

**Relazione tecnica**

**CONDIZIONI PER IL RICONOSCIMENTO DELLA PRODUZIONE  
COMBINATA DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE COME  
COGENERAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 8, DEL  
DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79**

## INDICE

<b>1. Premessa</b>	<b>4</b>
<b>2. Il quadro normativo</b>	<b>5</b>
2.1 La legge n. 308/82	5
2.2 Il provvedimento CIP n. 15/89	6
2.3 Il provvedimento CIP n. 34/90	6
2.4 La legge n. 10/91	6
2.5 La legge n. 9/91	7
2.6 Il provvedimento CIP n. 6/92	7
2.7 I provvedimenti della Commissione europea	9
2.8 La deliberazione del CIPE n. 137/98	10
2.9 Il decreto legislativo n. 79/99	10
2.10 Il decreto legislativo n. 164/00	11
<b>3. Aspetti tecnici della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione</b>	<b>11</b>
3.1 Generalità	11
3.2 Definizione della produzione combinata di energia elettrica e di calore nella normativa tecnica	12
3.3 Tecnologie utilizzate per la cogenerazione di energia elettrica e calore	12
3.4 Diffusione della produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia	15
3.5 Diffusione della produzione combinata di energia elettrica e calore in Europa	19
3.6 Asimmetrie tra l'energia elettrica e l'energia termica prodotte da un impianto di produzione combinata	21
3.7 Valutazione termodinamica dell'efficienza di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore	22
3.8 La valutazione del risparmio energetico connesso alla produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata	22
3.9 I possibili indicatori per la valutazione del risparmio di energia degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore	24
3.9.1 L'indice di risparmio di energia IRE	24
3.9.2 Il rendimento elettrico depurato (o di Ecabert)	26
3.10 La significatività del risparmio energetico	26
<b>4. Il processo di consultazione</b>	<b>29</b>
4.1 Il criterio di valutazione della cogenerazione descritto nel documento di consultazione 3 agosto 2000	29
4.2 Il criterio di valutazione della cogenerazione nello schema di provvedimento 25 luglio 2001	31
<b>5. Ulteriori presupposti per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione</b>	<b>32</b>
5.1 Alcune definizioni preliminari	32
5.2 Definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 164/00	34
5.3 Utilizzo dell'indice di risparmio di energia IRE per la definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99	34
5.3.1 Valore del parametro $\eta_{es}$	37
5.3.2 Valore del parametro $\eta_{ts}$	40
5.3.4 Valore del parametro $p$	40
5.3.4 Valore di $IRE_{min}$	41
5.4 Definizione di un limite inferiore alla generazione di energia termica utile	41

5.5	Aggiornamento e periodo di validità dei parametri di riferimento _____	43
5.6	Attestazione delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione _____	43
5.7	Verifica annuale delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione _____	44

## Relazione tecnica

### **CONDIZIONI PER IL RICONOSCIMENTO DELLA PRODUZIONE COMBINATA DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE COME COGENERAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 8, DEL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79**

#### **1. Premessa**

I decreti legislativi di liberalizzazione del settore elettrico e del gas prevedono dei benefici per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore che soddisfino le condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) al fine di garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate delle stesse quantità di energia elettrica e di calore, ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) e dell'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 142 del 20 giugno 2000 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00).

I principali benefici previsti sono: la priorità di dispacciamento dell'energia elettrica prodotta; l'esenzione dall'obbligo di immettere una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili cui sono soggetti i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni o importazioni annue eccedenti i 100 GWh; il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione, indipendentemente dal livello di consumo annuale.

Ai fini della formazione del provvedimento di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 e all'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 164/00 l'Autorità ha avviato un ampio processo di consultazione con l'emissione di due documenti, il primo in data 3 agosto 2000 *“Criteri e proposte per la definizione di cogenerazione e per la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili”* ed il secondo in data 25 luglio 2001 contenente lo schema di provvedimento *“Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione”* del 25 luglio 2001.

L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 e l'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 164/00, prevedono che l'Autorità definisca le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e di calore è riconosciuta come cogenerazione, e che tali condizioni debbano garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Compito dell'Autorità è quindi quello di formulare una definizione di cogenerazione che consenta di identificare, tra gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscano un significativo risparmio di energia primaria rispetto alle produzioni separate. Gli impianti definiti come cogenerativi ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 costituiscono quindi un sottoinsieme degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore attualmente in esercizio o di nuova realizzazione. Ai fini della loro individuazione occorre definire uno o più indicatori che consentano:

- di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e di calore rispetto alle produzioni separate;
- di garantire l'effettiva natura cogenerativa delle modalità di utilizzo dell'impianto evitando che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate sulla produzione di energia elettrica.

Tali indicatori devono inoltre:

- risultare applicabili alle diverse configurazioni impiantistiche presenti in questo segmento della generazione, caratterizzate da differenze significative delle prestazioni tra impianti di piccola, media e grande taglia, tra impianti con utilizzazioni stagionali e impianti inseriti in processi continui o quasi;
- essere riferiti a dati di consuntivo misurabili, su base annuale, con sistemi di contabilizzazione certificati e assoggettabili a controlli, nella consapevolezza delle difficoltà che si incontrano nella misura del calore e nell'accertamento del suo effettivo impiego "utile";
- tener conto dell'innovazione in atto nelle tecnologie di produzione combinata di energia elettrica e di calore, prevedendo meccanismi di aggiornamento periodici delle prestazioni degli impianti non ancora entrati in esercizio.

