

Pronto intervento

Il pronto intervento è stato esaminato sia sotto il profilo della tempestività di arrivo sul posto di chiamata sia sotto quello della frequenza delle chiamate rispetto al numero di utenze servite. Gli standard dichiarati sono estremamente variabili anche tra esercenti delle stesse dimensioni. Il tempo medio effettivo è di 40,5 minuti per i grandi esercenti, di 32,8 minuti per i medi e di 26,5 minuti per i piccoli (Tav. 3.21).

Dall'esame dei dati risulta inoltre che 188 esercenti, per un totale di circa 2.000.000 di clienti, non sono stati in grado di fornire il numero di chiamate, mentre 197 esercenti, che rappresentano circa 2.700.000 clienti, non hanno misurato il tempo di arrivo sul luogo di chiamata.

Pure rilevante risulta il dato che 128 esercenti, che forniscono più di 8.700.000 clienti, ricevono chiamate di pronto intervento da più di dieci clienti ogni mille clienti serviti. Tale difformità risente sicuramente, da una parte, di una interpretazione più o meno estensiva del servizio di pronto intervento e, dall'altra, di differenti soluzioni impiantistiche.

TW. 3.21 PRONTO INTERVENTO: GRANDI ESERCENTI

ESERCENTE	CLIENTI	TOTALE CASI	TOTALE CASI OGNI 1000 CLIENTI	STANDARD giorni	% FUORI STANDARD	EFFETTIVO giorni
ITALGAS	4.458.425	56.261	12,6	60	9,5	35,4
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	14.747	17,9	60	0,0	26,2
AEM - MILANO	804.215	1.824	2,3	60	0,0	22,5
NAPOLETANA GAS	552.786	8.235	14,9	60	5,0	67,0
SEABO - BOLOGNA	345.050	1.493	4,3	--	--	--
AMGA - GENOVA	315.115	6.161	19,6	105	0,0	67,0
ITALCOGIM	302.819	1.740	5,7	45	0,2	20,1
FIorentina GAS	296.933	6.701	22,6	60	29,2	74,0
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	710	4,1	120	--	60,0
SICILIANA GAS	160.706	2.181	13,6	60	3,6	30,3
ASM - BRESCIA	149.181	3	0,0	--	--	20,6
SOGEGAS	142.385	1.211	8,5	60	80,9	27,2
CONSIAG - PRATO	141.089	3.555	25,2	--	--	--
AGES - PISA	133.851	2.322	17,3	--	--	30,0
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	318	2,5	30	6,6	21,0
AMPS - PARMA	123.305	1.800	14,6	60	0,0	50,0
AGSM - VERONA	121.572	713	5,9	--	--	56,0
AMAG - PADOVA	120.946	--	--	--	--	--
ASCD PIAVE	120.336	448	3,7	120	9,7	53,0
ACEGAS - TRIESTE	112.204	1.682	15,0	30	--	--
AMG - PALERMO	105.210	2.213	21,0	120	11,7	55,6
TOTALE	9.630.421	114.468	11,9	60,4	8,3	40,5

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Continuità del servizio

In relazione alla continuità del servizio l'indagine condotta dall'Autorità ha preso in considerazione tre aspetti: la quantità di gas acquistato e telecontrollato nei punti di alimentazione della rete, il numero di gruppi di riduzione finale in antenna e l'interconnessione delle reti di distribuzione.

Per quanto concerne il telecontrollo, è stata esaminata la diffusione tra gli esercenti dei meccanismi appositi nei punti di alimentazione della rete in grado di inviare allarmi a distanza e in tempo reale in caso di anomalie nei principali parametri di funzionamento (per esempio: portata, pressione in uscita, temperatura del gas). La presenza di teleallarmi consente di evitare che il disservizio giunga al cliente compromettendo la continuità del servizio.

Il dato è stato verificato solo per i grandi esercenti, a motivo della difficoltà di verificare l'esatta interpretazione da parte degli esercenti del concetto di telecontrollo, spesso confuso con i sistemi di semplice telelettura dei volumi acquistati. L'indagine ha rilevato che quasi tutti i grandi esercenti hanno provveduto a dotare di telecontrollo i punti di alimentazione della rete.

