

TAV. 2.19 RIMBORSI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI

Anno 1997

	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI*	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	5.289	810	N.D.	6.099
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI	6	6	45	57
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI ACCETTATE DAL SOGGETTO EROGATORE IL SERVIZIO	2	19	14	35
RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI AGLI UTENTI (LIRE)	100.000	1.551.201	14.000	1.665.201

Legenda:

- maggiori aziende elettriche locali: aziende con più di 10.000 utenti BT
- altre aziende elettriche locali: aziende con meno di 10.000 utenti BT

Note:

* Non sono compresi i dati delle aziende che non hanno separato i valori di fuori standard imputabili a responsabilità aziendali da quelli imputabili a responsabilità dell'utenza.

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

Lo scarso utilizzo delle procedure di rimborso su richiesta degli utenti nel 1997 è in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi. Un'indagine demoscopica commissionata dall'Autorità ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio elettrico dichiara di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,5 per cento dichiara di averla vista o letta⁷.

1 livelli effettivi di qualità: la continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe (durata superiore a 3 minuti) e le sospensioni programmate (con preavviso agli utenti, in genere di 24 ore).

La continuità del servizio è fortemente influenzata dalla struttura della rete. Infatti in Italia, come nella maggior parte dei paesi, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità a causa di fenomeni atmosferici o altri fattori non imputabili al servizio stesso. Di conseguenza i livelli effettivi di continuità (sia in frequenza sia in durata delle interruzioni) sono notevolmente differenziati tra aree urbane e aree rurali.

La rilevazione dell'Enel sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone dell'Enel anche a parità di caratteri-

stiche di territorio: la figura 2.7 mostra che il divario tra Nord e Sud del paese in termini di durata delle interruzioni senza preavviso è piuttosto forte.

La tavola 2.20 mostra la frequenza e la durata delle interruzioni accidentali nelle regioni italiane; i dati sono riportati dapprima come media ponderata di tutto il territorio servito e, successivamente, distinguendo le aree urbane dalle aree rurali.

In media un utente dell'Enel alimentato in bassa tensione ha subito nel 1997 4,7 interruzioni accidentali, per un totale di 219 minuti persi per utente. Questi valori medi nascondono situazioni molto differenziate: al Nord la media è di 2,9 interruzioni per utente all'anno (133 minuti persi per utente), mentre al Sud la media sale a 6,2 interruzioni per utente all'anno (311 minuti persi per utente). Questi valori sono medie ponderate che riflettono il fatto che Enel serve sia territori urbani che rurali.

L'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche all'interno delle sole zone urbane (1,6 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Sud) o delle sole zone rurali (3,9 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Nord contro 9,0 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Sud).

Dal confronto dei dati dell'Enel degli anni 1996 e 1997, si rilevano miglioramenti per quanto riguarda la durata delle interruzioni (Fig. 2.9), ma non per la loro frequenza (Fig. 2.8): la lievissima flessione osservata per quest'ultimo indicatore è frutto di un apprezzabile miglioramento nelle regioni settentrionali che compensa aumenti di frequenza nel resto del paese.

TAV. 2.20 **FREQUENZA E DURATA DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE:
ENEL**

Anno 1997

	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE							
	TUTTO IL TERRITORIO		AREA RURALE		AREA SEMIURBANA		AREA URBANA	
	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**
PIEMONTE	3,3	172	4,3	247	2,0	89	2,0	63
VALLE D'AOSTA	2,1	106	2,4	122	-	-	0,8	33
LIGURIA	3,4	191	5,6	353	1,8	72	2,0	91
LOMBARDIA	2,1	90	2,6	114	1,6	69	1,4	61
VENETO	3,0	126	3,7	160	2,6	100	1,5	51
TRENTINO	4,4	191	4,9	213	2,6	76	1,4	67
FRIULI	2,6	126	3,2	158	1,9	86	0,9	28
EMILIA ROMAGNA	3,8	145	5,4	206	2,7	101	1,7	68
TOSCANA	5,7	201	8,6	292	4,1	141	3,3	133
UMBRIA	5,4	276	6,0	321	6,7	292	3,7	186
MARCHE	5,3	246	7,1	329	4,2	192	2,9	143
LAZIO	6,8	280	9,5	380	8,1	317	4,0	188
CAMPANIA	5,4	269	8,5	408	5,0	252	3,0	162
ABRUZZO	7,0	302	7,6	353	6,4	250	5,6	189
MOLISE	5,3	374	6,0	461	3,9	162	2,7	124
PUGLIA	5,1	235	9,5	447	3,6	146	2,8	137
BASILICATA	3,7	327	4,4	407	1,6	90	1,4	89
CALABRIA	6,0	319	7,3	390	4,5	241	2,3	123
SARDEGNA	9,5	426	13,2	560	6,6	273	3,8	238
SICILIA	7,0	364	10,5	571	5,3	269	4,5	206
ITALIA	4,7	219	6,3	299	3,9	170	2,8	129
NORD	2,9	133	3,9	183	2,0	83	1,6	65
CENTRO	6,0	245	8,4	330	6,3	244	3,6	161
SUD	6,2	311	9,0	460	4,7	220	3,5	173