## **2. Il quadro normativo**

Un primo richiamo, se pur indiretto, alla cogenerazione è stato introdotto a livello normativo dalla legge 6 dicembre 1962, n. 1643, (di seguito: legge n. 1643/62) che, all'articolo 4, comma 7, stabiliva che il limite del 70 per cento, previsto per le imprese che producevano energia elettrica destinata a soddisfare i fabbisogni inerenti ad altri processi produttivi esplicitati dalle imprese stesse o da imprese che risultavano consorziate o consociate alla data del 31 dicembre 1961, purché il fabbisogno superasse il 70 per cento dell'energia prodotta mediamente nel triennio 1959-1961, ai fini della deroga al trasferimento delle imprese elettriche all'Enel, non si applicava per le centrali a recupero rispondenti ad esigenze tecniche ed autorizzate dal Comitato dei Ministri.

I successivi interventi legislativi che, hanno interessato la cogenerazione sono stati:

- la legge 29 maggio 1982, n. 308 (di seguito: legge n. 308/82);
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) 12 luglio 1989, n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 167 del 19 luglio 1989 (di seguito: provvedimento CIP n. 15/89);
- il provvedimento del CIP 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990 (di seguito: provvedimento CIP n. 34/90);
- la legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91);
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91);
- il provvedimento del CIP 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento CIP n. 6/92), integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministro dell'industria) del 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994 (di seguito: decreto ministeriale 4 agosto 1994);
- il decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 235 del 6 ottobre 1992 (di seguito: decreto ministeriale 25 settembre 1992);
- il decreto legislativo n. 79/99, già richiamato in premessa;
- il decreto legislativo n. 164/00, già richiamato in premessa.

### **2.1 La legge n. 308/82**

L'articolo 1, capoverso 2°, della legge n. 308/82, considera fonti rinnovabili di energia il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali e le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti.

L'articolo 4, comma 1, della medesima legge stabilisce che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano le fonti di energia rinnovabili e la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore non sono soggette alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge n. 1643/62, ed alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione dell'energia elettrica, a condizione che la potenza degli

impianti non sia superiore a 3000 kWe. Tale limite non si applica ai recuperi di energia effettuati, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, all'interno di stabilimenti industriali. L'articolo 10 della legge n. 308/82 prevede la concessione di contributi a fondo perduto per studi di fattibilità tecnico-economica o per progetti esecutivi di impianti civili, industriali o misti di produzione, recupero, trasporto e distribuzione del calore derivante dalla cogenerazione o dall'utilizzo di energie rinnovabili e di contributi in conto capitale per la costruzione o lo sviluppo di tali impianti. Gli impianti devono presentare, tra l'altro, le seguenti caratteristiche minime:

- la potenza della rete di distribuzione del calore erogato all'utenza deve essere superiore a 20 MWt;
- la potenza elettrica installata per la cogenerazione deve essere pari ad almeno il 10% della potenza termica erogata all'utenza;
- nel caso di utilizzazione di energie rinnovabili la potenza termica deve essere pari ad almeno 5 MWt.

Gli articoli 1 e 10 della legge n. 308/82 sono stati abrogati dall'articolo 23 della legge n. 10/91, mentre l'articolo 4 della legge n. 308/82 è stato abrogato dall'articolo 22 della legge n. 9/91.

## **2.2 Il provvedimento CIP n. 15/89**

Il titolo I, punto 1, terzo periodo, del provvedimento CIP n. 15/89, considera alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate gli impianti idroelettrici, geotermici, solari, eolici, quelli che sfruttano maree e moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali, nonché gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore e quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi o impianti.

## **2.3 Il provvedimento CIP n. 34/90**

Il provvedimento CIP n. 34/90 considera assimilati agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili gli impianti il cui utilizzo del combustibile, calcolato come rapporto tra la potenza utile (somma della potenza elettrica ai morsetti del generatore e la potenza termica nominale utile dell'impianto) e la potenza nominale termica immessa nell'impianto attraverso combustibile fossile, risulti superiore a 0,53. Tale definizione si applica anche agli impianti a ciclo combinato gas-vapore, nonché agli impianti utilizzanti scarti di lavorazione e/o rifiuti e/o biomasse.

Il provvedimento CIP n. 34/90 in tal modo valuta il risparmio energetico su prestazioni nominali, senza tener conto che, nelle condizioni reali di esercizio, un impianto sconta numerose cause di decadimento delle prestazioni dovute ad avviamenti e fermate, funzionamento a carico parziale, variazioni della richiesta termica, ecc.. Inoltre tale definizione non consente la verifica dell'effettivo esercizio in modalità cogenerativa nel corso della vita utile degli impianti.

## **2.4 La legge n. 10/91**

L'articolo 1, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, sia considerata fonte di energia assimilata alle fonti rinnovabili di energia. L'articolo 8, comma 1, della medesima legge prevede contributi in conto capitale per interventi di risparmio energetico nel settore civile, tra cui (lettera d) l'installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore. Gli elementi per l'individuazione dei criteri idonei alla individuazione degli impianti di cogenerazione ammissibili ai contributi sono stati esposti in due provvedimenti del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito: Ministero dell'industria).

La circolare del Ministero dell'industria 7 maggio 1992, n. 220 F, di attuazione dell'articolo 11 della legge n. 10/91, "Concessione di contributi in conto capitale per iniziative finalizzate al risparmio energetico e all'utilizzazione di fonti rinnovabili di energia o assimilate", pubblicata nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 145 del 22 giugno 1992, nella Seconda sezione "Iniziative di realizzazione, modifica o potenziamento di centrali di

cogenerazione”, si definisce come centrale di cogenerazione un insieme di elementi funzionalmente associati atti a realizzare e controllare un processo volto alla produzione combinata di energia meccanica/elettrica e calore, entrambi effetti utili, partendo da una qualsivoglia sorgente di energia. Ai fini di applicazione...è necessario che la potenza meccanica/elettrica installata per la cogenerazione sia pari ad almeno il dieci per cento della potenza termica erogata. Il bilancio energetico considera i seguenti flussi:...(in uscita)...la produzione di energia termica utile consegnata alla(e) flangia(e) di ingresso degli utilizzatori termici o degli scambiatori (se esistenti) delle utenze termiche.