Inoltre si è esaminato il numero dei gruppi di riduzione finale in antenna e il numero degli impianti di distribuzione suddivisi tra quelli ad alimentazione singola (non interconnessi) e quelli ad alimentazione plurima (interconnessi).

**Tab. 3.22 TELECONTROLLO E GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA:
GRANDI ESERCENTI**

Anno 1998

ESERCENTI	CLIENTI	PERCENTUALE GAS TELECON- TROLLATO PER USI CIVILI	PUNTI DI ALIMENTA- ZIONE DELLA RETE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE IN ANTENNA
ITALGAS	4.458.425	100	509	5717	4246
CAMUZZI - GAZOMETRI	822.851	7	159	2460	...
AEM - MILANO	804.215	100	9	220	28
NAPOLETANA GAS	552.786	100	49	396	36
SEABD - BOLOGNA	345.050	81	42	545	227
AMGA - GENOVA	315.115	100	7	169	...
ITALCOGIM	302.819	63	78	669	113
FIorentina GAS	295.933	77	28	174	46
ACAG - REGGIO EMILIA	173.313	100	48	1140	209
SICILIANA GAS	160.706	100	36	176	31
ASM - BRESCIA	149.181	85	12	168	53
SOEGAS	142.385	64	30	525	242
CONSIAG - PRATO	141.089	66	14	150	41
AGES - PISA	133.851	86	15	364	77
SOCIETÀ GAS RIMINI	129.129	83	17	539	296
AMPS - PARMA	123.305	...	21	268	69
AGSM - VERONA	121.572	91	4	140	22
AMAG - PADOVA	120.946	100	7	355	234
ASCO PIAVE	120.336	68	48	887	119
ACEGAS - TRIESTE	112.204	90	3	58	8
AMG - PALERMO	105.210	100	1	30	1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio gas

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo *Quaderno* della collana Documenti.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istituto nazionale di statistica. Congiuntamente con Istat è stata progettata e realizzata una sezione dell'indagine "multiscopo" specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

La rilevazione viene ripetuta annualmente; i dati riportati di seguito si riferiscono a novembre 2000 e ad un campione di oltre 20.000 famiglie.

Gli obiettivi della sezione dedicata al servizio gas sono stati quelli di rilevare sistematicamente la soddisfazione degli utenti domestici (famiglie) sia per il servizio complessivo, sia per le principali componenti di qualità del servizio, come la stabilità della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

Il servizio gas non è diffuso uniformemente su tutto il territorio nazionale: le famiglie che utilizzano gas attraverso la rete di distribuzione costituiscono il 68,6% del totale delle famiglie italiane; negli altri casi, il gas viene acquistato in bombole, normalmente per uso cottura, o sfuso ed immagazzinato in un "bombolone", rifornito periodicamente e su suolo privato esterno all'abitazione. Il servizio gas a mezzo rete ha una maggiore diffusione al centro-nord rispetto al meridione, nel quale la diffusione del servizio ha trovato impulso a partire dall'inizio degli anni ottanta; in particolare, nelle isole il gas distribuito a mezzo rete interessa solo una minoranza di famiglie (Sicilia: 30,3 per cento; Sardegna: 1,8 per cento).

La possibilità di allacciarsi alla rete di distribuzione interessa la maggior parte delle famiglie residenti nei grandi centri (87 per cento), nei comuni con oltre 50.000 abitanti (84 per cento) e nei comuni della periferia di grandi aree urbane (73,8 per cento).

L'indagine sulla soddisfazione degli utenti gas si è rivolta solo alle famiglie allacciate alla rete. Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio gas è complessivamente molto elevato: il 29,4 per cento si dichiara "molto soddisfatto" e il 65,4 per cento "abbastanza soddisfatto", per un totale del 94,8 per cento di utenti complessivamente soddisfatti (Tav. 3.23).