Legenda:

- aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti
- aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti
- aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti
- tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali
- * numero medio di interruzioni per utente
- ** minuti persi per utente dovuti ad interruzioni

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

La situazione della continuità del servizio nelle principali imprese elettriche degli enti locali non è omogenea. La tavola 2.21 mostra i dati di frequenza e di durata delle interruzioni accidentali delle principali aziende elettriche locali: Aem-Milano, Aem-Torino e Asm-Brescia, con circa 1 interruzione per utente all'anno in media, Aec-Bolzano e Acea-Roma con un numero di interruzioni per utente compreso tra 2 e 3 all'anno. Tranne il caso di Bolzano, questi dati sono riferiti solo al territorio urbano.

La misurazione della continuità non appare pienamente omogenea tra i diversi esercenti. Una corretta misurazione della continuità dovrebbe comportare la rilevazione delle interruzioni, della loro durata e del numero di utenti coinvolti. Per quanto riguarda il numero di utenti coinvolti, nessun esercente in Italia, nemmeno Enel, dispone di sistemi automatizzati in grado di rilevare esattamente gli utenti coinvolti in ciascuna interruzione; ciascun esercente adotta metodi di stima basati su valori medi (per esempio: stima del numero medio di utenti disalimentati per un guasto su una linea o su un trasformatore).

Le diverse modalità di rilevazione e di stima dei dati relativi alla continuità del servizio tra gli esercenti implicano l'esistenza di margini di approssimazione. I dati pubblicati dall'Autorità possono essere ritenuti ragionevolmente confrontabili. In altri termini, i margini di approssimazione dei dati presentati non sono tali da invalidare la rilevazione dei dati e la loro pubblicazione comparativa.

Per quanto riguarda la continuità della fornitura, l'Autorità ha già proposto una metodologia di misurazione degli effetti delle interruzioni del servizio comune a tutte le imprese energetiche (cfr. Capitolo 6).

TAV. 2.21 INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE: PRINCIPALI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI
Anno 1997

AZIENDE	UTENTI	FREQUENZA PER UTENTE	DURATA (MINUTI)
ACEA - ROMA	761.394	3,0	55
AEM - MILANO	430.353	1,0	37
AEM - TORINO	247.342	1,2	35
ACEGAS - TRIESTE	138.691	1,8	57
ASM - BRESCIA	114.158	1,1	32
AEC - BOLZANO	112.562	2,1	40
META - MODENA	108.987	0,8	NV

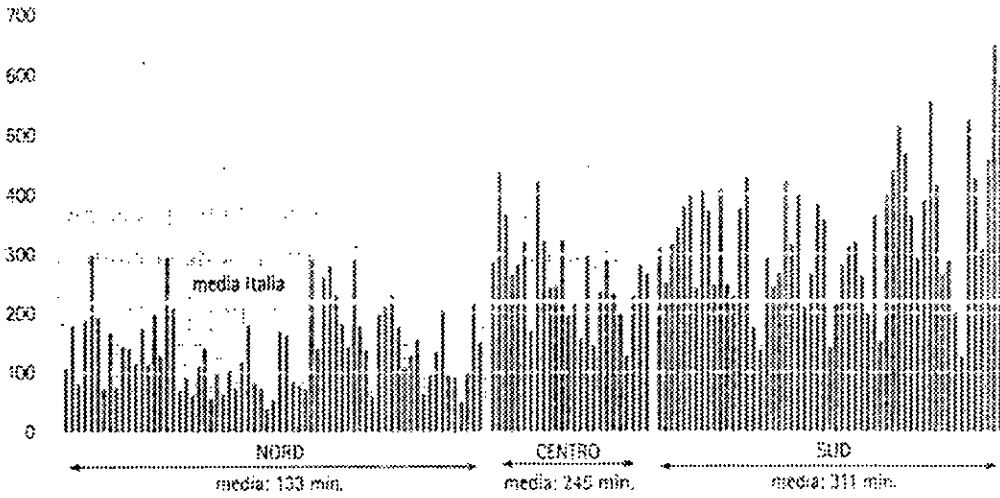
Legenda:

- NV: dato non valido

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

FIG. 27 DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI

Anno 1997; minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 28 FREQUENZA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI: VARIAZIONI 1996-1997

Utenti Enel in bassa tensione

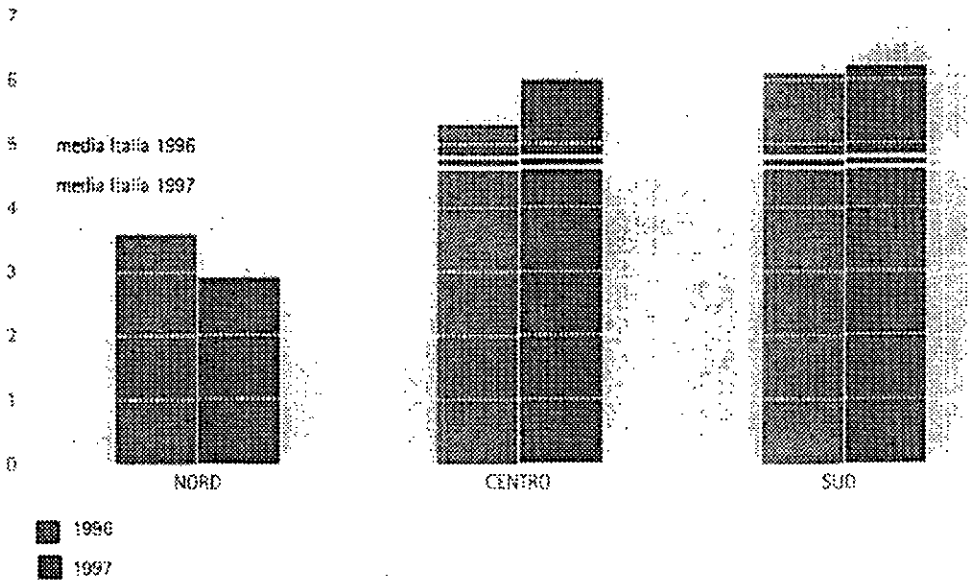
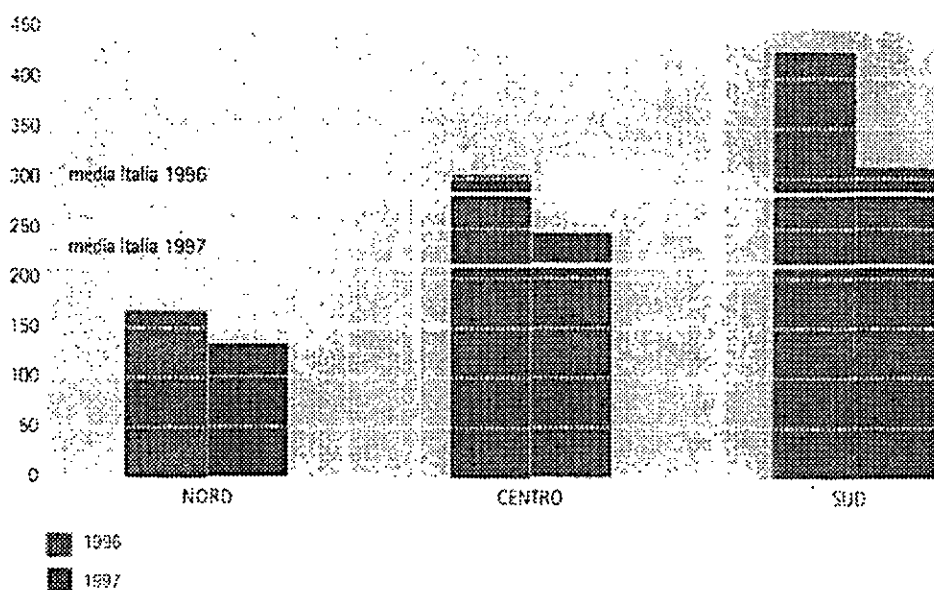


FIG. 29 DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI:
VARIAZIONI 1996-97

Minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Modalità di rilevazione della continuità del servizio

Nel servizio elettrico la continuità della fornitura è una componente fondamentale della qualità del servizio. Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe e le sospensioni programmate.