Il decreto del Ministero dell'industria 7 maggio 1992, recante “Nuove modalità di concessione ed erogazione dei contributi di cui all'articolo 11 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, ....”, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 145 del 22 giugno 1992, stabilisce che il contributo in conto capitale è determinato in base al valore del parametro MR, definito come quantitativo di energia primaria risparmiata nell'intera vita dell'iniziativa espressa in tonnellate equivalenti di petrolio attualizzate al tasso del 5% annuo per unità di investimento ammissibile al contributo, espresso in milioni di lire. Tale risparmio viene valutato rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, assumendo un consumo di fonte primaria di 2300 kcal per kWh per la produzione di energia elettrica, equivalente ad un rendimento elettrico netto del 37,4%, ed assumendo un rendimento termico netto dell'85% per la produzione di calore.

Tra i principali limiti della legge n. 10/91, oltre alla difficoltà a verificare le condizioni di congruità della spesa ammessa tipica delle forme di incentivazione in conto capitale, si può riscontrare come il parametro di merito MR risulti facilmente superabile anche da realizzazioni poco efficienti dal punto di vista del risparmio energetico, risultando in tal caso incentivate iniziative dubbie dal punto di vista della “significatività” del risparmio energetico rispetto alla produzione separata.

## 2.5 La legge n. 9/91

L'articolo 22, comma 1, della legge n. 9/91, stabilisce che la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate ai sensi della normativa vigente, e in particolare la produzione di energia elettrica a mezzo di impianti combinati di energia e calore, non è soggetta alla riserva disposta in favore dell'Enel dall'articolo 1 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni e integrazioni, e alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione di energia elettrica. L'articolo 22, comma 2, della legge n. 9/91 prevede inoltre che i soggetti che intendono provvedere all'installazione degli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili o assimilate devono darne comunicazione al Ministero dell'industria, all'Enel e all'ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione (ora Ufficio tecnico di finanza) competente per territorio.

L'articolo 22, comma 5, della legge n. 9/91 stabilisce infine che “i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ...vengono definiti dal CIP... assicurando prezzi e parametri incentivanti nel caso di nuova produzione di energia elettrica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili e assimilate. Nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili, il CIP definisce altresì le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità”.

## 2.6 Il provvedimento CIP n. 6/92

Il provvedimento CIP n. 6/92, al titolo I, capoverso 1°, fissa la condizione tecnica di assimilabilità stabilendo che un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico  $I_{en}$  verifica la condizione:

$$I_{en} = \frac{E_e}{E_c} + \frac{E_t}{0,9 \cdot E_c} - a \geq 0,51$$

dove:

- $E_e$  è l'energia elettrica utile prodotta annualmente dall'impianto, al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari, sulla base del programma annuale di utilizzo;

- Et è l'energia termica utile prodotta annualmente dall'impianto;
- Ec è l'energia immessa annualmente nell'impianto attraverso combustibili fossili commerciali;
- a è un parametro calcolato e pari a  $(\frac{1}{0,51} - 1) \cdot (0,51 - \frac{E_e}{E_c})$ .

Il titolo I, capoverso 2°, del provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce che ai fini dell'assimilabilità la comunicazione al Ministero dell'industria prevista dall'articolo 22 della legge n. 9/91 deve essere integrata con:

- una dichiarazione giurata sul rispetto della condizione di assimilabilità da parte del titolare dell'impianto o del suo legale rappresentante;
- elementi tecnici necessari a documentare il rispetto della suddetta condizione e in particolare il programma di utilizzazione del calore cogenerato e/o dell'energia recuperata e/o del combustibile di scarto;
- progetto dettagliato di strumentazione dell'impianto necessaria per la verifica del rispetto della suddetta condizione.

Il titolo I, capoverso 3°, del provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce che il Ministero dell'industria entro sessanta giorni dalla data di ricevimento della documentazione di cui al capoverso 2° comunichi all'interessato ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico il valore dell'indice energetico dell'impianto. Il medesimo provvedimento al titolo I, capoverso 4°, stabilisce che il Ministero dell'industria verifichi nel corso dell'esercizio la sussistenza della condizione tecnica di assimilabilità.

La soppressione del CIP ad opera della legge 24 dicembre 1993, n. 537, e il successivo decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, hanno segnato il trasferimento temporaneo delle competenze in materia di energia elettrica e gas in capo al Ministero dell'industria. Il Ministro dell'industria è intervenuto in materia con il decreto ministeriale 4 agosto 1994 "Modificazioni ed integrazioni al provvedimento CIP n. 6/92 in materia di prezzi di cessione dell'energia elettrica". L'articolo 3 del medesimo decreto prevede che il produttore debba comunicare all'Enel entro il 31 gennaio di ciascun anno, con riferimento all'anno solare precedente, i quantitativi di energia utile, termica ed elettrica, prodotti ed il corrispondente consumo di combustibile fossile commerciale, e che l'Enel controlli il rispetto della condizione di assimilabilità, comunicando poi al Ministero dell'industria l'esito di tale controllo.