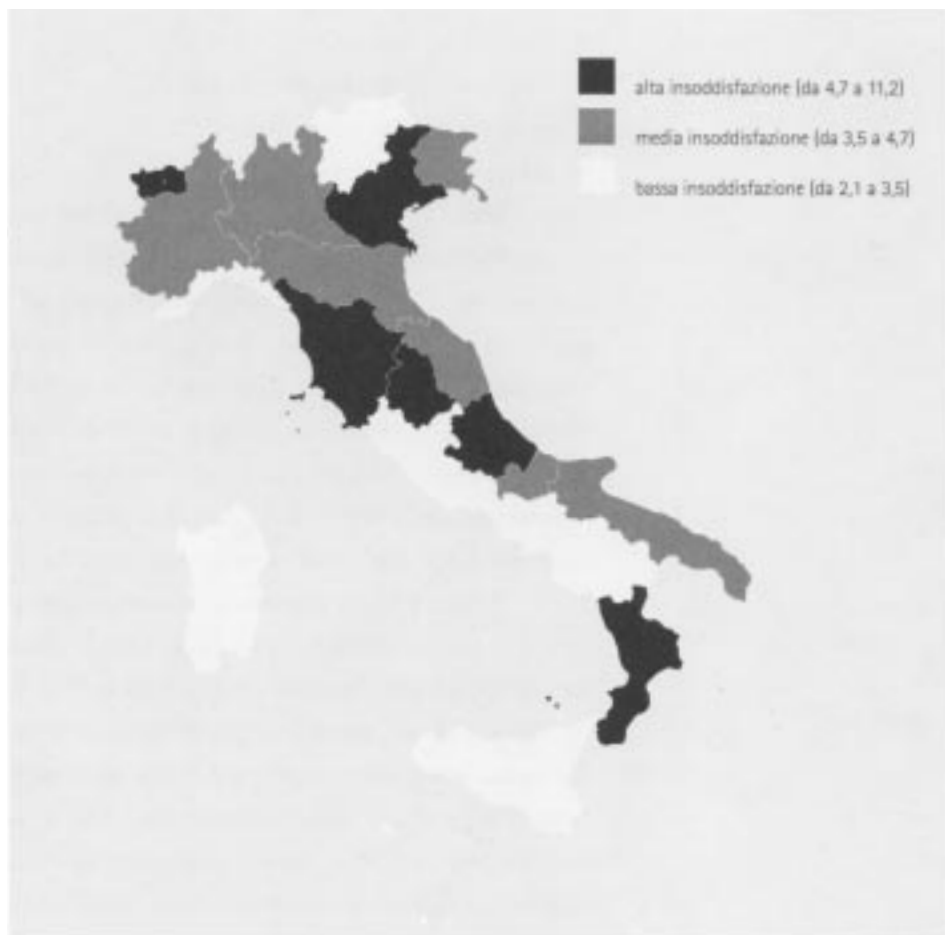
TAV. 3.23 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO GAS

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO		
QUALITÀ COMPLESSIVA	94,8	4,1
GIUDIZI ANALITICI		
STABILITÀ DELLA PRESSIONE	95,7	3,2
FREQUENZA DI LETTURA	85,9	13,0
COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA	79,9	19,0
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	79,7	18,7

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

La percentuale di utenti complessivamente insoddisfatti del servizio gas è del 4,1 per cento; diversamente dal servizio elettrico, la quota di insoddisfatti non registra una precisa distribuzione tra nord e sud, e inoltre alcuni dati di insoddisfazione sono concentrati in regioni a bassissima metanizzazione come la Valle d'Aosta (21,3 per cento di famiglie allacciate) e la Calabria (29,4 per cento di famiglie allacciate) (Fig. 3.5).

FIG. 3.5 INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI DEL SERVIZIO GAS



L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio mostra l'esistenza di aree di miglioramento; i fattori di qualità esaminati sono:

- sbalzi di pressione;
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della "bolletta";
- informazioni sul servizio.