Per interruzioni accidentali lunghe si intendono le sospensioni non programmate della fornitura di durata superiore a 3 minuti, causate da guasti transitori o permanenti, da eventi esterni, da interferenze di terzi o da altri motivi anche fuori dal controllo del soggetto erogatore, nonché le sospensioni programmate senza preavviso di durata superiore a 3 minuti.

Per sospensioni programmate si intendono le interruzioni del servizio per cause programmate dal soggetto erogatore precedute da un preavviso all'utenza.

Per ciascuna delle due tipologie di interruzione sono analizzate:

- la *frequenza*, espressa attraverso il numero medio di interruzioni per utente all'anno, cioè il rapporto tra la somma annuale del numero di utenti coinvolti e il numero di utenti a fine anno;
- la *durata*, espressa in minuti persi all'anno per utente, cioè il rapporto tra sommatoria annuale dei prodotti del numero di utenti coinvolti nell'interruzione per la durata di ciascun evento e il numero di utenti a fine anno.

Non sono state analizzate le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti), in quanto non sono attualmente contemplate dalla Carta dei servizi.

Per misurare i livelli effettivi di continuità sono stati adottati indicatori che tengono conto di tutte le possibili cause di interruzione, anche quelle dovute a terzi o a cause di forza maggiore. Questa scelta consente di esprimere meglio il livello di continuità effettivamente fruito dagli utenti, anche se non permette di individuare le responsabilità degli esercenti.

STRUTTURA E ORGANIZZAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO NAZIONALE

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79

Il processo di recepimento in Italia della Direttiva 96/92/CE ha preso avvio con la legge 24 aprile 1998, n.128, con cui il Parlamento delegava il Governo ad attuare la Direttiva, con l'emanazione di uno o più decreti legislativi entro un anno. La delega parlamentare dettava i principi guida entro cui la ridefinizione del sistema elettrico nazionale avrebbe dovuto inquadrarsi. Il 10 novembre 1998 il Consiglio dei ministri approvava uno schema di decreto legislativo che veniva riproposto al dibattito parlamentare nel gennaio 1999 e approvato definitivamente il 19 febbraio 1999.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 *"Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"* pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 75 del 31 marzo 1999, ridisegna il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano caratterizzato dal regime di riserva sancito dalla legge di nazionalizzazione del 1962 (legge 6 dicembre 1962, n. 1643). Vengono liberalizzate le attività di generazione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica (art. 1, 8 e 10), mantenuta in un regime di concessione l'attività di distribuzione (art. 9) e in regime di riserva quelle di trasmissione e dispacciamento (art. 3). Nuove figure istituzionali, quale il *gestore della rete di trasmissione nazionale* (art. 3), l'*acquirente unico* (art. 4) e il *gestore del mercato* (art. 5 e 6), sono preposte al coordinamento di un mercato caratterizzato da una quota limitata, ma gradualmente crescente di clienti liberi (considerati "idonei") di scegliere il proprio fornitore (art. 14). Il decreto legislativo n. 79/99 prevede la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11) e la riorganizzazione societaria dell'operatore dominante, l'Enel Spa (art. 13). Il decreto definisce nuove competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas oltre a quelle attribuitele dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (cfr. Capitolo 1).

Struttura del mercato

Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato dall'istituzione di due mercati paralleli: uno "vincolato" e uno "libero". Il primo è costituito dai clienti vincolati, ovvero tutti gli utenti domestici e gli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che, si ritiene, non abbiano la forza contrattuale (proprio a causa dei loro bassi consumi) per stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri a condizioni vantaggiose. Ai clienti vincolati la fornitura è garantita dall'*acquirente unico* tramite i distributori locali ed è loro assicurata la tariffa unica nazionale definita

dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sul secondo mercato operano *clienti idonei*, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti per la copertura dei propri consumi. Per assicurare gradualità al mercato i clienti "idonei", qualora lo ritengano opportuno, possono scegliere di essere riforniti dall'*acquirente unico* (con tariffa unica nazionale) per un periodo di due anni rinnovabile per una sola volta.

