

Dott. ing. Adriano Tommasi



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI TRIESTE
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di dottorato di ricerca in Energetica

Regimi di tariffazione dell'energia elettrica

Anno Accademico 1998-99

Settembre 1999

INDICE

INDICE	2
1. INTRODUZIONE	4
2. IL SISTEMA TARIFFARIO ATTUALE	6
2.1 TARIFFA BINOMIA SEMPLICE	8
2.1.1 Penali per superi nei prelievi.....	11
2.2 TARIFFA BIORARIA.....	12
2.3 TARIFFA BINOMIA MULTIORARIA O A FASCE ORARIE	13
2.3.1 Penali per superi nei prelievi.....	16
2.4 TARIFFA PER FORNITURE PER USI DOMESTICI	16
2.5 MAGGIORAZIONI E SOVRAPPREZZI INGLOBATI IN TARIFFA.....	16
2.6 OTTIMIZZAZIONE DEL CONTRATTO ELETTRICO.....	17
3. LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO.....	20
3.1 IL NUOVO MERCATO ELETTRICO.....	21
3.2 FONTI RINNOVABILI ED ASSIMILATE. LA COGENERAZIONE.	24
3.3 LE NUOVE NORME SUL VETTORIAMENTO	24
3.3.1 Corrispettivo di potenza.....	27
3.3.2 Pedaggio in energia.....	29
3.3.3 Corrispettivo per l'uso del sistema.....	31
3.3.4 Maggiorazioni dei corrispettivi	32
3.3.5 Condizioni particolari per le fonti rinnovabili	33
4. BIBLIOGRAFIA	34
ALLEGATO 1. IL DECRETO BERSANI E LE FONTI RINNOVABILI.....	35
Art. 2	35
Art. 3	35
Art. 4	36
Art. 11	36
Art. 15	37

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1: TARIFFA MULTIORARIA. GRADO DI UTILIZZAZIONE IN FUNZIONE DEL NUMERO ANNUO DI ORE DI ATTIVITÀ PRODUTTIVA.	19
TABELLA 2: PREVISIONI SUL NUMERO DI UTENTI ELETTRICI. ITALIA E UE A CONFRONTO.	23
TABELLA 3: COMPONENTI DEL PERCORSO CONVENZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA VETTORIATA.	29
TABELLA 4: VETTORIAMENTO. COEFFICIENTI DI COSTO RIFERITI AL PERCORSO CONVENZIONALE DELL'ENERGIA ELETTRICA VETTORIATA.....	30
TABELLA 5: VETTORIAMENTO. COEFFICIENTI DI COSTO RIFERITI ALLA LOCALIZZAZIONE DEL PUNTO DI RICONSEGNA DELL'ENERGIA ELETTRICA VETTORIATA.....	31
TABELLA 6: VETTORIAMENTO. ALIQUOTE DEL COEFFICIENTE S DELLE PERDITE PER VARIAZIONE DEL FATTORE DI POTENZA.....	31
TABELLA 7: VETTORIAMENTO. ALIQUOTE PER LE VARIE COMPONENTI DI COSTO DEL CORRISPETTIVO PER L'USO DEL SISTEMA.....	32
TABELLA 8: VETTORIAMENTO. MAGGIORAZIONI DEI CORRISPETTIVI.....	33

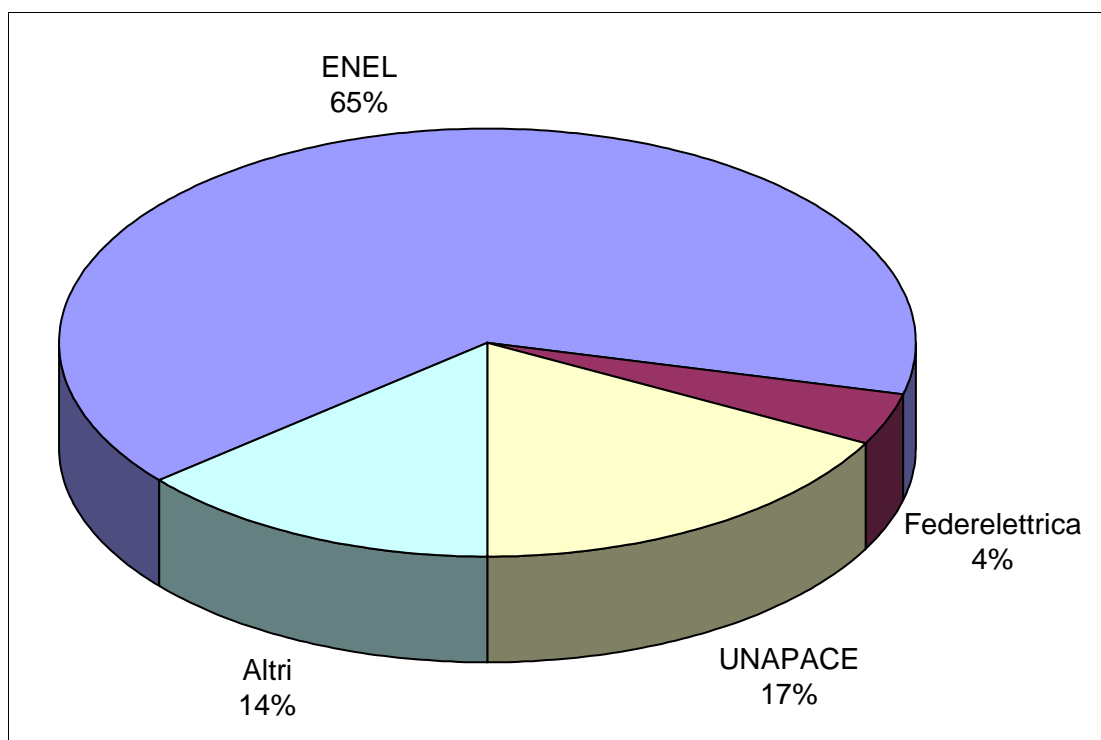
INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1: PRINCIPALI PRODUTTORI NEL SETTORE ELETTRICO E LORO QUOTE DI MERCATO.	5
FIGURA 2: COMPETENZE IN MATERIA DI TARIFFE ELETTRICHE. QUADRO EVOLUTIVO.	5
FIGURA 3: COMPOSIZIONE DEL COSTO DELL'ENERGIA ELETTRICA.	7
FIGURA 4: CLASSIFICAZIONE DELLE TARIFFE ELETTRICHE E RELATIVI PARAMETRI.....	11
FIGURA 5: TARIFFA MULTIORARIA. FASCE ORARIE.	15
FIGURA 6: STRUTTURA PROBABILE DELL'OFFERTA ELETTRICA AL 2003.	22
FIGURA 8: COMPONENTI DEL SISTEMA ELETTRICO AI FINI DEL VETTORIAMENTO.....	26
FIGURA 9: VOCI DI COSTO DEL SERVIZIO DI VETTORIAMENTO.	27

1. INTRODUZIONE

L'attuale panorama del settore elettrico vede la presenza di più operatori. La parte del leone è ancora rappresentata dall'ENEL che è il maggior produttore, col 65% del consumo globale nazionale, e che gestisce la quasi totalità della rete di trasmissione e distribuzione. Accanto ad esso sono però presenti anche altri soggetti, quali la Federelettrica, che rappresenta le Aziende Municipalizzate, con una produzione pari al 4% della produzione nazionale, e l'UNAPACE che raggruppa invece i produttori indipendenti, la quale copre il 17% dei consumi nazionali (Figura 1).

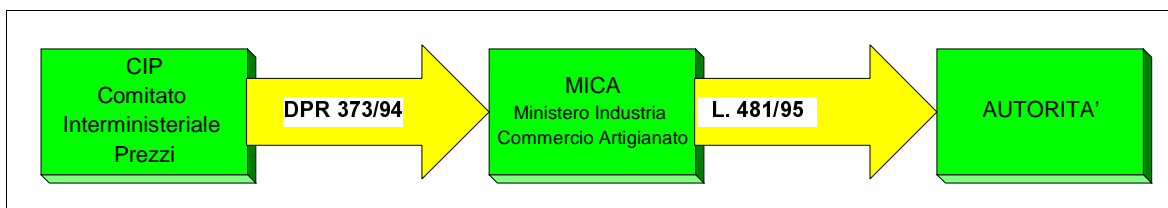
Inizialmente, nel 1963, anno in cui è datata la nazionalizzazione dell'ENEL, la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica era riservata all'ENEL stessa ed alle Aziende Municipalizzate. Successivamente, la legge 9/1991 ha parzialmente liberalizzato la produzione di elettricità consentendola anche a soggetti terzi purchè avvalendosi di impianti di cogenerazione, a fonti rinnovabili o impianti che utilizzino rifiuti e residui. Con la recente liberalizzazione del mercato elettrico la situazione del settore ha subito un cambiamento radicale e complesso assistendo ad una progressiva apertura del mercato. Le caratteristiche salienti della situazione attuale ed i principali cambiamenti verranno analizzati nel successivo capitolo 3.



Fonte: ENEL

Figura 1: Principali produttori nel settore elettrico e loro quote di mercato.

A seguito dei notevoli cambiamenti avvenuti nel settore elettrico, anche le competenze in materia di definizione delle tariffe elettriche sono passate dal CIP (Comitato Interministeriale Prezzi) dapprima al MICA (Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato) nel 1994 e successivamente all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, che ha l'incarico di regolamentare il settore secondo le direttive e le indicazioni del Governo (Figura 2).