Gli articoli 2, comma 14, e 3, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), stabiliscono che devono intendersi trasferite all'Autorità le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni; tra le suddette funzioni rientrano quelle previste dall'articolo 22, comma 5, ultimo periodo, della legge n. 9/91 che affida al CIP la definizione delle condizioni tecniche generali per l'assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

L'Autorità, con deliberazione 25 febbraio 1999, n. 27, Procedura per il controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento economico previsto dal provvedimento CIP n. 6/92, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 139 del 16 giugno 1999 (di seguito: deliberazione n. 27/99) ha stabilito che i soggetti produttori di energia elettrica con impianti alimentati da fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili comunichino all'Autorità entro il 30 aprile di ogni anno, separatamente per ciascun impianto, mediante dichiarazione firmata dal legale rappresentante, il valore dell'indice energetico I<sub>en</sub>, come definito al titolo I del provvedimento CIP n. 6/92, conseguito nell'anno solare precedente. Qualora dalla dichiarazione o dall'esito delle verifiche risulti una diminuzione dell'indice energetico I<sub>en</sub> con conseguente non sussistenza della condizione tecnica di assimilabilità, l'Autorità ne dà comunicazione ai sensi del titolo I, capoversi 4° e 6° del provvedimento del CIP n. 6/92, al soggetto produttore, al soggetto cessionario, e al Ministero dell'industria o ad altra amministrazione competente ai sensi dell'articolo 29 del decreto legislativo 31 marzo 1998 n. 112, pubblicato nella

Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 92 del 21 aprile 1998 (di seguito: decreto legislativo n. 112/98) ai fini dell'adozione dei provvedimenti di rispettiva competenza.

Le leggi n. 9/91 ed il provvedimento CIP n. 6/92 sono stati emanati d'altra parte in un periodo storico particolare per il sistema elettrico italiano, caratterizzato da una situazione di crescita tendenziale della domanda elettrica in presenza di una capacità produttiva insufficiente. Il decreto ministeriale del 25 settembre 1992 prevedeva che, con riferimento alla localizzazione degli impianti, fosse assegnata una maggiorazione del 10% all'indice energetico, quando essi venissero ubicati in regioni aventi un deficit della produzione elettrica netta destinata al consumo, rispetto alla energia elettrica richiesta, superiore al 50%. Negli anni successivi si è riequilibrato il rapporto tra domanda e offerta ed è altresì intervenuta una significativa evoluzione tecnologica nelle prestazioni dei cicli combinati. In tale nuova situazione, il provvedimento CIP n. 6/92, nel considerare assimilati agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili gli impianti con indice I<sub>en</sub> superiore a 0,51, ha consentito l'accesso ai benefici legislativi a soluzioni fortemente sbilanciate nella produzione di energia elettrica e di grande taglia, caratterizzate da risparmi di energia modesti rispetto a soluzioni più tipicamente cogenerative.

## **2.7 I provvedimenti della Commissione europea**

Nella risoluzione del Consiglio dei ministri dell'Unione europea "Strategia comunitaria per promuovere la produzione combinata di calore e elettricità" del 18 dicembre 1997 vengono riconosciuti i benefici della cogenerazione per la Comunità e si invitano gli Stati membri a promuovere questa tecnologia stimolando il mercato ed eliminando gli ostacoli alla valorizzazione del risparmio energetico anche in relazione ai processi di liberalizzazione dei mercati elettrici. Con la risoluzione viene accolta una precedente comunicazione della Commissione europea del 15 ottobre 1997, COM(97)514, per la definizione di una strategia comunitaria volta a promuovere la produzione combinata ed eliminare le barriere al suo sviluppo. Nelle conclusioni si ipotizza il raddoppio, entro il 2010, della quota di elettricità prodotta in cogenerazione a livello comunitario nel 1995, passando dal 9% al 18%, attraverso la promozione delle sue applicazioni sia in ambito industriale che civile.

Tali obiettivi vengono assunti in connessione con gli impegni del Protocollo di Kyoto, sulla base del quale l'Italia si è impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas serra al 2010, media del periodo 2008-2012, al 93,5% delle emissioni verificatesi nel 1990. Ciò comporta l'obbligo del raggiungimento di una riduzione effettiva in valore assoluto di circa 110 Mt/anno, rispetto al valore tendenziale, ossia poco meno del 20% del valore tendenziale stesso. Questo impegno, che appare sempre più stringente ed ambizioso alla luce degli andamenti effettivi, richiede un concorso eccezionale e coerente di azioni in diversi settori, tra cui quelli come la cogenerazione che presentano una elevata certezza ed efficacia di risultati ambientali.

Il 26 aprile 2000 la Commissione europea ha adottato il "Piano di azione per la promozione dell'efficienza energetica nella Comunità europea", COM(2000)247, che prevede espressamente la promozione della cogenerazione tra le misure individuate per favorire l'efficienza energetica nei settori industriali e civili. Vengono richiamati gli obiettivi di raddoppio, entro il 2010, della produzione di energia elettrica da impianti cogenerativi rispetto ai livelli del 1995 fissati dalla comunicazione della Commissione COM(97)514 sopra richiamata, con un effetto di riduzione delle emissioni di anidride carbonica al 2010 stimato in oltre 65 Mt/anno. Viene altresì sottolineata la necessità di definire politiche e misure per ridurre le barriere tecniche e i costi di connessione alla rete elettrica.

Inoltre l'ultima proposta di revisione della direttiva 88/609/CEE sulle emissioni inquinanti dai grandi impianti di combustione elaborata dalla Commissione prevede, tra l'altro, che i nuovi impianti utilizzino, ove possibile, soluzioni cogenerative.

## **2.8 La deliberazione del CIPE n. 137/98**

La deliberazione 19 novembre 1998 del Comitato interministeriale per la programmazione economica n. 137/98, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 33 del 10 febbraio 1999, recante Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, nel recepire gli obiettivi del protocollo di Kyoto, pur non citando esplicitamente la cogenerazione, individua importanti obiettivi di riduzione delle emissioni dei gas serra attraverso diverse linee di azione tra cui l'aumento di efficienza nel parco termoelettrico (- 20-23 Mt di CO<sub>2</sub> nel periodo 2008-2012, rispetto ad un obiettivo totale di riduzione di 95-112 Mt di CO<sub>2</sub>).

