sono state realizzate importanti riforme del Regolamento del personale, con riferimento segnatamente al trattamento retributivo (in una logica di allineamento alla corrispondente struttura retributiva del personale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato) e all'aggiornamento del sistema di progressione delle carriere e degli istituti incentivanti.

Parallelamente, la cura delle risorse umane, anche in termini di attenzione ai correlati aspetti familiari e sociali, ha portato l'Autorità negli anni in riferimento ad adottare e consolidare una pluralità di strumenti quali: una forma di previdenza complementare (Fondo pensione individuato a seguito di procedura di gara); una contribuzione aziendale per le attività formative individuali svolte fuori l'orario di lavoro; una contribuzione aziendale per gli asili nido; una polizza sanitaria integrativa (in forma di Cassa sanitaria); forme di contribuzione per l'utilizzo del trasporto pubblico locale ecc.

L'incremento significativo di ruoli e compiti, a invarianza di dotazione organica, nonché la necessità di assicurare il miglior presidio possibile a talune funzioni e attività (per esempio vigilanza e controllo, ricerca di sistema, efficienza energetica), ha portato l'Autorità a sviluppare e potenziare alcune collaborazioni con enti e istituzioni pubbliche (prima tra tutte la Guardia di Finanza per le attività di vigilanza e controllo, ma anche l'ENEA, la Cassa conguaglio per il settore elettrico), che si sono concretate, anche con la disponibilità temporanea presso l'Autorità di personale di dette amministrazioni pubbliche, peraltro nei modi e nelle forme assentite dalla normativa vigente in materia.

Negli ultimi anni l'Autorità, anche in adesione al progetto di trasparenza adottato dal Dipartimento della funzione pubblica, ha proceduto a pubblicare sul proprio sito Internet i dati relativi alle assenze del personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, Garante del Codice etico, Collegio dei Revisori dei conti) e alle consulenze attivate, nonché gli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità; sono stati altresì pubblicati i *curriculum vitae* e i recapiti istituzionali dei dirigenti. Nelle apposite

tabelle riportate in ciascuna *Relazione Annuale* sono ordinariamente indicati i dati retributivi delle diverse carriere e qualifiche dell'Autorità. Sempre nell'ottica di rendere più trasparente possibile il proprio operato, ai sensi dell' art. 3, comma 35, del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, e successive

modifiche e integrazioni, l'Autorità ha anche provveduto a pubblicare sul proprio sito il "profilo di committente", nel quale sono riportate tutte le procedure di gara (in corso o concluse) di importo pari o superiore a 100.000,00 €, finalizzate all'affidamento dei contratti pubblici di lavori, servizi e forniture.

---

## Evoluzione nella gestione economico-finanziaria

---

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, negli anni in riferimento, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato (cui si collega una contabilità finanziaria di tipo pubblico-amministrativo e autorizzatorio e una contabilità analitica ed economico-patrimoniale), che supporta la programmazione finanziaria e permette la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nelle Direzioni), fatte salve alcune tipologie di spesa che per natura e funzione si è ritenuto, per logiche di efficienza amministrativa e di economicità, di lasciare centralizzate. Tale sistema contabile è stato adottato autonomamente dall'Autorità, dapprima in via sperimentale e poi in via ordinaria, ispirandosi ai nuovi principi di contabilità pubblica recentemente consacrati dalla legge 31 dicembre 2009, n. 196, al fine altresì di accompagnare adeguatamente, in parallelo, i processi di revisione e di sviluppo dell'assetto organizzativo. La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità è in costante aggiornamento, pur avendo come ormai consolidata base il processo di *budgeting* iniziato con l'esercizio 2005 e correlato all'adozione di una programmazione strategica triennale e operativa annuale. In termini generali la gestione finanziaria dell'Autorità si svolge, in conformità alla disciplina di cui al vigente Regolamento di contabilità, sulla base di un bilancio annuale di previsione e di un rendiconto dell'esercizio finanziario, rappresentante le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, entrambi approvati dall'Autorità.

Oltre al controllo esterno previsto *ex lege* della Corte dei Conti, nel periodo in riferimento è stato arricchito il sistema dei controlli interni, attualmente imperniato sul Collegio dei Revisori, composto da personalità esterne sulla base di criteri rivisti nel Regolamento di contabilità, e cui compete un controllo di legittimità e regolarità amministrativo-contabile. Tale sistema comprende anche il controllo di gestione finalizzato a verificare l'efficienza e l'economicità della gestione, incardinato presso la Direzione Generale e la figura del Ragioniere capo, cui viene affidata la verifica *ex ante* degli atti prima della liquidazione della spesa.

In una logica di sempre maggior trasparenza, chiarezza e completezza dell'agire dell'Autorità, negli anni in riferimento sono state apportate ulteriori significative revisioni al Regolamento di contabilità, quali lo stralcio della normativa riguardante l'acquisizione di lavori, beni e servizi per i quali si è realizzato un Regolamento *ad hoc*, ovvero la modifica del Piano dei conti (allegato al Regolamento di contabilità), dove le principali voci di spesa relative al ricorso a supporti esterni sono state scorporate e specificatamente individuate (consulenze, collaborazioni coordinate e continuative, servizi ecc.).