**Figura 2: Competenze in materia di tariffe elettriche. Quadro evolutivo.**

2. IL SISTEMA TARIFFARIO ATTUALE

L'attuale sistema tariffario vigente in Italia prevede tre sistemi di tariffe:

- tariffa binomia semplice
- tariffa bioraria
- tariffa binomia a fasce orarie o multioraria.

Particolarmente importante risulta essere la tariffa multioraria, considerata la sua estensibilità a tutto il campo delle potenze elettriche ricopribili industrialmente.

Il termine *binomia* si riferisce al fatto che l'addebito per l'utente risulta essere costituito da due voci distinte:

- il *corrispettivo per la potenza impegnata*, proporzionale alla potenza elettrica massima che l'utente intende prelevare e che il fornitore si impegna a mettergli a disposizione;
- il *corrispettivo per il prelievo effettuato*, proporzionale all'energia effettivamente prelevata dall'utente.

La prima voce è volta a coprire i costi di capitale sostenuti dal fornitore per gli investimenti sugli impianti. Tali costi sono, in linea di massima, direttamente proporzionali alla dimensione ed alla potenzialità degli impianti stessi e dunque all'entità della massima potenza erogabile. La seconda voce di costo, invece, copre i costi sostenuti in combustibile, e dunque proporzionali all'effettiva energia erogata.

Ne risulta quindi che il costo dell'energia elettrica può essere schematicamente diviso in due parti, a loro volta formate da più voci (Figura 3):

- 1) costi per la fornitura di energia elettrica;
- 2) altri corrispettivi.

Il costo per la fornitura di energia elettrica prevede un corrispettivo mensile fisso dipendente dalla potenza contrattuale impegnata (Lire/kW impegnato) ed uno proporzionale all'energia effettivamente prelevata (Lire/kWh).

Accanto a queste voci veniva aggiunto, fino a poco tempo fa, il cosiddetto *sovrapprezzo termico*, ovvero un costo aggiuntivo per kWh utilizzato, computato in base alla tensione di fornitura (bassa, media o alta). Tale onere fu introdotto per tenere conto delle variazioni di prezzo dei combustibili usati nelle centrali termoelettriche. Attualmente, tale voce di costo è stata inglobata, assieme ad altre, nel corrispettivo proporzionale all'energia effettivamente prelevata (vedi paragrafo 2.5).

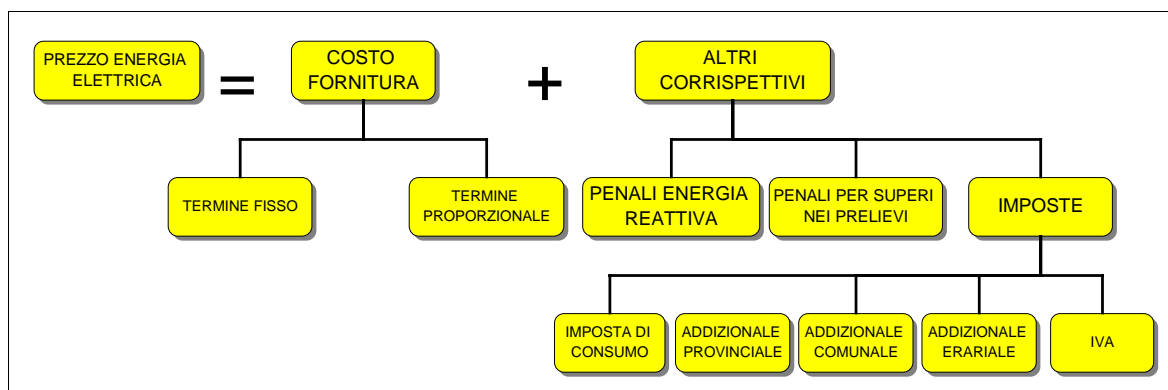


Figura 3: Composizione del costo dell'energia elettrica.

Le tariffe variano in funzione del tipo di utenza e dell'entità della potenza impegnata, secondo i sistemi di seguito illustrati.

L'attuale sistema tariffario suddivide, ai fini contrattuali, le potenziali utenze in varie categorie a seconda degli usi finali a cui è destinata la fornitura:

- illuminazione pubblica
- usi domestici
- forniture in locali e luoghi diversi dalle abitazioni
- forniture per usi agricoli e per usi di bonifica e miglioramento fondiario
- forniture ai rivenditori
- forniture straordinarie
- forniture per produzione di alluminio e magnesio primario

Inoltre, fissata la categoria di utenti, le tariffe si differenziano in funzione di vari parametri tecnici:

- la tensione di consegna (i)
- l'impegno di potenza (P_i)
- il grado di utilizzazione (k)
- il periodo di prelievo (g)

I livelli di tensione previsti sono 4:

- Bassa Tensione (BT): inferiore a 1 kV
- Media Tensione (MT): da oltre 1 kV e fino a 35 kV
- Alta Tensione (AT): da oltre 35 kV e fino a 150 kV
- Altissima Tensione (AAT): oltre 150 kV.

Per far fronte alla variabilità dei prelievi dalla rete nel corso della giornata, l'Ente erogatore è obbligato a dotarsi di impianti ausiliari di produzione che vengono messi in funzione nelle ore di maggior consumo ma rimangono inattivi nelle restanti ore della giornata. Per tale motivo, questi impianti risultano essere molto costosi dato il loro scarso utilizzo.

Le varianti tariffarie tengono conto di tali problematiche incentivando le utenze a concentrare i propri prelievi durante i periodi in cui la domanda sulla rete è più bassa. Infatti, per le forniture di tipo domestico caratterizzate da prelievi consistenti (> 6 kW) è possibile adottare una tariffa bioraria che prevede 2 fasce orarie distinte denominate *ore piene e ore vuote*. Analogamente, nel caso di grandi utenze alimentate in media o in alta tensione, per usi diversi dal domestico, si prevede un'articolazione a fasce orarie, definita *multioraria*, che prevede tariffe diversificate in 4 fasce distinte: *ore di punta, di alto carico, di medio carico e ore vuote*. Le aliquote delle tariffe previste nelle varie fasce sono ovviamente fissate in modo da incentivare l'utente a consumare energia nelle ore cosiddette vuote, cioè nei momenti in cui le richieste sulla rete sono più basse. La suddivisione delle ore del giorno tra le varie fasce varia poi a seconda della stagione di prelievo (invernale o estiva) (Figura 4).

Viene anche introdotto il concetto di *grado di utilizzazione*, legato alle ore di effettivo utilizzo della potenza. Nei contratti caratterizzati da bassa utilizzazione, il corrispettivo per la potenza impegnata (L/kW) è un valore relativamente basso mentre è alto il costo dell'energia effettivamente consumata (L/kWh). Al crescere dell'utilizzazione aumenta il corrispettivo di potenza e decresce il corrispettivo per l'energia prelevata.

Questa complessa articolazione dei costi delle forniture (Figura 4) nelle ore della giornata e nei vari mesi dell'anno è stata predisposta con l'intento di stimolare le utenze sia a spostare i prelievi di potenza nelle fasce a costi più bassi sia a contenere i prelievi nelle fasce più costose.

2.1 Tariffa binomia semplice

Questa tariffa è riservata alle utenze elettriche alimentate in bassa tensione (fino a 1 kV) con potenza globale impegnata massima inferiore a 200 kW e media tensione (fino a 50 kV) con potenza impegnata fino a 400 kW.

Le voci di costo riguardanti la potenza impegnata e l'energia prelevata non variano in funzione del periodo di prelievo, ma solo con la tensione di fornitura (bassa o media) e col grado di utilizzazione.

Fissata la tensione di fornitura (i), la composizione del costo totale C_T nel sistema di tariffazione binaria semplice presenta una struttura del tipo:

$$C_T(i) = C_{P_i}(k) + C_e(k) + C_r(i) \quad [\text{L/mese}] \quad (1)$$

dove:

$C_{P_i}(k)$ corrispettivo mensile per la potenza impegnata [L/mese], che risulta

funzione del tipo di utilizzazione (k) ed è esprimibile con:

$$C_{Pi}(k) = P_i \cdot [A(i,k) + A_{2P}(i) + A_{3P}(i)]$$

- P_i potenza impegnata [kW]
 $A(i,k)$ corrispettivo mensile per unità di potenza impegnata [L/kW·mese]
 $A_{2P}(i)$ componenti tariffarie relative alle voci di maggiorazioni e sovrapprezzi inglobate in tariffa [L/kW] (vedi paragrafo 2.5)
 $A_{3P}(i)$

$C_e(k)$ corrispettivo per il prelievo di energia elettrica [L/mese], che risulta funzione del tipo di utilizzazione (k), ed è esprimibile con

$$C_e(k) = E_m \cdot [B(k) + A_{2e}(i) + A_{3e}(i) + B_e(i)]$$

- E_m entità dei prelievi di energia elettrica nel mese m-esimo [kWh/mese]
 $B(k)$ corrispettivo per unità di energia prelevata [L/kWh]
 $A_{2e}(i)$ componenti tariffarie relative alle voci di maggiorazioni e sovrapprezzi inglobate in tariffa [L/kWh] (vedi paragrafo 2.5)
 $A_{3e}(i)$

$B_e(i)$

$C_r(i)$ corrispettivo mensile per l'energia reattiva scambiata [L/mese], esprimibile come:

$$C_r(i) = R_m \cdot D(i)$$

- R_m energia reattiva consumata nel mese m-esimo [kVAR/mese]
 $D(i)$ corrispettivo per unità di energia reattiva consumata [L/kVAR]

Il grado di utilizzazione (k) viene suddiviso in 3 categorie nel caso della bassa tensione:

- bassa
- media
- alta

ed in 4 categorie per la media tensione:

- bassa
- media
- alta
- altissima.