## **2.9 Il decreto legislativo n. 79/99**

L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che l'Autorità definisca le condizioni alle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore è riconosciuta come cogenerazione, e che tali condizioni debbano garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. In tal modo il legislatore ha inteso individuare il segmento della cogenerazione secondo un criterio teso a privilegiare i benefici, in termini di risparmio energetico e di impatto ambientale, per la collettività rispetto ad altri possibili criteri tecnici. Tale definizione assume specifica rilevanza in relazione al particolare ruolo riconosciuto alla cogenerazione dal decreto legislativo n. 79/99.

L'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce inoltre che l'Autorità preveda, nel fissare 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, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione.

Fino a che non saranno definiti i criteri e le procedure che verranno seguite dal Gestore del mercato per la valorizzazione dell'energia elettrica in borsa, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione lascia comunque indeterminate le condizioni di prezzo alle quali l'energia stessa verrà ritirata. Tale obbligo di utilizzazione prioritaria costituisce una forma potenzialmente importante di valorizzazione della cogenerazione, perché consente di estendere i benefici ad essa connessi, in termini di risparmio energetico e di minore impatto ambientale, dal singolo autoproduttore ad una scala più ampia resa possibile dall'accesso alla rete nazionale.

L'articolo 4, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, il Ministro dell'industria, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità, 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 l'utilizzazione delle energie rinnovabili e dell'energia prodotta mediante cogenerazione.

L'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede per i produttori e gli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili con produzioni e importazioni annue eccedenti i 100 GWh, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, a partire dall'anno 2002, energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, dopo il 31 marzo 1999 in misura pari al 2% della suddetta energia eccedente i 100 GWh.

Infine, l'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: GRTN) 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, 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.

## **2.10 Il decreto legislativo n. 164/00**

L'articolo 22, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 164/00 prevede l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo alle imprese che acquistano il gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente dal livello di consumo annuale, e limitatamente alla quota di gas destinata a tale utilizzo.

L'articolo 2, lettera g) del medesimo decreto legislativo individua la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità.

## **3. Aspetti tecnici della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione**

### **3.1 Generalità**

La cogenerazione prevede la produzione combinata di energia elettrica e energia termica utile (calore) e il recupero in forma utile di parte dell'energia termica che nella produzione tradizionale di sola energia elettrica viene ceduta all'ambiente, conseguendo un risparmio energetico e un vantaggio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore.

La cogenerazione è quindi una tecnologia che, unendo in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, sfrutta in modo ottimale l'energia primaria dei combustibili, consentendo pertanto di incrementare l'efficienza energetica complessiva di un sistema di conversione di energia.

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, la produzione combinata comporta quindi:

- un risparmio economico conseguente al minor consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale, conseguente sia alla riduzione delle emissioni che al minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minor inquinamento atmosferico e minor inquinamento termico).
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale, conseguenti alla localizzazione degli impianti in prossimità dei bacini di utenza o all'autoconsumo dell'energia prodotta;
- la sostituzione di modalità di fornitura del calore più inquinanti (caldaie, sia per usi civili che industriali, caratterizzate da bassi livelli di efficienza, elevato impatto ambientale e scarsa flessibilità relativamente all'utilizzo di combustibili).

La produzione combinata di energia elettrica e calore trova applicazione sia in ambito industriale, soprattutto nell'autoproduzione, che in ambito civile. Il calore, che, per evitare costi e perdite eccessive, non può essere trasportato per lunghe distanze, viene utilizzato, nella forma di vapore o di acqua calda, per usi di processo industriali o civili (es. riscaldamento urbano tramite reti di teleriscaldamento, nonché il raffreddamento tramite sistemi ad assorbimento) o, nella forma di aria calda, per processi industriali di essiccazione, mentre l'energia elettrica, che può contare su un'estesa rete di distribuzione, viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le modalità di prelievo dell'energia elettrica e termica prodotte sono spesso caratterizzate da profili indipendenti e variabili nel tempo (processi continui, discontinui su base giornaliera e stagionale).

In alcuni settori industriali la produzione combinata di energia elettrica e calore costituisce un'opzione produttiva ampiamente consolidata che potrà assumere un peso ancor più rilevante, sia

in termini di apporti alla domanda elettrica nazionale che di risparmio energetico, in virtù dell'innovazione tecnologica in atto nel segmento della generazione di energia elettrica.

### **3.2 Definizione della produzione combinata di energia elettrica e di calore nella normativa tecnica**

La normativa tecnica italiana in tema di produzione combinata di energia elettrica e calore è elaborata dal Comitato termotecnico italiano energia ambiente (CTI), ente federato UNI, al quale è stata conferita la delega per la normazione del settore termotecnico ed energetico. In tema di cogenerazione, allocata nel Sottocomitato 4 Turbomacchine e macchine volumetriche, risultano pubblicate le seguenti norme:

- UNI 8887-87 Sistemi per processi di cogenerazione – Definizione e classificazione;
- UNI 8888-88 Gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e calore azionati da motori a combustione interna – Metodi di prova in laboratorio;
- UNI 9927-92 Gruppi per la produzione combinata di energia elettrica e calore azionati da motori a combustione interna – Metodi di prova in campo.

Risultano in fase di elaborazione altri cinque progetti di norma che riguardano l'offerta, l'ordinazione, il collaudo, l'accettazione, le garanzie, nonché i criteri di valutazione tecnico-economici degli impianti di cogenerazione.