Dalla Tav. 3.23 emerge che anche per il servizio gas le aree di maggiore insoddisfazione si concentrano sui fattori commerciali della qualità del servizio (lettura, bollette e informazioni), mentre gli intervistati dimostrano un elevato grado di soddisfazione per gli aspetti tecnici della qualità. In particolare, l'insoddisfazione per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio toccano livelli di insoddisfazione abbastanza elevati (rispettivamente 19,0 per cento e 18,7 per cento). Rispetto alla precedente rilevazione del 1999 si nota una diminuzione della soddisfazione del servizio gas pari al 2,0 per cento in relazione alle informazioni.

Infine è stata esaminata la percezione degli utenti sulla sicurezza del servizio, sia per quanto riguarda il servizio fornito dall'azienda di distribuzione sia per quanto riguarda gli impianti interni che sono di responsabilità degli utenti. Anche gli utenti del gas distribuito a mezzo rete percepiscono il servizio come complessivamente sicuro (il 95,7 per cento degli utenti si dichiara "molto sicuro" o "abbastanza sicuro" per il servizio fornito dall'azienda di distribuzione e il 95,8 per cento esprime la stessa dichiarazione per il livello di sicurezza degli impianti interni (Tav. 3.24).

TAV. 3.24 PERCEZIONE DEL LIVELLO DI SICUREZZA DEL SERVIZIO GAS

	MOLTO O ABBASTANZA SICURO	POCO O PER NULLA SICURO
SERVIZIO FORNITO DALL'AZIENDA DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	95,7	3,0
IMPIANTI GAS DI PROPRIETÀ INTERNI ALL'ABITAZIONE E APPARECCHI DI UTILIZZO	95,8	2,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

Nel periodo tra l'aprile 2000 e l'aprile 2001 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sull'attuazione della riforma tariffaria e sugli adempimenti connessi con l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 19 marzo 1999, n. 79 sulla liberalizzazione del mercato elettrico.

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la delibera 29 dicembre 1999, n. 204. Sulla base delle disposizioni contenute nella delibera, l'Autorità ha provveduto a rendere noti i risultati del processo di valutazione delle opzioni tariffarie presentate dagli esercenti per il secondo semestre dell'anno 2000 e per l'anno 2001, predisponendo anche un regime tariffario integrativo da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali non erano in vigore opzioni tariffarie base.

Il nuovo ordinamento tariffario, introdotto con la delibera n. 204/99, ha previsto l'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Per l'anno 2001 l'Autorità ha pertanto aggiornato, in base al metodo del *price-cap*, i parametri del vincolo V1 e quelli della tariffa unica per l'utenza domestica D1 che, in base a quanto previsto dal nuovo ordinamento tariffario, entrerà in vigore nell'anno 2003. Sono stati altresì aggiornate le componenti delle tariffe D2 e D3 per l'utenza domestica in modo tale da farle convergere gradualmente verso la tariffa unica D1 e il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Sempre in materia tariffaria, nel corso dell'anno passato l'Autorità ha adottato provvedimenti orientati a correggere alcune disposizioni contenute in precedenti delibere e rese incompatibili con il nuovo ordinamento tariffario in seguito al progredire del processo di liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica prevista dal dlgs. n. 79/99, tra cui la soppressione, a partire dal 1° gennaio 2001, dei contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia e la parte B della tariffa, entrambi previsti dalla delibera 26 giugno 1997, n. 70. È stato inoltre determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte previsto dal dlgs. n. 79/99, tenuto conto dell'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 26 gennaio 2000. Al fine di assicurare la copertura degli oneri generali affe-

renti al sistema elettrico relativi al meccanismo di reintegrazione di cui al decreto 26 gennaio 2000, con il medesimo provvedimento è stata istituita una ulteriore componente tariffaria a carico dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato.

È stata modificata la tariffa di vettoriamento dell'energia elettrica definita dalla delibera n. 13/99 e sono stati aggiornati i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento per l'anno 2001.