Analizzando le diverse aliquote di tariffe praticate, si nota che, passando dalla bassa all'alta utilizzazione, l'addebito unitario di potenza aumenta mentre diminuisce quello relativo all'energia ritirata. Ciò comporta, per ogni rapporto tra potenza impegnata e energia complessiva ritirata, l'esistenza di una scelta ottimale tra le diverse alternative.

L'azienda utilizzatrice ha la possibilità di scegliere la potenza impegnata ma, nel caso in cui si assorba meno potenza di quella impegnata, deve essere comunque pagata integralmente, pur non avendo usufruito di tutto il servizio potenziale prenotato. Viceversa, se l'utente ritira una potenza maggiore di quella impegnata, si pagano dei supplementi a titolo di penale o di indennizzo.

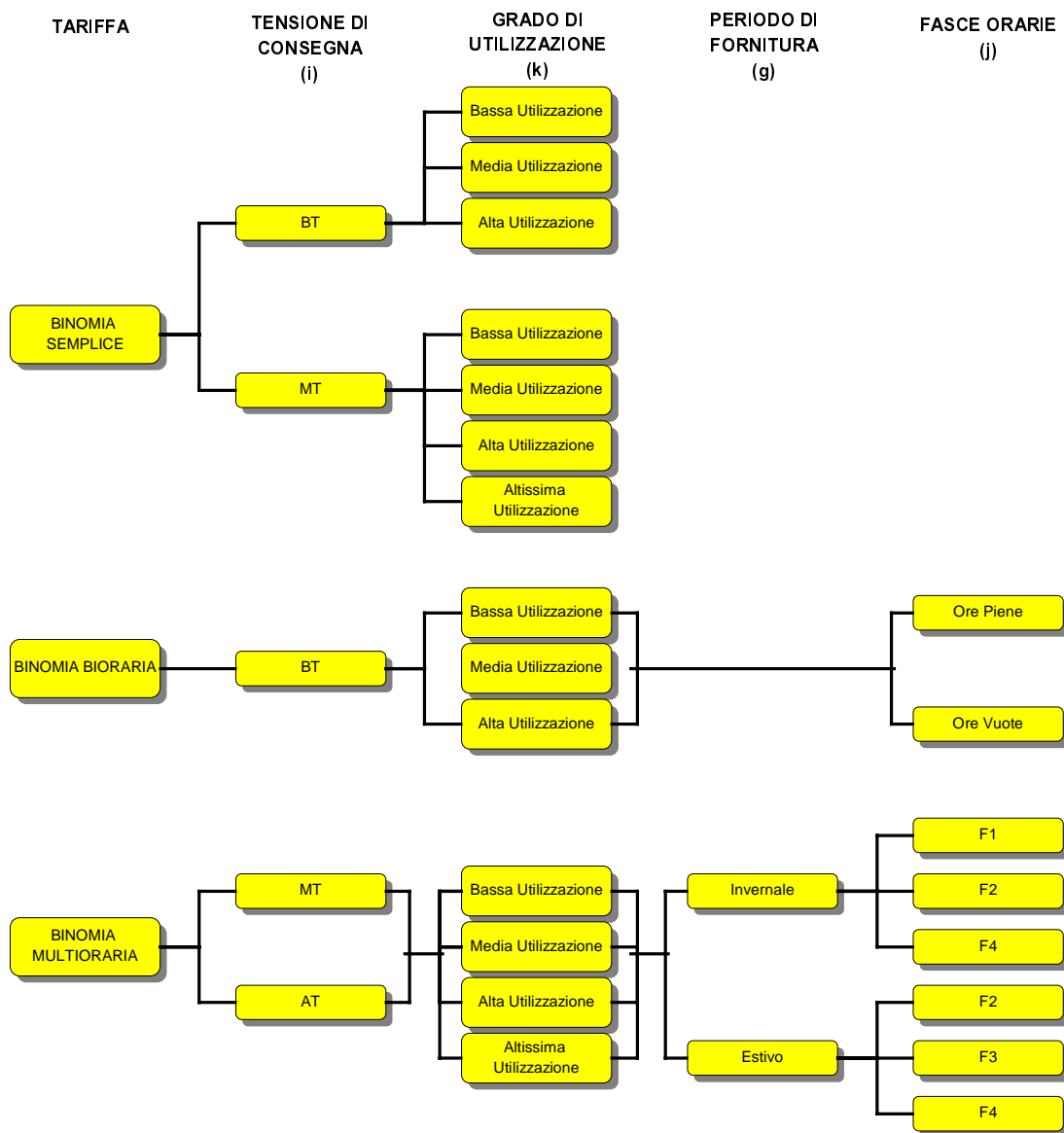


Figura 4: Classificazione delle tariffe elettriche e relativi parametri.

2.1.1 Penali per superi nei prelievi

Qualora l'utente in un dato mese ritiri una potenza massima P_r :

(a) inferiore a quella impegnata P_i , per quel mese pagherà l'addebito concordato

$$(P_i \cdot A(i,k))$$

(b) eccedente la potenza impegnata P_i e contenuta entro il 25% della stessa, per quel mese

pagherà un corrispettivo, per ogni kW di massimo prelievo, pari a 3 volte quello corrispondente alla potenza impegnata

$$P_i \cdot A(i,k) + (P_r - P_i) \cdot 3 \cdot A(i,k)$$

(c) superiore al 25% oltre la potenza impegnata, per quel mese pagherà un corrispettivo, per ogni kW di maggior prelievo oltre il 25%, pari a 4 volte quello corrispondente alla potenza impegnata

$$P_i \cdot A(i,k) + 0,25 P_i \cdot 3 \cdot A(i,k) + [P_r - 1,25 \cdot P_i] \cdot 4 \cdot A(i,k)$$

La potenza massima a disposizione è ottenuta maggiorando del 25%, con un massimo di 2,5 MW, la potenza impegnata.

2.2 Tariffa bioraria

Si tratta di un sistema di tariffazione ancora sperimentale, destinato, per il momento, solo all'alimentazione di forni elettrici destinati a produzione alimentare e per forniture ad aziende agricole. E' prevista però una sua estensione ad altre categorie di utenze.

La tariffa si applica a forniture in bassa tensione con potenze impegnate uguali o superiori a 25 kW.

Anche in questo caso, valgono gli algoritmi di calcolo esplicitati per la tariffa binomia semplice, con la differenza che qui sono previste due fasce orarie (j), uguali per tutti i mesi dell'anno:

- ore piene: comprese tra le 7.00 e le 21.30 dal lunedì al venerdì;
- ore vuote: comprese tra le 21.30 e le 7.00 dal lunedì al venerdì, più tutte le ore del sabato, della domenica e dei giorni festivi infrasettimanali.

Ovviamente, i corrispettivi per la potenza impegnata e per l'energia prelevata calano passando dalla fascia delle ore piene a quella delle ore vuote.

Adottando la stessa simbologia introdotta nel caso della tariffa binomia semplice, le espressioni delle voci di costo si modificano come segue:

$$C_T(k) = C_{P_i}(k) + C_e(k) + C_r(i) \quad [L/mese] \quad (2)$$

con:

$$C_{P_i}(k) = P_e \cdot [A2_p(i) + A3_p(i)] \cdot \sum_{j=1}^2 [A(k, j) \cdot (P_j - P_{j-1})]$$

$$C_e(k) = \sum_{j=1}^2 \{ E_m(j) \cdot [B(k, j) + A2_e(i) + A3_e(i) + B_e(i)] \}$$

$$C_r(i) = R_m \cdot D(i)$$

2.3 Tariffa binomia multioraria o a fasce orarie

Introdotta nel nostro paese a partire dal 1980, la tariffa multioraria viene applicata alle utenze in media tensione fino a 50 kV e con potenza impegnata superiore a 400 kW, e in alta tensione oltre 50 kV e con potenze impegnate superiori a 500 kW.

Questa tariffa è destinata a locali e luoghi diversi dalle abitazioni, con esclusione degli usi agricoli e per illuminazione pubblica. Comprende invece le utenze commerciali, dell'industria, dell'artigianato e l'utilizzo per i servizi comuni negli edifici.

Tra i vari sistemi, la tariffazione multioraria è quella più articolata e complessa perché diversifica i costi per la fornitura elettrica in funzione del giorno settimanale e del periodo dell'anno in cui avviene il prelievo.

Abbiamo così due periodi di fornitura (g):

- estivo (da aprile a settembre);
- invernale (da ottobre a marzo)

nei quali si definiscono quattro fasce orarie (j):

- ore di punta (F1);
- ore di alto carico (F2);
- ore di medio carico (F3);
- ore vuote (F4)

che variano in funzione della tensione di fornitura (i):

- <50 kV;
- >50 e ≤ 100 kV;
- >100 e ≤ 200 kV;
- >200 kV.

Sono inoltre previste quattro varianti del grado di utilizzazione (k) della potenza fornita:

- bassa utilizzazione;
- media utilizzazione;
- alta utilizzazione;
- altissima utilizzazione.

Passando dalla bassa utilizzazione all'altissima, aumenta il costo unitario della potenza impegnata mentre diminuisce quello relativo all'energia prelevata.