La norma UNI 8887 del febbraio 1987 prevede la seguente definizione di processo di cogenerazione: “Si definisce processo di cogenerazione l'insieme delle operazioni volte alla produzione combinata di energia meccanica/elettrica e calore, entrambi considerati effetti utili, partendo da una qualsivoglia sorgente di energia. Il processo di cogenerazione deve realizzare un più razionale uso dell'energia primaria rispetto a processi che producono separatamente le due forme di energia. La produzione di energia meccanica/elettrica e calore deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso in cascata.”

Nella normativa internazionale, l'Unione internazionale dei produttori e distributori di energia elettrica (UNIPED) definisce come “Centrale di produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione) un impianto termoelettrico in cui l'energia sviluppata dal combustibile è trasmessa ad un fluido intermediario immesso normalmente nella sua totalità in gruppi generatori; questi sono progettati e realizzati in modo che l'energia venga utilizzata in parte per farli funzionare per produrre energia elettrica ed in parte per assicurare una fornitura di calore per usi diversi: processi industriali, riscaldamento urbano, ecc.”

Il Department of the Environment, Transport and the Regions (Detr) inglese, nel documento di consultazione *A quality assurance programme for combined heat and power* del luglio 2000, definisce la cogenerazione in modo sintetico ed efficace : “CHP is defined as the ‘simultaneous generation of heat and power (usually electricity) in a single process’. Power outputs include mechanical power. Heat outputs can include steam or hot water for process heating, space heating or absorption chilling, or hot air, e.g. for direct drying”.

### **3.3 Tecnologie utilizzate per la cogenerazione di energia elettrica e calore**

La produzione combinata di energia elettrica e di calore può essere tecnicamente realizzata con le modalità *topping* e *bottoming*:

- nella modalità “topping” viene prodotta energia elettrica attraverso un ciclo termodinamico ad alta temperatura integrato ad un sistema di recupero in forma utile del calore di scarico e di distribuzione del medesimo all'utenza termica. In questo caso le tecnologie risultano sostanzialmente derivate da quelle utilizzate per la produzione di sola energia elettrica attraverso l'installazione di apparecchiature di recupero termico e di distribuzione del calore a valle dei motori primi;

- nella modalità “bottoming” viene prima prodotto calore per utilizzazioni ad alta temperatura, il cui cascame termico alimenta un ciclo termodinamico sottostante che permette di ottenere anche una produzione di energia elettrica.

La maggior parte dei processi di produzione combinata di energia elettrica e di calore sono di tipo “topping”.

Da un punto di vista impiantistico le tecnologie di produzione combinata di energia elettrica e di calore vengono classificate in base alla tipologia dei motori primi utilizzati. Ciascuna tecnologia presenta un rapporto tra le quantità di energia elettrica  $E_e$  e di calore utile  $E_t$  prodotte, definito indice elettrico  $K$ , che presenta valori tipici per ciascuna tipologia impiantistica che oscillano in un intervallo ampio. Le diverse tipologie impiantistiche risultano anche molto differenziate sotto il profilo delle caratteristiche di elasticità di tale indice rispetto alla domanda.

Le tecnologie di produzione combinata di energia elettrica e di calore si sono dapprima sviluppate a partire dagli impianti termoelettrici a vapore basati sul ciclo termodinamico Rankine. In questi impianti il rendimento termodinamico aumenta, tra l’altro, al diminuire della temperatura della sorgente fredda, ovvero al diminuire delle condizioni di pressione e temperatura del vapore allo scarico della turbina nel condensatore. I processi industriali con fabbisogni di calore utile a media temperatura (120-250°C) hanno modificato le condizioni di scarico del vapore, riducendo la produzione di energia elettrica ma incrementando il rendimento globale di conversione dell’energia primaria del combustibile, generando due tipologie impiantistiche derivate dai cicli Rankine a vapore:

- **impianti a vapore a contropressione**, nei quali la turbina a vapore scarica in reti esercite a pressione superiore a quella atmosferica;
- **impianti a vapore a condensazione con spillamento**, nei quali il prelievo di vapore per usi tecnologici o di riscaldamento è parziale ed effettuato durante la fase di espansione in turbina.

I primi si caratterizzano per elevati valori di recupero energetico rispetto alla produzione separata e per un elevato rapporto tra le quantità di energia termica prodotta rispetto a quella elettrica. I secondi presentano rendimenti di conversione dell’energia primaria del combustibile simili a quelli di un impianto termoelettrico convenzionale.

Nel 1986 più del 97% della potenza elettrica installata in Italia di impianti con produzione combinata di energia elettrica e di calore (4505 MW) era costituito da impianti termoelettrici con ciclo a vapore di tipo Rankine. La parte residua era rappresentata da:

- **motori a combustione interna**, sia a ciclo Otto che Diesel;
- **turbine a gas** con caldaie a recupero.

Queste due tipologie impiantistiche consistono nel recupero, attraverso scambiatori di calore o caldaie a recupero, dell’energia termica del sistema di raffreddamento o dei gas di scarico e presentano rendimenti di conversione dell’energia primaria del combustibile sono dell’ordine del 60-70%, confrontabili a quelli degli impianti a vapore a contropressione, anche se le applicazioni riguardano solitamente taglie relativamente piccole e medie. Poiché il recupero di energia termica non influenza e non diminuisce (significativamente) la produzione elettrica, si possono avere rapporti tra energia termica utile ed energia elettrica prodotta piuttosto ampi.