Proseguendo il lavoro avviato negli anni precedenti, sono stati diffusi due documenti per la consultazione in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Nei documenti l'Autorità ha previsto l'introduzione di sistemi di perequazione finalizzati a compensare eventuali differenze: nei ricavi ottenuti dai distributori da forniture ai clienti domestici; nei ricavi ottenuti dai distributori da regimi tariffari; nei costi per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi; nei costi per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione. Sono state proposte diverse modalità di partecipazione per i diversi sistemi di perequazione. Per l'anno 2000, si è ritenuto opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti.

Sempre in materia tariffaria, nel corso dell'anno 2000 la disciplina di integrazione tariffaria prevista per le cosiddette imprese elettriche minori è stata oggetto di alcuni aggiustamenti.

Sono state definite le modalità per l'ammissione alla reintegrazione della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica di cui all'art. 2, comma 1, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000 (i cosiddetti *stranded cost*), provvedendo a individuare i dati e le informazioni che i soggetti interessati devono trasmettere all'Autorità ai fini della determinazione dei parametri di cui all'art. 5, comma 1, del provvedimento ministeriale. È stata determinata la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero nell'anno 2000 e sono state definite le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione realizzata dalle imprese produttrici-distributrici negli anni dal 2001 al 2006 provvedendo, nel contempo, a stabilire le modalità attraverso le quali avviene la compensazione della maggiore valorizzazione.

Allo scopo di chiarire e semplificare la procedura per il riconoscimento degli *stranded cost* e di rendere certo l'onere per i consumatori, nell'aprile 2001 l'Autorità ha inviato al Governo una proposta con la quale ha sollecitato il chiarimento delle modalità di applicazione del decreto 26 gennaio 2000 in caso di cessione di impianti e ha chiesto che, indipendentemente dal metodo che

sarà utilizzato per il calcolo degli *stranded cost*, l'onere per i consumatori non risulti superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

In materia di scambi commerciali con l'estero, nell'agosto 2000 l'Autorità ha provveduto a individuare le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. La delibera prevedeva l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 attraverso meccanismi di mercato. A seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore, l'Autorità ha successivamente approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 sulla base di un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere.

La disciplina dell'attività di vettoriamento è stata completata attraverso l'adozione di vari provvedimenti tra cui: l'approvazione di un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento; la definizione delle regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento; l'adozione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura nei punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina; l'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto.

In materia di disciplina del mercato elettrico l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento contenente le proprie osservazioni e proposte sull'organizzazione della borsa dell'elettricità ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99. Le proposte riguardano modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato. Il modello organizzativo proposto si basa su un'asta non discriminatoria e suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, qualora opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Sono state disciplinate le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ed è stato definito un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi, unitamente a un

quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha espresso parere positivo al documento "Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs. n. 79/99", come predisposto dal Gestore del mercato, richiedendo al contempo alcune integrazioni e correzioni.

Per quanto riguarda infine l'attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha provveduto a definire le modalità di finanziamento dell'organismo per l'esercizio 2001; ha approvato, con alcune modifiche, le regole tecniche di concessione adottate dal Gestore ai sensi del dlgs. n. 79/99 e sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con precedente delibera del marzo dello stesso anno; ha emanato una direttiva al Gestore per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio.

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre 2000 e per l'anno 2001

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la delibera 29 dicembre 1999, n. 204. In considerazione degli importanti elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario, la stessa delibera n. 204/99 ha previsto un regime tariffario transitorio per i primi sei mesi dell'anno 2000, nel corso del quale modulare il passaggio al nuovo sistema. In particolare, fino al 30 giugno 2000, gli esercenti hanno applicato a ciascun cliente la tariffa applicabile allo stesso cliente al 31 dicembre 1999, modificata secondo quanto previsto dall'art. 18, comma 18.2, della delibera n. 204/99 e dall'articolo 3 della delibera n. 4/00.