Il corrispettivo totale $C_T(g,i,j,k)$ si ottiene sommando 3 voci di costo, così definite:

$$C_T(g,i,j,k) = C_{P_i}(g,j,k) + C_e(g,j,k) + C_r(i) \quad [\text{L/mese}] \quad (3)$$

dove:

$C_{P_i}(g,k)$ corrispettivo mensile per la potenza impegnata [L/mese], definito dalla relazione

$$C_{P_i}(g,k) = P_e \cdot [A2_p(i) + A3_p(i)] \cdot \sum_{j=1}^4 A(k,j) \cdot (P_j - P_{j-1})$$

$A(k,j)$ corrispettivo mensile per unità di potenza impegnata nella j-esima fascia oraria [L/kW·mese], (solo per la fascia F1 si ha una distinzione per valori di potenza impegnata fino a 3 MW, fino o oltre i 10 MW)

P_j potenza impegnata nella j-esima fascia oraria (posto $P_0 = 0$), tenendo presente che i quattro valori di potenza sono vincolati dalla relazione $P1 \leq P2 \leq P3 \leq P4$, al fine di favorire lo spostamento dei carichi verso le fasce meno pregiate. Le potenze impegnate P_i nelle varie fasce orarie devono essere di valore pari a multipli di:

- 5 kW per impegni fino a 500 kW
- 25 kW per impegni fino a 1 MW;
- 50 kW per impegni fino a 2 MW;
- 100 kW per impegni oltre 2 MW.

$C_e(g,k)$ corrispettivo mensile per il prelievo di energia elettrica [L/mese], definito dalla relazione

$$C_e(g,k) = \sum_{j=1}^4 \{E_m(j) \cdot [B(k,j) + A2_e(i) + A3_e(i) + B_e(i)]\}$$

$B(k,j)$ corrispettivo per unità di energia prelevata [L/kWh·mese]

$E_m(j)$ prelievi di energia elettrica nel mese m-esimo nella fascia oraria j-esima [kWh]

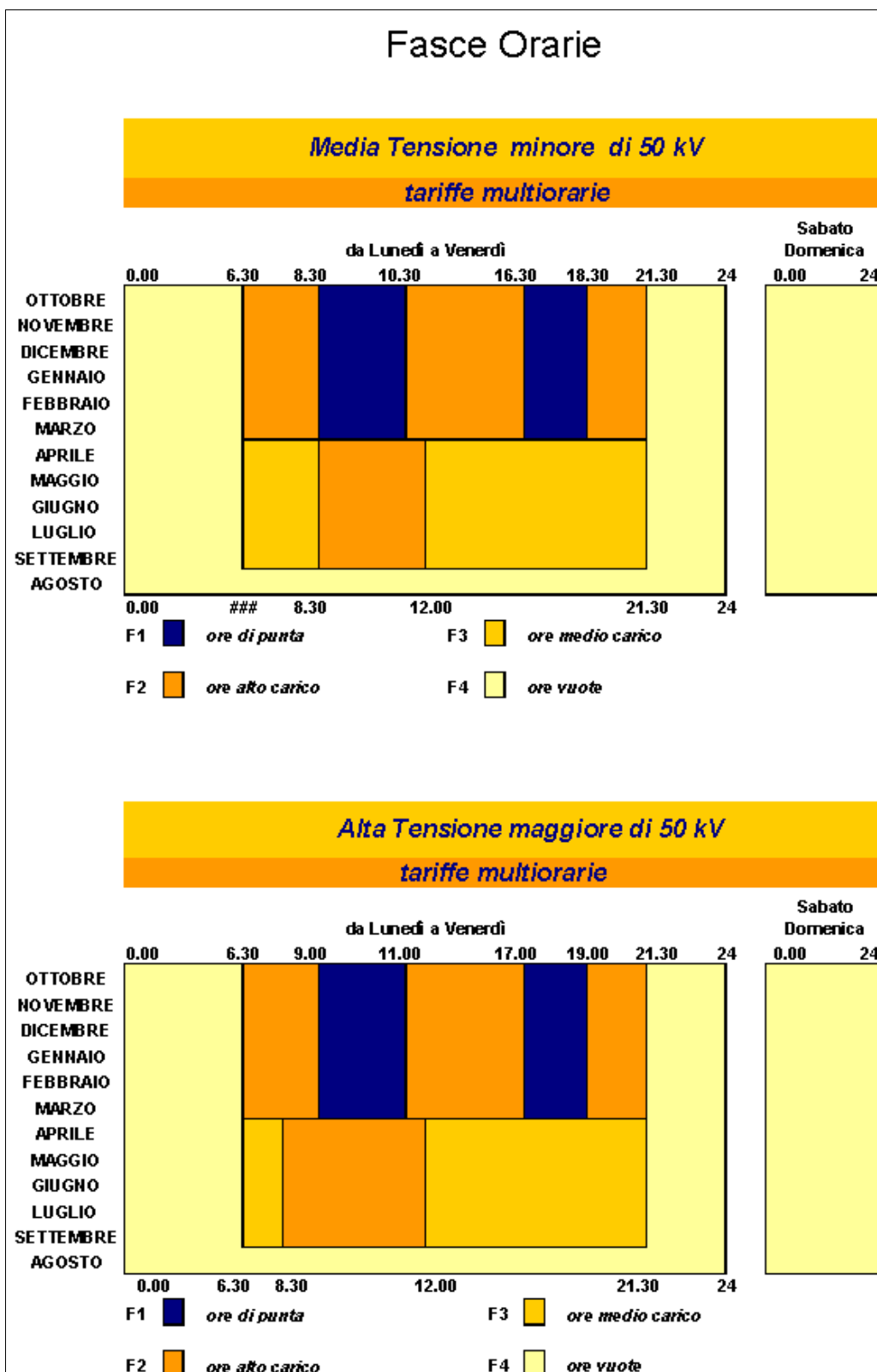
$C_r(i)$ corrispettivo mensile per l'energia reattiva scambiata [L/mese], (viene fatturato solo per le fasce F1, F2 ed F3 e con $\cos \Phi < 0,9$), espresso da:

$$C_r(i) = R_m \cdot D(i)$$

R_m energia reattiva consumata nel mese m-esimo [kVAR/mese]

$D(i)$ corrispettivo per unità di energia reattiva consumata [L/kVAR]

Ai fini della fatturazione, per determinare la potenza prelevata viene calcolata la media dei tre maggiori prelievi del mese. Nel caso in cui uno o due di questi valori risultino inferiori alla potenza impegnata, essi vengono sostituiti con quest'ultima.



Fonte: Fire Italia

Figura 5: Tariffa multioraria. Fasce orarie.

2.3.1 Penali per superi nei prelievi

Se l'utente preleva una potenza superiore al valore impegnato, incorrerà in una penale di importo pari all'entità del supero (potenza prelevata meno quella impegnata) moltiplicata per il corrispettivo mensile unitario triplicato.

In realtà, la potenza massima a disposizione dell'utente è data dalla potenza impegnata contrattualmente per ogni fascia maggiorata del 25%, con un tetto massimo di 5 MW. I prelievi di potenza superiori a tale limite massimo sono soggetti a penali, in cui i superi (potenza prelevata meno quella massima a disposizione) vengono fatturati ad un costo pari a 4 volte il corrispettivo unitario per la potenza.

2.4 Tariffa per forniture per usi domestici

In questo caso si adotta una struttura binomia, costituita da una quota fissa mensile [L/mese] e da un corrispettivo per l'energia prelevata [L/kWh]. Le forniture previste possono essere con potenza impegnata fino a 3 kW o oltre i 3 kW, senza distinzione in fasce orarie.

Possono chiedere di essere sottoposte ad una tariffa bioraria solo le utenze domestiche con potenza impegnata superiore ai 6 kW.

2.5 Maggiorazioni e sovrapprezzi inglobati in tariffa

Le tariffe di fornitura dell'energia elettrica prevedono l'applicazione di una serie di maggiorazioni e sovrapprezzi, stabiliti e fissati dall'Authority mediante la Delibera n.70 del 26/6/1997.

Le maggiorazioni previste erano inizialmente suddivise in due voci, denominate *parte A* e *parte B*. A sua volta la parte A risultava composta da tre parti: A1, A2 e A3 così definite:

- A1: aliquota aggiuntiva provvisoria di sovrapprezzo per il ripianamento del conto per l'onere termico relativo agli anni 1994, 1995 e 1996;
- A2: maggiorazione straordinaria prevista dall'articolo 33 della legge 9/1991 per la parte relativa al reintegro degli oneri derivanti dalla sospensione ed interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- A3: sovrapprezzo termico ordinario, nella quota necessaria a coprire il costo evitato di combustibile previsto dal provvedimento CIP 6/1992 ed il sovrapprezzo per nuovi impianti, relativo alla nuova energia prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate.

Nella parte B confluiscono invece:

- il vecchio sovrapprezzo termico, al netto della quota già inglobata nella parte A;
- l'aliquota di recupero dell'imposta di fabbricazione sugli oli combustibili impiegati per generare direttamente o indirettamente energia elettrica.

Come stabilito al punto f), comma 2.3 dell'articolo 2 della succitata Delibera 70/97, l'energia elettrica prodotta e consumata dalle imprese autoproduttrici non è soggetta al pagamento di queste voci di sovrapprezzo.

Recentemente, con la successiva Delibera dell'Authority n.161 del 22/12/1998, la componente A1 è stata definitivamente soppressa mentre le voci A2 ed A3 sono state scomposte in due parti:

- un'aliquota da applicare alla potenza mensile impegnata ($A2_p$ e $A3_p$);
- un'aliquota da applicare all'energia elettrica mensile effettivamente prelevata ($A2_e$ e $A3_e$).