Dalla fine degli anni ’70 hanno trovato sempre maggiore applicazione gli **impianti a ciclo combinato** nei quali coesistono, in cascata, un ciclo Brayton (turbina a gas) con un ciclo Rankine a vapore. I gas di scarico delle turbine a gas alimentano con il loro calore residuo una caldaia a recupero (o HRSG-Heat Recovery Steam Generator), che può anche essere dotata di un sistema di combustione supplementare o di post-combustione (Supplementary Fired). Il vapore generato dalla caldaia a recupero alimenta un turbogruppo a vapore. Per ciascun gruppo o blocco combinato sono possibili diverse combinazioni tra il numero delle turbine a gas per ciascuna turbina a vapore (2:1, 3:1, 1:1 in configurazioni sia a più assi che mono-asse). In generale gli impianti a ciclo combinato sono destinati alla sola produzione di energia elettrica e rappresentano una delle soluzioni più efficienti, con rendimenti nominali per le taglie maggiori superiori al 55%, con obiettivi a medio termine del 60%. Il ciclo combinato può anche essere destinato alla produzione combinata di

energia elettrica e di calore a seconda che l'HRSG o la turbina a vapore abbiano derivazioni per destinazioni termiche utili. La diffusione dei cicli combinati determina un radicale mutamento nelle modalità applicative della produzione combinata di energia elettrica e di calore: mentre nei tradizionali cicli a vapore con turbine a contropressione prevale la produzione di energia termica su quella elettrica e, nel caso dei motori a combustione interna o dei turbogas con caldaia a recupero, tali produzioni risultano relativamente indipendenti, negli impianti a ciclo combinato risulta predominante la produzione di energia elettrica, ponendo quindi, in generale, problemi di cessione dell'energia elettrica alla rete. Ciò vale anche nell'ipotesi di riqualificazione dei vecchi cicli a vapore attraverso la conversione in ciclo combinato degli impianti a vapore esistenti con riutilizzo del macchinario rotante esistente.

Vanno infine menzionate le applicazioni cogenerative delle **celle a combustibile**. Le celle a combustibile producono energia elettrica attraverso l'ossidazione diretta di un combustibile, normalmente gas naturale o idrogeno, e sono classificate in base al tipo di elettrolita utilizzato. La cella ad acido fosforico è la più diffusa nelle applicazioni di taglia medio-piccola e presenta rendimenti elettrici del 40% e globali, in applicazioni combinate, dell'82%, con acqua calda a 90°C o vapore saturo a 115-120°C come vettore termico. Nella cella a carbonati fusi i rendimenti raggiungono, rispettivamente, il 55% e il 70% ed operano a temperatura elevata (650°C). Nella cella a ossidi solidi, ancora in fase di industrializzazione, si raggiungono temperature dell'ordine di 1100°C, rendendo possibile la combinazione con cicli combinati che raggiungono rendimenti globali del 70%.

Gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e di calore presentano, mediamente, gli indici di efficienza e gli indici elettrici riportati nella tavola 1.

**Tavola 1 – Valori indicativi del rendimento elettrico, totale e dell’indice elettrico per le diverse tipologie impiantistiche di produzione combinata di energia elettrica e calore**

SISTEMA	[Ee/Ec] %		TOTALE [(Ee+Et)/Ec] %	ELETTRICO (*) K = Ee/Et
	CARICO 100%	CARICO 50%		
Turbine a vapore	14-35	12-28	60-85	0,1-0,5
Turbine a gas in ciclo aperto	25-40	18-30	60-80	0,5-0,8
Turbine a gas in ciclo chiuso	30-35	30-35	60-80	0,5-0,8
Cicli combinati	35-45	25-35	70-88	0,6-2,0
Motori Diesel	35-45	32-40	60-85	0,8-2,4
Motori alternativi a combustione interna	27-39	25-34	60-79	0,5-0,6
Celle a combustibile	37-70	37-45	85-90	0,8-1,0
Motori Stirling	35-50	34-49	60-80	1,2-1,7

Dati liberamente tratti dal testo “Educogen: The European Educational Tool on Cogeneration”, dicembre 2001, disponibile al sito internet [www.cogen.org](http://www.cogen.org)

(\*) Valori degli indici elettrici **che possono essere ritenuti** indicativi della condizione di massimo recupero termico a pieno carico.

I valori indicativi della condizione di massimo recupero termico a pieno carico per l’indice elettrico  $K=Ee/Et$  degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore risultano prossimi, o di poco superiori, all’unità (tavola 1).

### 3.4 Diffusione della produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia

Nell’ultimo rapporto *Dati statistici sull’energia elettrica in Italia 2000*, pubblicato dal GRTN, la produzione lorda di energia elettrica da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia nel 2000 era pari a 60.100 GWh (+ 14,1% rispetto al 1999), corrispondente al 27,3% della produzione termoelettrica tradizionale lorda (220.455 GWh) e al 21,7% della produzione totale lorda di energia elettrica (276.629 GWh) (tavola 2).

Al 31 dicembre 2000 risultavano installate in Italia 991 sezioni termoelettriche con produzione combinata di energia elettrica e calore, con una potenza elettrica efficiente lorda pari a 12.218 MW (10.618 MW nel 1999), corrispondente a circa il 21% della capacità termoelettrica installata in Italia (57.057 MW) (tavola 3).