Produzione

L'attività di generazione elettrica, completamente liberalizzata, è soggetta unicamente ad autorizzazione in particolare per garantire il rispetto dei vincoli ambientali per la costruzione di nuovi impianti e la modifica o il ripotenziamento di quelli esistenti. Al fine di favorire la concorrenza sul lato dell'offerta e limitare le dimensioni del soggetto dominante sul mercato entro il 1 gennaio 2003 è previsto che:

- nessun soggetto possa produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia;
- l'Enel Spa ceda non meno dei 15.000 MW della propria capacità produttiva; per questo termine è prevista la possibilità di una proroga non superiore a un anno concessa dall'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Trasmissione, e dispacciamento

Le attività di trasmissione⁸ e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva dello Stato e svolte in concessione da una società per azioni denominata *gestore della rete di trasmissione nazionale*, appositamente creata da Enel Spa tramite il conferimento dei beni necessari con l'eccezione della proprietà delle reti, di proprietà del Ministro del tesoro che esercita i propri diritti di azionista di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Limitate porzioni della rete possono essere mantenute in gestione da altri operatori. Il *gestore della rete di trasmissione nazionale* è responsabile delle attività di manutenzione e sviluppo, svolte in base a specifiche convenzioni⁹ con gli operatori proprietari delle reti. L'articolo 3 del decreto legislativo definisce inoltre le nuove e rilevanti competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia (cfr. Capitolo 1).

Acquirente unico

L'*acquirente unico* è una società per azioni costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* a cui, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, possono partecipare le imprese di distribuzione, con una quota azionaria (di controllo diretto o indiretto) non superiore al 10 per cento e senza che il *gestore della rete di trasmissione nazionale* ne perda il controllo. All'*acquirente unico* spetta l'obbligo di garantire la disponibilità della fornitura di energia elettrica necessaria per far fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati e di quelli idonei che hanno scelto di approvvigionarsi da tale soggetto. A tal fine stipula contratti con i produttori sulla base di previsioni di medio-lungo termine della domanda e vende l'energia elettrica ai distributori.

**Gestore del mercato
e contrattazione bilaterale**

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede, a partire dall'1 gennaio 2001, la creazione di un meccanismo di mercato in forma borsistica, ma non obbligatorio, la cui gestione è affidata a una società per azioni, denominata *gestore del mercato*, costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto. Il *gestore del mercato* organizza il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, nonché di concorrenza tra i produttori ad assicurare un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Entro l'1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti avverrà secondo un dispacciamento di merito economico e il *gestore del mercato* assume la gestione delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica per assicurare il bilanciamento delle stesse secondo criteri di economicità generale del sistema. Il dispacciamento passante, e quindi i contratti bilaterali fisici sono ammessi nel periodo di transizione e in deroga a regime qualora autorizzati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Quest'ultima ha anche il compito di determinare, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche dei contratti stipulati dai clienti idonei.

Distribuzione

L'attività di distribuzione dell'energia elettrica si svolge in un regime di concessione. Le concessioni vengono rilasciate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro il 31 marzo del 2001, alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo e hanno durata trentennale. A partire dal 2030 le concessioni di distribuzione verranno assegnate tramite meccanismi di gara in modo tale da coprire ambiti di dimensioni non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali.

Per favorire l'evoluzione del sistema di distribuzione dall'attuale situazione verso i futuri assetti viene promossa l'aggregazione volontaria, secondo criteri di mercato, di più soggetti, in particolare se operanti nello stesso comune. Le proposte di aggregazione devono pervenire entro il 31 marzo 2000 al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato che, di concerto con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, promuove azioni affinché si consegua l'aggregazione anche con specifici accordi di programma. In particolare, in aree urbane ove operano congiuntamente sia Enel Spa sia imprese elettriche locali che servono almeno il 20 per cento dell'utenza, se la razionalizzazione della distribuzione non viene raggiunta su base volontaria, queste ultime possono chiedere all'Enel Spa la cessione dei rami di azienda dedicati all'esercizio di attività di distribuzione. La valutazione economica della cessione, che deve avvenire entro il 31 marzo del 2001, è demandata all'accordo fra le parti e, ove questo non venisse raggiunto entro il 30 settembre del 2000, definita da tre soggetti terzi¹⁰.

Relativamente agli ambiti territoriali contigui, anche alle imprese elettriche locali aventi non meno di 100.000 clienti finali è consentita, entro un anno dall'entrata in vigore del decreto legislativo, un'analogha procedura.

Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto i distributori che alimentano oltre 300.000 utenti sono tenuti a costituire una o più società per azioni per la fornitura ai clienti "vincolati".

Clienti idonei e mercato libero

Le soglie per l'accesso al mercato libero da parte dei clienti *idonei* sono fissate dal decreto legislativo a consumi annui (riferiti all'anno precedente e relativi a un unico punto di misura) di 30 GWh per il 1999, 20 GWh dal 1 gennaio del 2000 e 9 GWh dal 1 gennaio del 2002. Sono inoltre ammessi al mercato libero i distributori e i grossisti limitatamente all'energia destinata a clienti *idonei* connessi alla propria rete e con cui abbiano stipulato contratti di vendita.