Nel caso delle tariffe bioraria e multioraria, nelle quali sono presenti più di una potenza impegnata (2 nella bioraria e 4 nella multioraria), per l'applicazione delle aliquote $A2_p$ e $A3_p$ si fa riferimento ad una *potenza impegnata equivalente* P_e , calcolata sulla base delle potenze impegnate in ciascuna fascia oraria secondo le seguenti espressioni:

Tariffa bioraria:

$$P_e = 0,432 \cdot P_1 + 0,568 \cdot P_2 \quad [\text{kW}_{\text{eq}}] \quad (4)$$

dove:

P_1	potenza impegnata nelle ore piene	[kW]
P_2	potenza impegnata nelle ore vuote	[kW]

Tariffa multioraria:

$$P_e = 0,059 \cdot P_1 + 0,207 \cdot P_2 + 0,143 \cdot P_3 + 0,591 \cdot P_4 \quad [\text{kW}_{\text{eq}}] \quad (5)$$

dove:

P_1	potenza impegnata nelle ore di punta	[kW]
P_2	potenza impegnata nelle ore di alto carico	[kW]
P_3	potenza impegnata nelle ore di medio carico	[kW]
P_4	potenza impegnata nelle ore vuote	[kW]

2.6 Ottimizzazione del contratto elettrico

Il contratto di fornitura elettrica è ottimizzato quando si ha una sufficiente corrispondenza tra le potenze impegnate ed i consumi effettivi. Se i reali prelievi elettrici risultano inferiori

alle potenze previste, l'utente incorre in costi per disponibilità di forniture che non ha mai utilizzato. Quando invece le richieste di energia elettrica sono superiori alle potenze stabilite in sede contrattuale, si incorre nel pagamento di penali proporzionali ai superi della potenza impegnata verificatisi. Sarà dunque necessario innalzare i valori contrattuali delle potenze impegnate se si pagano troppe penali, abbassarli in caso contrario.

Il contratto ottimale è generalmente quello che impegna una potenza tale da non implicare penali per più di una o due volte l'anno. La scelta ottimale delle potenze da impegnare nelle varie fasce orarie viene operata sulla base del diagramma di carico dei prelievi, sia giornaliero che annuale, relativo non solo alla situazione attuale ma anche agli sviluppi futuri previsti sull'evoluzione dei fabbisogni elettrici dell'azienda.

Il prezzo unitario dell'energia prelevata si riduce con l'aumentare della potenza impegnata. Si evince pertanto che, qualora dalla scelta effettuata inizialmente in base al diagramma di prelievo previsto si ottenga un valore di potenza vicino al valore massimo di un'altra utilizzazione, potrebbe convenire l'adozione del successivo scalino di tariffazione.

E' opportuno quindi operare un raffronto per determinare l'onere complessivo delle due alternative inerenti le diverse utilizzazioni (addebiti per l'impegno di potenza e per il ritiro di energia, sovraoneri e penalizzazioni) e individuare la soluzione più conveniente.

Per poter conseguire il minimo costo globale di fornitura, a parità di prelievo, l'utente ha inoltre la facoltà di scegliere la variante tariffaria più conveniente tra i vari regimi di utilizzazione previsti.

Nel caso della tariffazione multioraria, il grado di utilizzazione ottimale viene individuato, in prima approssimazione, in base al numero di ore annue di attività produttiva h , calcolate secondo la relazione:

$$h = \sum_{j=1}^4 \frac{E_j}{P_j} \quad (6)$$

dove:

E_j energia fatturata nella j -esima fascia oraria [kWh]

P_j potenza fatturata nella j -esima fascia oraria [kW]

Nella Tabella 1 viene riportato il grado di utilizzazione consigliato in funzione al numero di ore annue così determinato.

Tabella 1: Tariffa multioraria. Grado di utilizzazione in funzione del numero annuo di ore di attività produttiva.

Grado di utilizzazione	h
bassa	< 1.000 h/anno
media	da 1.000 a 3.400 h/anno
alta	da 3.400 a 6.000 h/anno
altissima	oltre 6.000 h/anno

Il regime di utilizzazione più elevato comporta progressive agevolazioni tariffarie sui corrispettivi relativi all'energia assorbita a cui si contrappongono gli aumenti dei corrispettivi annui di potenza impegnata.

3. LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO

Con il D.Lgs. n.79 del 16/3/1999 (chiamato Decreto Bersani), mediante il quale l'Italia recepisce la Direttiva Comunitaria 96/92/CE concernente le norme di regolamentazione del mercato interno di energia elettrica, il mercato elettrico ha subito una rivoluzione radicale le cui conseguenze ed i cui effetti si vedranno chiaramente solo nel corso dei prossimi anni.

La novità principale del decreto riguarda l'ENEL che cessa di mantenere il ruolo di monopolio detenuto fino ad oggi nel settore della produzione di energia elettrica. Tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica saranno progressivamente liberalizzate nell'ambito però di un sistema integrato di garanzie pubbliche a favore degli utenti elettrici.

Il decreto definisce le seguenti attività:

- **produzione:** la generazione di energia elettrica
- **trasmissione:** l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica lungo la rete ad alta tensione
- **distribuzione:** l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica lungo le reti a media e bassa tensione per la consegna agli utenti finali
- **dispacciamento:** l'attività di emanazione delle disposizioni riguardanti l'utilizzo e l'esercizio in maniera coordinata e coerente degli impianti di produzione, di trasmissione e dei servizi ausiliari connessi

Con la liberalizzazione del mercato, l'ENEL conserva la proprietà della rete di distribuzione ma la gestione sarà affidata ad una SpA, appositamente creata, a controllo pubblico. Entro alcuni mesi dall'entrata in vigore del decreto l'ENEL dovrà deliberare la costituzione di società distinte per le attività di produzione, distribuzione e vendita ai clienti, conferendo loro nei 6 mesi successivi tutti i beni, i rapporti giuridici e quota parte dell'indebitamento. Inoltre l'ENEL dovrà creare una SpA a cui trasferire la gestione della rete (il cosiddetto Gestore della rete). Il Gestore della rete eserciterà le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. A sua volta, il Gestore della rete dovrà costituire una SpA denominata Acquirente Unico che si occuperà di stipulare e gestire i contratti di fornitura garantendo tutte le condizioni di continuità, sicurezza, efficienza del servizio e di parità nel trattamento tariffario.

Per quel che riguarda la produzione, l'ENEL dovrà preparare un piano di vendita delle sue centrali al fine di rispettare i tetti dell'*antitrust*: infatti, dal 2003 nessun operatore potrà detenere più del 50% dell'energia prodotta ed importata in Italia. Per raggiungere tale obiettivo, l'ENEL, detentrica di un parco produttivo complessivo di circa 58.000 MW, dovrà vendere circa 15.000 MW di centrali.

In seguito a tale trasformazione, l'ENEL diventerà una *holding* industriale a cui faranno capo le diverse società dedite ai vari rami delle attività già citate. In questo contesto, l'ENEL dovrà cedere anche le sue attività di distribuzione nei grandi centri urbani: nei comuni dove sono presenti sia l'ENEL sia una municipalizzata con almeno il 20%

dell'utenza, la prima dovrà cedere alla società locale tutta la sua distribuzione.

Il Decreto Bersani prevede la dismissione, da parte dell'ENEL, di centrali di produzione per una potenzialità di almeno 15.000 MW entro la fine del 2002. Nell'agosto del 1999 il Governo ha varato (su proposta ENEL) il piano di dismissioni dei 15.000 MW attraverso la costituzione di 3 SpA: Eurogen, Elettrogen e Interpower. Le centrali sono state conferite dall'ENEL alle 3 società il 1 ottobre 1999.

3.1 Il nuovo mercato elettrico

In linea con la Direttiva Europea, che prevede il raggiungimento entro il 2003 di una quota di mercato libero del 30÷32% dei consumi interni, il Decreto Bersani prefigura un doppio mercato dell'energia: uno costituito dagli *utenti vincolati* (clienti domestici, artigianato, commercio e piccola industria) caratterizzato da consumi bassi, l'altro costituito dai grandi clienti industriali (i cosiddetti *clienti idonei*) che potranno liberamente acquistare l'energia sia in Italia che all'estero.

Il Decreto definisce:

- **clienti idonei:** le persone fisiche o giuridiche che possono stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero
- **clienti vincolati:** le persone fisiche o giuridiche autorizzate a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza
- **cliente finale:** la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio
- **cliente grossista:** la persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica ma non esercita attività di produzione, trasmissione o distribuzione
- **autoproduttore:** persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in proprio in misura non inferiore al 70%.

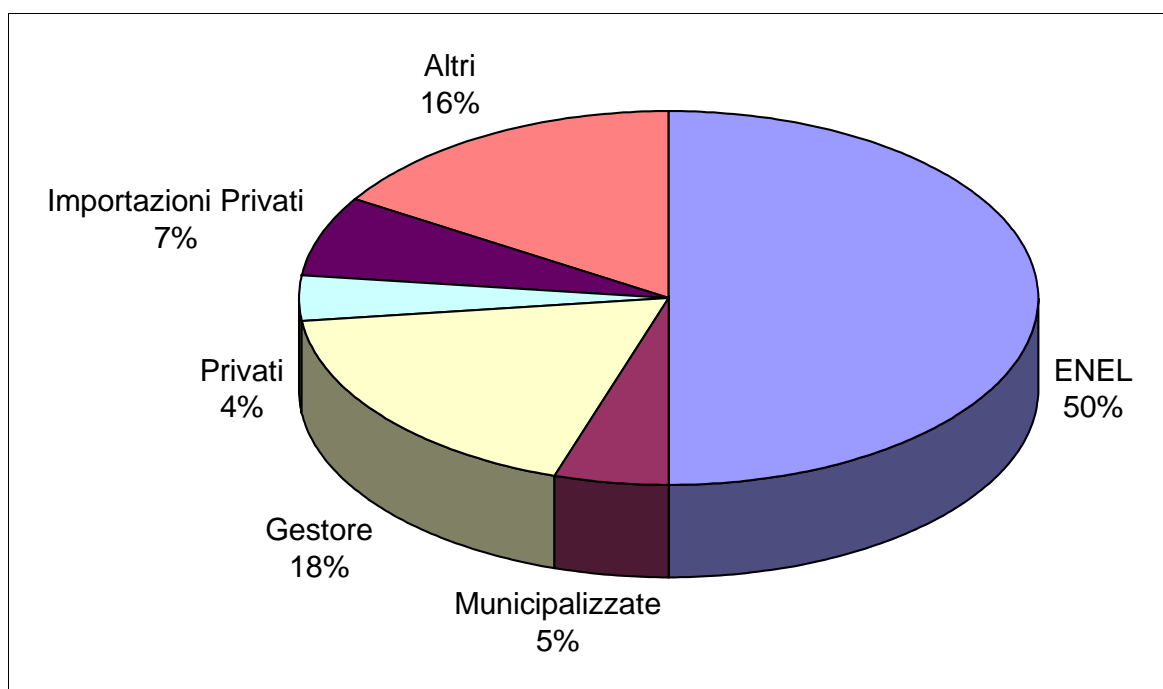
Le soglie fissate per poter essere riconosciuti clienti idonei sono di tipo progressivo e consentiranno, nel corso dei prossimi anni, un graduale ingresso nel mercato libero di un sempre maggior numero di utenti (Figura 6). Il progressivo allargamento del mercato prevede le seguenti tappe per essere riconosciuti clienti idonei:

1999:	<ul style="list-style-type: none"> • ogni cliente finale con un consumo annuo, misurato in un unico punto, di almeno 30 GWh • gruppi di imprese, società consortili, imprese in forma societaria che abbiano prelievi annui complessivi superiori ai 30 GWh e di almeno 2 GWh per ogni singolo consorzio
2000:	<ul style="list-style-type: none"> • ogni cliente finale con un consumo annuo, misurato in un unico punto, di almeno 20 GWh

	<ul style="list-style-type: none"> • gruppi di imprese, società consortili, imprese in forma societaria che abbiano prelievi annui complessivi superiori ai 20 GWh e di almeno 1 GWh per ogni singolo consorziato
2002:	<ul style="list-style-type: none"> • ogni cliente finale con un consumo annuo, misurato in un unico punto, di almeno 9 GWh • gruppi di imprese, società consortili, imprese in forma societaria che abbiano prelievi annui complessivi superiori ai 9 GWh e di almeno 1 GWh per ogni singolo consorziato

Sono inoltre considerati clienti idonei:

- i **distributori**, limitatamente all'energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete
- i **clienti grossisti**, limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita
- i **soggetti provenienti da altri Stati** che sono qualificati a concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo autonomamente il fornitore, limitatamente all'energia elettrica consumata al di fuori del territorio nazionale.



Fonte: Confindustria.

Figura 6: Struttura probabile dell'offerta elettrica al 2003.

In un futuro più lontano, la possibilità di scegliere il fornitore dovrebbe riguardare, via via, anche gli utenti più piccoli fino ad arrivare, come si sta sperimentando in Inghilterra ed in altri paesi europei, anche le singole famiglie.

Tabella 2: Previsioni sul numero di utenti elettrici. Italia e UE a confronto.

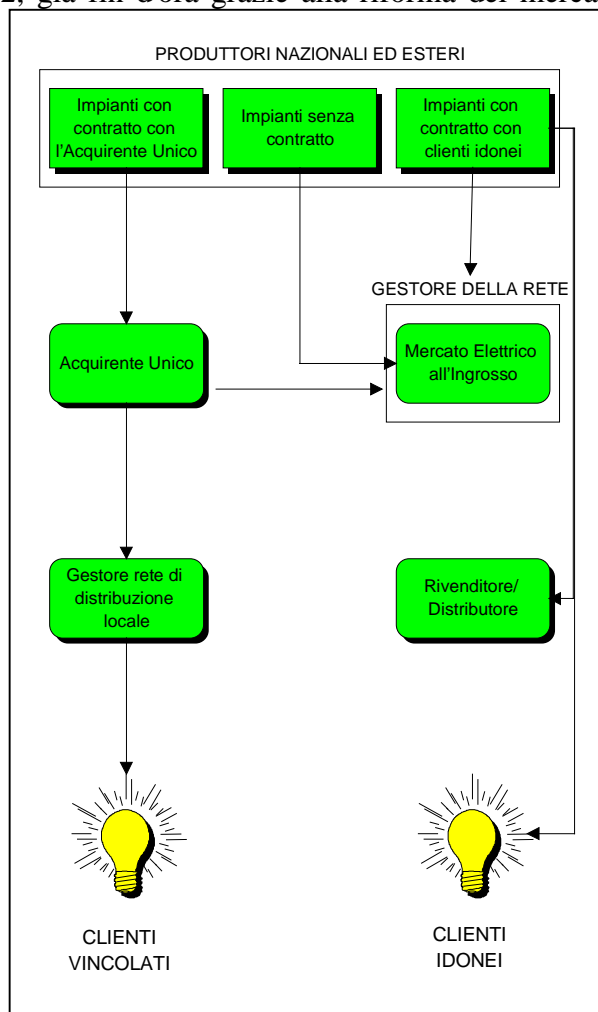
	1999	2000	2002
ITALIA			
Quota mercato libero	30%	35%	40%
Numero clienti idonei	2.000	3.000	5.000
DIRETTIVA UE			
Quota mercato libero	26%	30%	34,7%
Numero clienti idonei	300	600	1.200

Fonte: Energia Blu

Come si evince dall'analisi della Tabella 2, già fin d'ora grazie alla riforma del mercato italiano, più larga rispetto ai minimi previsti dall'Unione Europea, il numero di clienti idonei al mercato libero in Italia sarà di gran lunga più consistente di quello che si sarebbe venuto a creare applicando i requisiti minimi previsti dall'Unione Europea.

Verrà istituito un Acquirente Unico, entità autonoma alla quale parteciperà anche il Ministero dell'Industria, che assumerà il ruolo di fornitore per tutti i clienti vincolati. L'Acquirente Unico curerà l'applicazione ai clienti vincolati di basi tariffarie uniche, valide su tutto il territorio nazionale, garantendone l'equità e la corretta applicazione agli utenti finali.

Si assisterà poi alla nascita del MEI (Mercato Elettrico all'Ingrosso), una sorta di borsa dell'energia, che si occuperà di gestire in maniera coordinata la domanda e l'offerta, costituendo un'interfaccia tra il mercato libero dei clienti idonei e quello dei clienti vincolati. Al MEI non potranno accedere direttamente i



consumatori ma solo distributori e rivenditori.

3.2 Fonti rinnovabili ed assimilate. La cogenerazione.

Numerose polemiche hanno accompagnato le disposizioni del Decreto in materia di fonti rinnovabili.

Innanzitutto la cogenerazione, che fino ad oggi era considerata assimilabile a fonte rinnovabile, viene ora chiaramente distinta dalle fonti rinnovabili (solare, eolica, idroelettrica, geotermica, rifiuti, ecc.) e seguirà delle disposizioni a sé stanti.

Il Decreto prevede che ogni produttore o importatore che gestisca oltre 100 GWh dovrà immettere in rete (o acquistare), a partire dal gennaio 2001, almeno il 2% di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili. Secondo le direttive del Decreto, tale percentuale dovrà provenire da impianti nuovi, cioè da costruirsi dopo l'entrata in vigore del Decreto stesso. Le perplessità nate tra gli operatori del settore derivano dalla constatazione che, per soddisfare tale norma, dovranno essere costruiti e messi in funzione nei prossimi 2 anni circa 2000 MW di nuovi impianti da rinnovabili. Tale prospettiva appare alquanto ottimistica considerando che in 7 anni di applicazione del CIP 6 sono stati realizzati impianti per poco più di 700 MW.

3.3 Le nuove norme sul vettoriamento

Il vettoriamento, ovvero il trasporto dell'energia elettrica lungo la rete di trasmissione, è uno degli aspetti più importanti nell'ambito del sistema di tariffazione energetica. Questo fondamentalmente per due motivi:

- l'energia elettrica, per sua stessa natura, non può essere conservata né accumulata; deve perciò essere utilizzata nello stesso momento in cui viene prodotta;
- la promozione della concorrenza, così come definita dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Delibera n.13 del 18/2/1999) rende economicamente conveniente per i clienti idonei, l'acquisto dell'energia elettrica presso un fornitore diverso da ENEL, rendendo di importanza strategica le condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti distribuzione.

Già l'articolo 20 della Legge 9/91, autorizzando e liberalizzando l'attività di autoproduzione di energia elettrica da parte delle imprese private, prevedeva che i *surplus* di produzione dell'autoproduttore venissero ceduti all'ENEL mediante la stipula di apposite convenzioni per la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi ed il vettoriamento dell'energia

elettrica.

Grazie a queste disposizioni legislative un autoproduttore di energia elettrica ha la possibilità di gestire un impianto di produzione anche in un luogo diverso da quello dell'azienda, immettendo l'energia elettrica prodotta in esubero nel luogo di produzione e prelevandola in uno o più punti di consegna.