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre dell'anno 2000

A partire dal 1° luglio, la delibera n. 204/99 ha previsto che cessasse l'offerta delle tariffe in vigore fino al 30 giugno 2000 e che iniziasse l'offerta di opzioni tariffarie base¹ presentate dagli esercenti e approvate dall'Autorità. In particolare, nel secondo semestre 2000, la delibera n. 204/99 ha previsto l'obbligo per gli esercenti di offrire almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza a eccezione di quella domestica alimentata in bassa tensione, per la quale è stato previsto un regime di maggior tutela². Il termine per la presentazione delle opzioni tariffarie base da applicare nel secondo semestre dell'anno 2000 era stato fissato al 31 marzo dello stesso anno dalla delibera n. 204/99. Tuttavia, a fronte della richiesta di numerosi esercenti di un ulteriore periodo di tempo per l'analisi delle disposizioni contenute nella delibera n. 204/99, con delibera 17 aprile 2000, n. 69, l'Autorità ha disposto una proroga del termine al 30 aprile 2000.

1 Un'opzione tariffaria è composta da un insieme di corrispettivi unitari che determinano l'esborso a carico dell'utente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica, al netto degli oneri fiscali, e che consentono all'impresa distributrice la copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità per il servizio di fornitura dell'elettricità a quell'utente. I corrispettivi di cui si compone l'opzione tariffaria vengono determinati in parte dall'impresa esercente nel rispetto delle regole e dei vincoli stabiliti dall'Autorità e, in parte, direttamente dall'Autorità.

2 Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale 1999*.

La valutazione delle opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il 30 aprile 2000 è stata effettuata dagli uffici dell'Autorità con riferimento al sistema di vincoli e di criteri definito dalla delibera n. 204/99. In particolare è stata controllata:

- l'offerta di almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza servita dall'esercente;
- la compatibilità di ogni opzione tariffaria base con il vincolo V2 di cui all'art. 8, commi 8.2 e 8.3 della delibera n. 204/99, rispettivamente per le opzioni non multiorarie e per quelle multiorarie, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata da un cliente; tale vincolo definisce un tetto all'esborso massimo annuale per cliente appartenente a ogni singola tipologia di utenza diversa da quella domestica;
- l'inclusione, in ogni opzione tariffaria base, di corrispettivi unicamente riferiti alle caratteristiche della fornitura;
- l'assenza di elementi di carattere discriminatorio nell'offerta di ogni singola opzione a tutti i clienti appartenenti a una stessa tipologia;
- la coerenza con le nozioni di potenza impegnata, potenza disponibile e fasce orarie stabilite dalla delibera n. 204/99;
- l'inclusione in ogni opzione delle componenti e dei parametri stabiliti direttamente dall'Autorità (componenti di gradualità, componenti a copertura degli oneri generali di sistema, parametri a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso).

L'analisi delle opzioni presentate ha indicato che un elevato numero di esercenti non avevano adempiuto, con riferimento ad almeno una tipologia di utenza, alle disposizioni della delibera n. 204/99. Poiché, ai sensi della medesima delibera, a decorrere dal 1° luglio 2000 sarebbe cessata l'offerta delle tariffe applicate fino al 30 giugno 2000, tale esito avrebbe determinato una situazione di carenza della disciplina tariffaria per il secondo semestre dell'anno 2000 per i clienti del mercato vincolato appartenenti alle tipologie di utenza diverse dagli utenti domestici alimentati in bassa tensione. Con la delibera 22 giugno 2000, n. 112, l'Autorità ha pertanto provveduto, oltre ad approvare le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti e conformi alla disciplina stabilita dalla delibera n. 204/99, a concedere un ulteriore lasso di tempo ai fini della definizione e della presentazione di proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000 da parte di quegli esercenti le cui proposte erano state in tutto o in parte respinte, ovvero che entro la scadenza del 30 aprile 2000 non avevano presentato proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000. Il nuovo termine è stato fissato al 15 luglio 2000. La delibera n.112/00 ha altresì predisposto un regime tariffario integrativo per il periodo 1 luglio 2000 - 31 dicembre 2000 da applicarsi ai soggetti eser-

centi per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 1° luglio 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base. In considerazione dei numerosi elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario sia per gli esercenti sia per l'utenza elettrica, la delibera ha anche previsto, a carico dei primi, obblighi di pubblicazione delle opzioni approvate attraverso idonei mezzi di informazione ed entro termini prestabiliti.