Sono altresì ammessi le imprese o gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili con soglie di consumo globale analoghe e soglie di consumo individuale della dimensione minima di 2 GWh annui dal 1999 e 1 GWh dal 2002 con centri di consumo nel medesimo comune o in comuni contigui. La contiguità non è un requisito necessario quando i centri di consumo siano ubicati in aree individuate da specifici atti di programmazione regionale.

A partire dall'1 gennaio 2002 hanno altresì diritto alla qualifica di clienti *idonei* i clienti finali i cui consumi siano risultati, nell'anno precedente, superiori a 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura.

I clienti *idonei* in possesso di tali requisiti autocertificano all'Autorità per l'e-

nergia elettrica e il gas la propria qualifica per il 1999; quest'ultima, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, stabilisce le modalità per riconoscere e verificare la qualifica di clienti *idonei* agli aventi diritto.

Le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99 consentono un'apertura del mercato stimata pari al 30 per cento nel 1999, al 35 per cento nel 2000 e 40 per cento nel 2002. Oltre quella data, e in presenza di aperture comparabili di altri Stati membri dell'Unione europea, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, individua nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente *idoneo* al fine di assicurare una maggiore apertura del mercato.

Produzione da fonti rinnovabili

Condizioni di particolare favore sono concesse dal decreto legislativo n. 79/99 per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche al fine di agevolare l'abbattimento delle emissioni di anidride carbonica nel rispetto gli impegni internazionali previsti dal Protocollo di Kyoto (cfr. Capitolo 1). A partire dal 2001 tutti gli importatori e produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere (anche acquistando da altri produttori) nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, proveniente da impianti entrati in esercizio o ripotenziati dopo l'entrata in vigore del decreto, inizialmente pari al 2 per cento delle quantità prodotte e importate al di sopra di una soglia di 100 GWh l'anno. Il decreto prevede inoltre che venga assicurato, all'energia prodotta da fonti rinnovabili, un dispacciamento prioritario sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Vengono infine definiti dal Cipe, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e della Conferenza unificata Stato Regioni, gli obiettivi pluriennali per ciascuna fonte rinnovabile e la ripartizione fra regioni e province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione gestite attraverso procedure di gara.

Assetto societario dell'Enel Spa

Il decreto legislativo n. 79/99 impone all'Enel Spa la trasformazione, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore, in *holding* industriale con funzioni di indirizzo strategico e coordinamento dell'assetto industriale e delle attività delle società da essa controllate. Società separate devono essere costituite per:

- la produzione di energia elettrica;
- la distribuzione e vendita ai clienti vincolati;
- la vendita ai clienti idonei;
- l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione (comprensiva

delle linee di trasporto, delle stazioni di trasformazione e delle attività di manutenzione e sviluppo, vedi *supra*);

- lo smaltimento delle centrali elettronucleari dismesse e attività connesse, le cui azioni vengono assegnate al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato mantiene su di essa una funzione di indirizzo).

A tutte le società, entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, sono conferiti tutti i beni e rapporti giuridici, relativi all'oggetto della loro attività, ivi compresa una quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

Il decreto legislativo n. 79/99 stabilisce inoltre normative specifiche in materia di *importazione ed esportazione di energia elettrica* (art. 10) e di *concessioni idroelettriche* (art. 12). L'attività di importazione ed esportazione è libera e tuttavia soggetta a regole di natura diversa a seconda dei paesi con cui ha luogo. Con i paesi appartenenti all'Unione europea devono sussistere condizioni di reciprocità oltre che di disponibilità delle linee di interconnessione; in caso di insufficiente capacità di trasporto (verificata dal *gestore della rete di trasmissione nazionale*) l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fissa criteri di equa ripartizione tra mercato libero e vincolato. Con i paesi non appartenenti all'Unione europea sussistono ulteriori condizioni, determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di compatibilità economica e ambientale dell'energia importata.

Per le concessioni di grande derivazione d'acqua per scopi idroelettrici il decreto legislativo definisce le scadenze e le modalità di rinnovo. Per le concessioni dell'Enel Spa, attualmente di durata illimitata, viene introdotta una scadenza trentennale a partire dalla data di entrata in vigore del decreto. Per le altre concessioni, già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2010, viene stabilita una proroga automatica sino a tale data; restano valide le scadenze originariamente fissate oltre quella data. Alla scadenza dei termini le nuove concessioni verranno attribuite dalle regioni e delle provincie autonome per una durata trentennale¹¹.