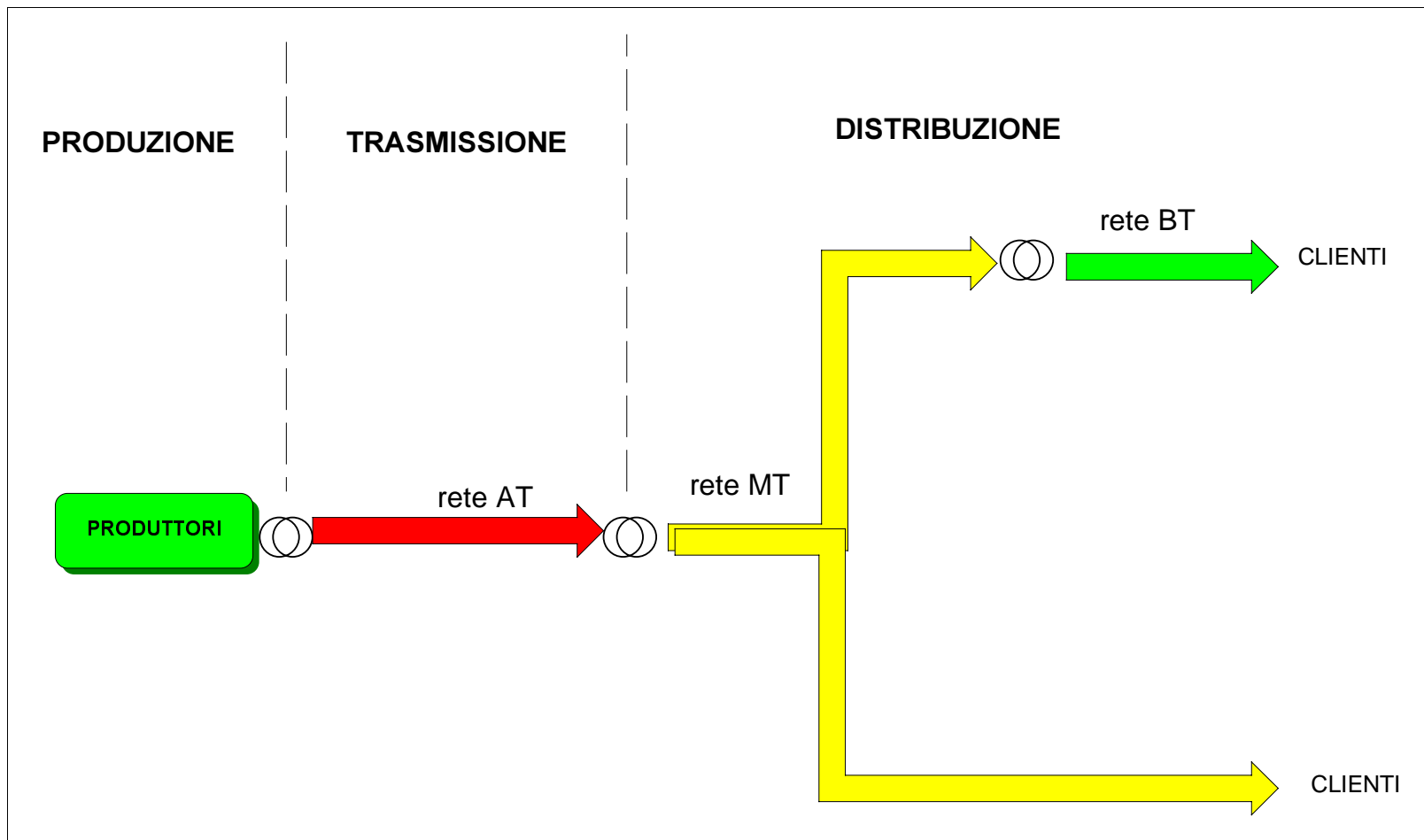


Figura 8: Componenti del sistema elettrico ai fini del vettoriamento.

In seguito alla citata Delibera il costo del servizio di vettoriamento è formato da 4 voci di costo:

- un corrispettivo di potenza (C_w)
- un pedaggio in energia (C_p)
- un corrispettivo per l'uso del sistema (C_u)
- eventuali maggiorazioni dei corrispettivi (C_m).

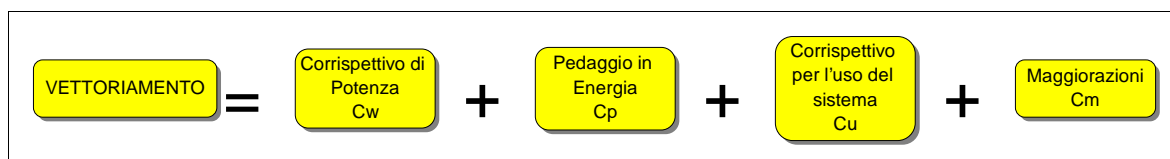


Figura 9: Voci di costo del servizio di vettoriamento.

3.3.1 Corrispettivo di potenza

Ai fini del calcolo di C_w si fa riferimento ad un percorso convenzionale misurato in linea d'aria dal punto di consegna a quello di riconsegna. Tale percorso è costituito da dei componenti, anche essi convenzionali, stabiliti in funzione dei livelli di tensione ai due punti di consegna e riconsegna. Le varie possibilità di costruzione del percorso convenzionale previste sono riportate in Tabella 3.

Per il calcolo delle distanze convenzionali vengono adottate le seguenti espressioni:

Distanza su linea a BT:

$$D_{BT} = \min(500 \text{ m}, D_{rc}) \quad (7)$$

Distanza su linea MT:

$$D_{MT} = \min(10 \text{ km}, D_{rc} - D_{BT}) \quad (8)$$

Distanza su linee AT-AAT:

$$D_{AT} = D_{rc} - D_{BT} - D_{MT} \quad (9)$$

dove D_{rc} = distanza misurata in linea d'aria tra punto di consegna e riconsegna

Per i percorsi convenzionali in BT e MT il corrispettivo di potenza è proporzionale alla distanza mentre per AT e AAT il corrispettivo è fisso ma è differenziato per fascia oraria.

Il contratto di vettoriamento presuppone che vengano fissati dei valori di potenza impegnata sia al punto di consegna che di riconsegna. La fissazione di tali valori assume grande importanza poiché nel caso di superi, ovvero qualora le potenze effettivamente vettorate superino quelle contrattuali, sono previste penali con corrispettivi pari a 75 volte quelli base. In generale, dunque, il costo del kWh vettoriato risulterà tanto minore quanto più basso sarà il divario tra le potenze impegnate contrattualmente e quelle effettivamente consegnate e ritirate.

Tabella 3: Componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

tensione di consegna	tensione di riconsegna	a) distanza su linea BT	b) trasformazione BT/MT	c) distanza su linea MT	d) trasformazione MT/AT	e) distanza su linee AT-AAT	f) trasformazione AT/MT	g) distanza su linea MT	h) trasformazione MT/BT	i) distanza su linea BT
BT	BT	X	X	X	X	X	X	X	X	X
BT	MT	X	X	X	X	X	X	X		
BT	AT	X	X	X	X	X				
BT	AAT	X	X	X	X	X				
MT	BT			X	X	X	X	X	X	X
MT	MT			X	X	X	X	X		
MT	AT			X	X	X				
MT	AAT			X	X	X				
AT	BT					X	X	X	X	X
AT	MT					X	X	X		
AT	AT					X				
AT	AAT					X				
AAT	BT					X	X	X	X	X
AAT	MT					X	X	X		
AAT	AT					X				
AAT	AAT					X				

Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

3.3.2 Pedaggio in energia

Il pedaggio in energia viene computato in funzione dei livelli di tensione delle reti interessate nel percorso convenzionale di vettoriamento e delle relative distanze convenzionali adottate.

Il pedaggio (C_p) viene calcolato con l'espressione:

$$C_p = (1-c-s) \cdot E \quad (10)$$

dove:

- C_p pedaggio in energia [kwh]
- E energia elettrica consegnata [kWh]
- c coefficiente che tiene conto delle perdite di energia lungo le reti. Viene calcolato come prodotto dei coefficienti relativi alle varie componenti del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata (Tabella 4). In alcuni casi i coefficienti sono riferiti alle rispettive distanze convenzionali in altri (caso di AT e AAT) alla localizzazione del punto di consegna (Tabella 5)
- s coefficiente che tiene conto delle perdite dovute a variazioni del fattore di potenza nel punto di riconsegna. Viene calcolato applicando i corrispettivi di Tabella 6 in funzione al livello di tensione al punto di riconsegna, sulla base della differenza, se positiva, tra 0,9 ed il valore medio mensile misurato al punto di riconsegna

Per il coefficiente di perdita su rete AT-AAT è prevista una riduzione nel caso la distanza della relativa componente sia inferiore a 40 km.

Tabella 4: Vettoriamento. Coefficienti di costo riferiti al percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

percorso	coefficiente
a)	1
b)	0,990
c)	1
d)	0,981
e)	Tabella 5
f)	1
g)	0,99873 per km
h)	1
i)	0,9254 per km

Tabella 5: Vettoriamento. Coefficienti di costo riferiti alla localizzazione del punto di riconsegna dell'energia elettrica vettoriata.

Punto di consegna			coefficiente
Regione 1	Nord Ovest	Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria	0,952
Regione 2	Nord	Lombardia, Emilia Romagna	0,980
Regione 3	Nord Est	Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Toscana	0,972
Regione 4	Centro	Umbria, Marche, Lazio	0,99
Regione 5	Centro Sud	Abruzzo, Molise, Campania	0,998
Regione 6	Sud	Puglia, Basilicata, Calabria	0,981
Regione 7	Isole	Sicilia, Sardegna	0,972

Tabella 6: Vettoriamento. Aliquote del coefficiente s delle perdite per variazione del fattore di potenza.