Nel ricordare che il funzionamento dell'Autorità non genera oneri a carico del bilancio dello Stato, il periodo di riferimento è stato caratterizzato da significativi interventi legislativi i quali hanno disposto che i contributi dei soggetti regolati non

transitivo più per il bilancio dello Stato, ma vengano versati direttamente sul bilancio dell'Autorità. Inoltre il legislatore ha stabilito che la misura dell'aliquota del contributo in questione venga determinata dall'Autorità, fatta salva la procedura di approvazione dell'aliquota medesima a opera della Presidenza del Consiglio, sentito il Ministro dell'economia e delle finanze. Al riguardo appare significativo rilevare come, nonostante la crescita del personale e delle esigenze connesse con l'incremento dei compiti affidati all'Autorità, la misura del contribu-

to per tutti gli anni in riferimento – in un'ottica di uso efficiente delle risorse e di non aggravamento verso gli operatori del settore – sia stata contenuta nella misura dello 0,3 per mille, quindi ben al di sotto dell'1 per mille che, come si è detto, è il valore massimo stabilito dalla legge.

Per quanto riguarda le uscite, la principale voce di costo nel bilancio dell'Autorità è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile per l'espletamento del mandato e delle funzioni.

---

## Evoluzione nella gestione amministrativa

---

Nell'arco temporale di riferimento, l'Autorità ha consolidato il proprio modo di operare per programmi e obiettivi, affinando per questo scopo le procedure amministrative, in linea con il processo di riassetto e di sviluppo organizzativo delineatosi nel frattempo. Quanto sopra si è concretato con la definizione di un nuovo sistema di deleghe, introdotte per realizzare più efficacemente i principi di decentramento della spesa e delle responsabilità amministrative in linea con il concetto, previsto dalla legge istitutiva, di distinzione tra le funzioni di indirizzo e controllo attribuite all'organo di vertice e le funzioni di gestione attribuite ai dirigenti.

Le funzioni di indirizzo e controllo del Collegio hanno assunto sempre maggiore evidenza, attraverso sia le funzioni e i compiti a tal fine affidati al Segretariato Generale, sia la previsione di una opportuna attività di *reporting*.

Il decentramento delle responsabilità ha avuto il suo naturale consolidamento nell'adozione di programmi annuali operativi per ciascuna Direzione, con relativa assegnazione di budget di spesa assegnati in relazione alle specifiche linee di attività.

Altro tassello, nella risistemizzazione del mosaico delle procedure amministrative dell'Autorità, è rappresentato dalle sempre più codificate procedure operative per l'acquisizione di

prestazioni, servizi e forniture di beni, in grado di descrivere modalità e comportamenti organizzativi e di individuare competenze e responsabilità, nonché flussi informativi. Tale processo è stato accompagnato da una revisione profonda delle procedure contrattuali che ha portato alla creazione di un Regolamento *ad hoc*, in linea con la normativa nazionale e comunitaria riguardo agli appalti pubblici, contenente norme rafforzate in materia di trasparenza delle suddette procedure di scelta del contraente (anche attraverso una capillare informazione pubblica sul sito Internet dell'Autorità) e di condotta etica dei fornitori dell'Autorità stessa.

Nel quadro della gestione amministrativa, rilevante da segnalare negli anni in riferimento è lo sforzo per dare stabilità alle soluzioni allocative per il personale dell'Autorità posizionato presso la Sede in Milano e l'Ufficio di Roma. Tale sforzo, orientato prioritariamente all'acquisizione a titolo definitivo di immobili da parte di soggetti pubblici, si è potuto realizzare positivamente con riguardo all'Ufficio di Roma, in ordine al quale l'immobile di proprietà del disciolto Ente nazionale cellulosa e carta, già detenuto ad altro titolo dall'Autorità, è stato dalla stessa acquisito in via definitiva a seguito di una complessa e articolata trattativa con la gestione liquidatoria di

detto ente e per importi valutati congrui preventivamente dalla competente Agenzia del territorio. Ad analoga soluzione non si è, a oggi, riusciti a pervenire per la Sede in Milano, nonostante le interazioni con le più importanti amministrazioni pubbliche insistenti sul territorio. Pur tuttavia, nel periodo in riferimento si è operato al fine di dare stabilità e continuità in ordine all'immobile, in Milano, adibito a Sede dell'Autorità (in tal senso va configurato il rinnovo della locazione, in scadenza nel 2009, per ulteriori 12 anni, sempre per importi valutati preventivamente dall'Agenzia del territorio) e di individuare, al contempo, spazi ulteriori in immobili adiacenti per far

fronte adeguatamente alla crescita del personale, mantenendo i medesimi standard "abitativi".

Nel contesto dell'ammodernamento delle procedure amministrative, in un ottica di monitoraggio e valutazione dei costi, dei rendimenti e dei risultati dell'attività svolta, va ricondotta anche la ridefinizione delle procedure di registrazione inventariale e contabile delle attività e delle passività che concorrono alla formazione del patrimonio dell'Autorità. In tale ambito è stata riformulata la procedura di dismissione dei beni immobili non più utilizzabili per le esigenze funzionali dell'Autorità, o fuori uso per cause tecniche.





---

Autorità per l'energia elettrica e il gas

2004-2010: l'attività  
di regolazione e controllo

---

*Redazione*

Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione strategie, studi  
e documentazione  
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano  
Tel. 02655651  
e-mail: [info@autorita.energia.it](mailto:info@autorita.energia.it)

Allea S.r.l.

---

*Progetto grafico*

Imago Media S.r.l.



---

*Stampa e diffusione*

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.a.  
Stabilimento Salario – Roma

---

---