Il recepimento della Direttiva per l'energia elettrica in Europa

Ai fini della realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica, il 19 febbraio 1999 dodici paesi dell'Unione europea erano tenuti al recepimento nella normativa nazionale della Direttiva 96/92/CE. Tuttavia, alcuni paesi - segnatamente Francia, Danimarca e Olanda - non hanno a quella data completato il processo di recepimento. In Francia esiste solo un progetto di legge non ancora approvato, negli altri due paesi sono già da tempo entrate in vigore leggi di riforma che lasciano indefiniti solo alcuni aspetti della Direttiva, come ad esempio le soglie di idoneità (in Danimarca) o i criteri di definizione delle tariffe di trasmissione e di fornitura (in Olanda).

Anche Belgio, Irlanda e Grecia, che hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento (rispettivamente di un anno per i primi due, e di due anni per l'ultimo) hanno avviato le consultazioni in Parlamento su primi progetti di riforma. Riguardo al regime di accesso nella generazione, la maggior parte dei paesi europei ha adottato la procedura di autorizzazione. La procedura di gara è prevista solo nei progetti di legge di Irlanda, Francia e come eccezione in Danimarca.

Sei paesi (Finlandia, Olanda, Regno Unito, Spagna, Svezia) hanno optato per l'accesso alla rete di tipo regolato per tutti gli utenti. Ad essi si aggiungono Irlanda e Portogallo, dove l'accesso regolato è limitato ai soli clienti idonei, mentre per i clienti vincolati l'accesso avviene tramite acquirente unico. Verso la soluzione dell'accesso regolato per tutti gli utenti è orientata la proposta della Francia. Fanno eccezione la Danimarca (dove, comunque, l'accesso regolato è previsto per i maggiori produttori) e la Germania che hanno adottato l'accesso negoziato, anche per l'assenza di una rete unica nazionale.

Riguardo all'assetto proprietario del gestore della rete (*Transmission System Operator, TSO*) e all'integrazione dell'attività di trasmissione con altre fasi del sistema elettrico, la Direttiva richiede come condizione minima la separazione contabile delle attività (art. 14) e la separazione gestionale del gestore della rete da altre attività (art. 7 comma 6). In Europa si possono distinguere tre tipologie organizzative:

- il gestore della rete viene isolato organizzativamente e funzionalmente all'interno della struttura verticalmente integrata mediante una separazione limitata al solo piano contabile e gestionale (Danimarca nelle regioni orientali: *Elkraft*, Francia, Germania, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente al cui capitale partecipano soggetti della generazione (Austria, Olanda, Portogallo) o della distribuzione (Danimarca nelle regioni occidentali: *Eltra*, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente dalle altre attività della filiera elettrica (Finlandia, Regno Unito, Spagna, Svezia). Le partecipazioni azionarie di operatori del mercato elettrico non possono superare soglie prestabilite.

Dove esiste anche un mercato di scambio dell'energia elettrica, ai compiti del gestore indipendente della rete si affiancano quelli dell'operatore del mercato. Nel caso di Inghilterra e Galles e Finlandia, le due figure coincidono, mentre nel caso della Spagna sono state individuate due entità distinte.

In Finlandia, Norvegia e Spagna sono stati creati mercati all'ingrosso non obbligatori. Ai mercati scandinavi, rispettivamente *EL-EX* e *NordPool*, partecipano Danimarca (*Elsam*) e Svezia; in Gran Bretagna il mercato *Pool* è obbligatorio. Dal 19 febbraio 1999 è diventata operativa anche la borsa dell'energia elettrica olandese, *Amsterdam Power Exchange (APX)*, con le stesse caratteristiche delle borse scandinave cui parteciperanno imprese tedesche e belghe.

Il grado medio di apertura del mercato europeo alla data del 19 febbraio 1999 è di circa il 60 per cento del totale dei dodici paesi tenuti al rispetto di tale scadenza. Tale percentuale è calcolata come quota del consumo degli utenti che potenzialmente possono scegliere il proprio fornitore sul totale del consumo nella UE. La percentuale è superiore a quella minima prevista dalla Direttiva in quanto alcuni paesi hanno adottato un calendario più accelerato (Finlandia, Inghilterra e Galles, Spagna e Svezia).