Tensione di riconsegna	coefficiente s per centesimo di differenza con 0,9
BT	0,00225
MT	0,00003
AT-AAT	0,00027

3.3.3 Corrispettivo per l'uso del sistema

Questo corrispettivo comprende varie voci che servono a coprire i costi sostenuti per fornire i seguenti servizi di rete:

- servizi dinamici
- servizi di regolazione della frequenza di tensione
- dispacciamento
- sistemi di misura
- garanzia di riserva di potenza (facoltativo)

L'ultima voce di costo è facoltativa ed è dovuta solo se il cliente richiede la garanzia in questione.

Le aliquote per ciascuna componente sono visibili in Tabella 7. Il primo dei corrispettivi unitari si applica alla potenza nominale dell'impianto di generazione, gli altri alla potenza impegnata del contratto di vettoriamento eccetto per la componente relativa alle apparecchiature di misura per la quale il corrispettivo è fisso e viene differenziato in base alla tensione del punto di riconsegna.

Tabella 7: Vettoriamento. Aliquote per le varie componenti di costo del corrispettivo per l'uso del sistema.

Servizi dinamici	2.500	[L/kW _{nominali} ·anno]
Regolazione frequenza	0,30	[L/kW _{impegnato} ·ora]
Dispacciamento	0,30	[L/kW _{impegnato} ·ora]
Misura BT	151.000	[L/anno]
Misura MT	1.176.000	[L/anno]
Misura AT-AAT	11.471.000	[L/anno]
Riserva di potenza	12.400	[L/kW _{impegnato} ·anno]

3.3.4 Maggiorazioni dei corrispettivi

Ai corrispettivi di vettoriamento più sopra descritti vanno applicate le maggiorazioni denominate A2 ed A3.

La struttura delle maggiorazioni è di tipo binomio, con una componente da applicare alla potenza impegnata ed una da applicare all'energia assorbita, entrambe nel punto di riconsegna (Tabella 8). Per la potenza impegnata si fa riferimento ad un valore medio annuale della potenza attiva impegnata nel punto di riconsegna.

Tabella 8: Vettoriamento. Maggiorazioni dei corrispettivi.

Tensione di riconsegna	A2		A3	
	sulla potenza impegnata [L/kW·mese]	sull'energia riconsegnata [L/kWh]	sulla potenza impegnata [L/kW·mese]	sull'energia riconsegnata [L/kWh]
BT	1.085	2,0	1.526	2,8
MT	1.085	2,0	1.526	2,8
AT	1.085	2,0	1.526	2,8

3.3.5 Condizioni particolari per le fonti rinnovabili

Per le fonti rinnovabili "*non programmabili*", cioè sole, vento, maree e idraulica, è prevista una riduzione del corrispettivo di potenza C_w pari al 30%. Per le altre fonti rinnovabili ed assimilate la riduzione è, invece, del 10% ma limitatamente agli impianti entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991.

4. BIBLIOGRAFIA

- 1) *Notizie statistiche sull'energia elettrica*, ENEL, gennaio 1996
- 2) Associazioni degli Industriali della Provincia di Udine, *La liberalizzazione del mercato elettrico*, Atti del convegno, Udine, Palazzo Torriani, aprile 1999
- 3) AA.VV., “*Il problema dell'ottimizzazione del contratto di fornitura elettrica. Caso tariffa multioraria*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.25, luglio-settembre 1989.
- 4) AA.VV., “*Definizione del contratto elettrico più conveniente. Caso tariffa binomia semplice*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.5, luglio-settembre 1984.
- 5) AA.VV., “*Riduzione punte di potenza. Caso tariffa binomia semplice*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.12, aprile-giugno 1986.
- 6) AA.VV., “*Riduzione punte di potenza. Caso tariffa multioraria*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.13, luglio-settembre 1986.
- 7) Nardin G., “*Algoritmi di costo dell'energia elettrica nelle aziende con regime tariffario multiorario*”, *Impiantistica italiana*, n.6, 1989.
- 8) Di Franco N., “*Strutture delle tariffe multiorarie*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.24, aprile-giugno 1989.
- 9) AA.VV., “*Spostamento di prelievi elettrici da una fascia ad un'altra*”, Notiziario dell'ENEA - Risparmio energetico, n.31, gennaio-marzo 1991.
- 10) Skerk S., *Analisi e riqualificazione impiantistica di un sistema energetico aziendale con ricorso alla cogenerazione*, Tesi di laurea in impianti meccanici, Università di Trieste, A.A. 1998-99.
- 11) <http://www.fire-italia.it>, Sito ufficiale della Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia.
- 12) <http://www.autorita.energia.it>, Sito dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.
- 13) <http://www.enel.it/common/script/home.asp>, Sito ufficiale dell'ENEL.
- 14) <http://www.edison.it>, Sito ufficiale della EDISON.

Capofila del gruppo Montedison per l'energia, è il secondo operatore italiano del settore ed è l'unico gruppo nazionale integrato nella produzione, trasporto e vendita sia di elettricità che di gas naturale.

ALLEGATO 1. IL DECRETO BERSANI E LE FONTI RINNOVABILI

Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79

"Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"

pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 75 del 31 marzo 1999

Art. 2

Definizioni

8. **Cogenerazione** e' la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.
15. **Fonti energetiche rinnovabili** sono il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Art.3

Gestore delle rete di trasmissione nazionale

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas fissa le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento. Nell'esercizio di tale competenza l'Autorità persegue l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia elettrica prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale, compatibilmente con i vincoli tecnici della rete. L'Autorità prevede, inoltre, **l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili** e di quella prodotta mediante **cogenerazione**.
12. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio provvedimento ai sensi del comma 3 dell'articolo 1, determina la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL S.p.a. al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore ritira altresì l'energia elettrica di cui al comma 3 dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n.

9, offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in applicazione del criterio del costo evitato. Con apposite convenzioni, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono altresì ceduti al gestore, da parte delle imprese produttrici-distributrici, l'energia elettrica ed i relativi diritti di cui al titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/1992; la durata di tali convenzioni e' fissata in otto anni a partire dalla data di messa in esercizio degli impianti ed il prezzo corrisposto include anche il costo evitato.

Art. 4

Acquirente unico a garanzia dei clienti vincolati

2. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, adotta gli indirizzi ai quali si attiene l'acquirente unico al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati nonché di garantire la diversificazione delle fonti energetiche, anche con la utilizzazione delle energie rinnovabili e dell'energia prodotta mediante cogenerazione.

Art. 11

Energia elettrica da fonti rinnovabili

1. Al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali, a decorrere dall'anno 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto.
2. L'obbligo di cui al comma 1 si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh; la quota di cui al comma 1 e' inizialmente stabilita nel due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh.
3. Gli stessi soggetti possono adempiere al suddetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale. I diritti relativi agli impianti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 sono attribuiti al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete di trasmissione nazionale, al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, può acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo

di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità.

4. Il gestore della rete di trasmissione nazionale assicura la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione, sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.
5. Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, sono adottate le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi 1, 2 e 3, nonché gli incrementi della percentuale di cui al comma 2 per gli anni successivi al 2002, tenendo conto delle variazioni connesse al rispetto delle norme volte al contenimento delle emissioni di gas inquinanti, con particolare riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto.
6. Al fine di promuovere l'uso delle diverse tipologie di fonti rinnovabili, con deliberazione del CIPE, adottata su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Conferenza unificata, istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono determinati per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali ed è effettuata la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione. Le regioni e le province autonome, anche con proprie risorse, favoriscono il coinvolgimento delle comunità locali nelle iniziative e provvedono, attraverso procedure di gara, all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Art. 15

Norme transitorie in materia di fonti rinnovabili

1. La decorrenza delle incentivazioni concernenti i provvedimenti di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481, è prorogabilmente stabilita nelle convenzioni stipulate con l'ENEL S.p.a. prima della data di entrata in vigore del presente decreto. I soggetti che non rispettino la data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nella convenzione, fatto salvo ogni onere ivi previsto, sono considerati rinunciatari. In caso di motivato ritardo rispetto alla data predetta il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ferma rimanendo la decorrenza delle incentivazioni, può concedere una proroga non superiore a due anni a fronte di un coerente piano di realizzazione.
2. Al fine di definire un quadro temporale certo delle realizzazioni, è fatto obbligo ai soggetti beneficiari delle suddette incentivazioni di presentare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio. Il mancato adempimento a tale obbligo comporta la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime.
3. Su motivata richiesta dei soggetti di cui al comma 1, con decreto del Ministro

dell'industria, del commercio e dell'artigianato, previo parere favorevole degli enti locali competenti, la localizzazione degli impianti previsti nelle convenzioni di cui al medesimo comma puo' essere modificata a condizione che la funzionalità della rete elettrica nella nuova area interessata non risulti pregiudicata. La richiesta non sospende alcuno dei termini di cui ai commi 1 e 2 e, nel caso di rinuncia a ogni incentivo pubblico, e' accolta, anche in assenza di motivazioni, e comunicata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a condizione che siano stati espressi i pareri favorevoli dei predetti enti locali.

4. I soggetti di cui al comma 1 che, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, rinunciano espressamente alle facoltà e agli obblighi sottoscritti negli atti di convenzione non sono soggetti ad alcuna sanzione.
5. Fatte salve le disposizioni che disciplinano la localizzazione, la costruzione e l'esercizio di impianti di recupero di rifiuti, per gli stessi impianti la localizzazione prevista nelle convenzioni di cui al comma 1 puo' essere modificata previa comunicazione dei soggetti interessati al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e previo parere favorevole degli enti locali competenti per territorio. Con le stesse modalità i produttori che, per documentati motivi tecnici, non soddisfino i limiti di potenza dedicata stabiliti in tali convenzioni possono trasferire in altro sito le quote di potenza elettrica non producibili nel sito originario. La comunicazione non sospende alcuno dei termini di cui ai commi 1 e 2.