Le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il termine del 15 luglio ai sensi della delibera n. 112/00 sono state valutate dagli uffici dell'Autorità che ha provveduto a comunicare gli esiti della valutazione con la delibera 3 agosto 2000, n. 141, con la quale sono stati anche corretti alcuni errori materiali contenuti nella delibera n. 112/00.

Nel complesso, con le delibere n. 112/00 e n.141/00 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 171 esercenti; di questi, 13 hanno avuto una o più opzioni rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99. Venticinque esercenti non hanno presentato opzioni.

Le opzioni tariffarie per l'anno 2001

Conformemente a quanto disposto dalla delibera n. 204/99, entro il 30 settembre 2000 gli esercenti hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali o ulteriori da applicarsi all'utenza a partire dal 1° gennaio 2001³. Con la delibera del 28 dicembre 2000, n. 243 l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione di tali opzioni in merito alle proposte approvate e a quelle respinte perché non conformi ai criteri stabiliti dalla delibera n. 204/99. La delibera ha altresì previsto un regime tariffario transitorio per il periodo 1° gennaio 2001 – 31 dicembre 2001, da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 31 dicembre 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base⁴.

3 Nell'ordinamento tariffario introdotto dalla delibera n. 204/99 gli esercenti hanno la facoltà di offrire ai propri clienti, oltre alle opzioni tariffarie base (è obbligatorio offrirne almeno una per tipologia di utenza servita) anche le opzioni speciali o ulteriori. Queste ultime non sono soggette al vincolo V2 e possono essere disegnate dall'esercente per soddisfare particolari esigenze dell'utenza. Si veda in proposito anche la *Relazione Annuale 1999*.

4 Si tratta delle tipologie di utenza per le quali gli esercenti non avevano presentato opzioni tariffarie base per l'anno 2001 entro i termini stabiliti dalla delibera n. 204/99 o le avevano presentate ma esse erano risultate non conformi ai criteri stabiliti dalla medesima delibera.

Alcune modificazioni e integrazioni alla delibera n. 243/00 sono state predisposte dall'Autorità con delibera 14 febbraio 2001, n. 22. Nel complesso, con le delibere n. 243/00 e n. 22/01 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 169 esercenti; di questi, dieci hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99; un esercente ha avuto una opzione ulteriore rigettata. Ventuno esercenti non hanno presentato opzioni per l'anno 2001.

Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato

I riferimenti normativi

Il sistema di criteri e di vincoli che la delibera n. 204/99 impone agli esercenti di rispettare nell'offerta di opzioni tariffarie ai clienti del mercato vincolato include, tra l'altro, un tetto ai ricavi massimi ammessi su base annuale per singola tipologia di utenza (vincolo V1). Al termine di ogni anno l'Autorità controlla che, per ogni tipologia di utenza servita da ciascun esercente, gli introiti complessivi derivanti dalle vendite ai clienti di quella tipologia non siano risultati superiori a quelli che l'esercente avrebbe registrato applicando una tariffa definita con riferimento al vincolo V1 e denominata TV1.

Per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione la delibera n. 204/99 ha previsto un regime di maggior tutela, attraverso la definizione di tariffe che gli esercenti devono obbligatoriamente offrire ai propri clienti. Tali tariffe sono state denominate:

- tariffa D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- tariffa D3 applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- tariffa D1, unica per l'utenza domestica, che entrerà in vigore a partire dal 2003.

In base alla delibera n. 204/99, dall'inizio del nuovo ordinamento tariffario e fino al 1° gennaio 2003 le tariffe D2 e D3 saranno periodicamente aggiornate in modo tale da convergere gradualmente verso la tariffa unica D1⁵.

5 Anche in questo caso si rimanda il lettore interessato a un maggiore approfondimento alla *Relazione Annuale* 1999.