Tuttavia, in alcuni paesi l'effettiva liberalizzazione del mercato è ostacolata dagli elevati costi di transazione connessi con la ricerca di nuovi fornitori e all'installazione di nuovi misuratori di consumo. Infatti, per conteggiare i consumi nelle diverse frazioni di tempo in cui viene fissato il prezzo dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso operanti in questi paesi è necessario disporre di nuove tecnologie di misurazione. Nei paesi nordici si è evitato di obbligare i consumatori all'acquisto di nuovi misuratori utilizzando curve di carico standard in luogo di misurazioni apposite.

Per quanto riguarda la distribuzione, la maggior parte dei paesi ha introdotto una separazione delle attività di distribuzione da quelle di vendita limitata al solo piano contabile. Solo in Irlanda (progetto di legge), Portogallo e Svezia è richiesta la separazione societaria.

I processi di liberalizzazione sono stati accompagnati da politiche di privatizzazione in Finlandia (40 per cento della società di generazione *IVO*), Portogallo e Spagna. Nel Regno Unito, le imprese del settore sono tutte private, tranne quelle che gestiscono impianti nucleari.

In Regno Unito, Finlandia, Svezia, Portogallo, Spagna, Olanda e Irlanda (ordinati cronologicamente), il processo di liberalizzazione è stato (o sarà nel caso dell'Irlanda) preceduto dalla creazione di autorità indipendenti. Gli altri paesi si sono dotati di nuove strutture di controllo o di gestione reclami e risoluzione delle controversie che non hanno, tuttavia, uno statuto indipendente. In Austria è stata creata una Commissione prezzi, in Danimarca un Comitato di controllo dell'energia, mentre in Francia il decreto all'esame del Parlamento prevede l'istituzione di una Commissione per la regolazione.

TAV. 222 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**

	AUSTRIA	BELGIO **	DANIMARCA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di recepimento (ELWOK): fine luglio 1998	Progetto di legge sul recepimento della direttiva diffuso nell'ottobre 1998 all'esame del Parlamento	Approvazione legge di riforma del settore di parziale recepimento della direttiva: maggio 1996; prevista una nuova legge per la metà del 1999
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VG, società a capitale interamente pubblico. Nuovo regime: autorizzazioni	Electrabel, società verticalmente integrata, controlla circa l'88% del mercato della generazione. Proposta: autorizzazioni	Assetto attuale: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale) con contratti di lungo termine. Nuovo regime: autorizzazioni per impianti > 25 MW; gare solo come eccezione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	Assetto precedente: trasmissione e dispacciamento gestiti dalla VG e dalle società di produzione regionali. Nuovo regime: Divisione Trasmissione e Dispacciamento all'interno di VG. Separazione gestionale. Il capitale è pubblico al 51%	Electrabel gestisce indirettamente la trasmissione attraverso partecipazione al capitale del CPTE (comitato di gestione delle reti di trasmissione). Proposta: creazione TSO - società a azionariato diffuso	Eltra ed Elsam (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, ovest ed est del paese. Eltra: TSO di proprietà distributori; Elkraft: TSO di proprietà della coop. Produzione Elsam
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato per mercato libero e negoziato per vettoriale di grandi volumi	Accesso negoziato e possibilità di accesso regolato per i maggiori operatori
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi della parte est (Elsam) partecipano al NordPool come membri esterni
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto precedente: monopoli regionali nei 9 Länder. Nuovo regime: le 15 società regionali potranno acquistare energia elettrica liberamente sul mercato. Contratti di fornitura tra Verbund e utilities regionali protetti fino al 2003	Electrabel, società verticalmente integrata, controlla circa il 40% del mercato della distribuzione	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale. Nuovo regime: vengono distinte 3 categorie di operatori, con diversi obblighi e forme di governance: gestori di reti e fornitori, fornitori e traders
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	40 GWh al feb. 1999 (comprese società con impianti di trasmissione AT); 20 GWh al feb. 2000; 9 GWh al feb. 2003; Distributori: >40 GWh al feb. 2002; > 9 GWh al feb. 2003	> 100 GWh: febbraio 2000; 40 GWh: dicembre 2006; distributori: gennaio 2007	Previsto rispetto calendario direttiva. I rivenditori sono considerati clienti idonei
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	27%	33% nel 2000	33% (previsione)
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	Non è prevista la privatizzazione della VG; nessun limite a investitori privati nelle utilities regionali	Non prevista	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli affari economici e finanziari (Divisione Energia), al cui interno verrà istituita una Commissione prezzi	Comitato di controllo elettricità e gas all'interno del Ministero dell'energia. Proposta: creazione Commissione di regolazione all'interno del Ministero per clienti idonei	Ministero dell'ambiente e dell'energia. Prevista l'istituzione di un Energy Supervisory Board
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

CONTINUA
↓