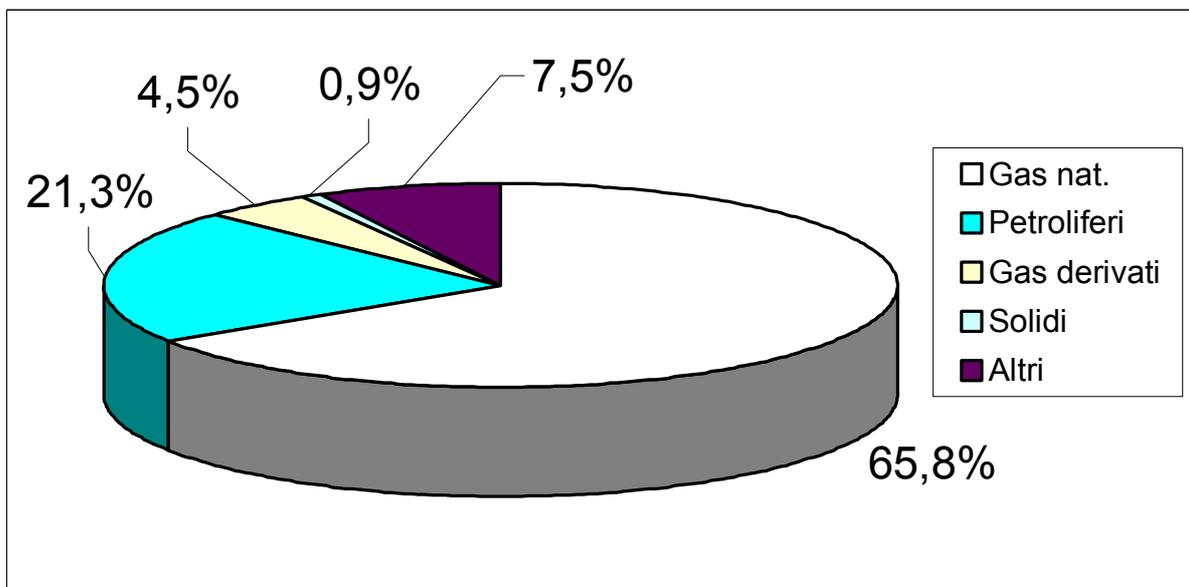
**Tavola 2- Produzione lorda di energia elettrica e consumo specifico medio di combustibile negli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia nel 2000**

	Produzione lorda		Consumo specifico(*)	
	GWh	%	kcal/kWh	%
<b>Cicli combinati</b>	36.967	61,5%	1.808	47,6%
<b>Turbine a gas con recupero</b>	4.962	8,3%	1.398	61,5%
<b>Motori a combustione interna</b>	1.361	2,3%	1.414	60,8%
<b>Vapore a contropressione</b>	6.117	10,2%	1.240	69,4%
<b>Vap.a condensaz.con spillam.</b>	10.694	17,8%	2.358	36,5%
<b>TOTALE</b>	<b>60.100</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.805</b>	<b>47,6%</b>

(\*) Riferito alla produzione netta

Fonte: GRTN - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2000

**Produzione elettrica lorda - Fuel mix**

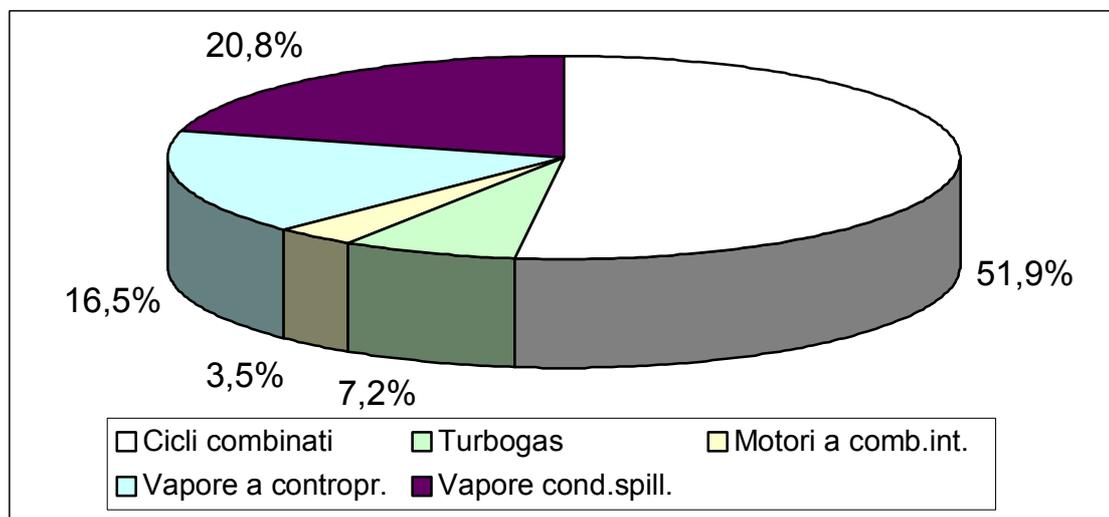


**Tavola 3 - Potenza elettrica efficiente lorda al 31 dicembre 2000  
degli impianti termoelettrici con produzione combinata di  
energia elettrica e calore in Italia**

	Potenza installata		N. sezioni	Taglia media MW
	MW	%		
<b>Cicli combinati</b>	6.344	51,9%	87	72,9
di cui: produttori	5.795		61	95,0
autoproduttori	549		26	21,1
<b>Turbine a gas con recupero</b>	883	7,2%	148	6,0
di cui: produttori	308		28	11,0
autoproduttori	575		120	4,8
<b>Motori a combustione interna</b>	425	3,5%	350	1,2
di cui: produttori	201		105	1,9
autoproduttori	224		245	0,9
<b>Vapore a contropressione</b>	2.021	16,5%	307	6,6
di cui: produttori	556		40	13,9
autoproduttori	1.466		267	5,5
<b>Vap.a condensaz.con spillam.</b>	2.545	20,8%	99	25,7
di cui: produttori	988		28	35,3
autoproduttori	1.557		71	21,9
<b>TOTALE</b>	<b>12.218</b>	<b>100,0%</b>	<b>991</b>	<b>12,3</b>
di cui: produttori	7.846	64,2%	262	29,9
autoproduttori	4.372	35,8%	729	6,0

Fonte: GRTN - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2000

**Potenza elettrica installata per tipologia di impianto**

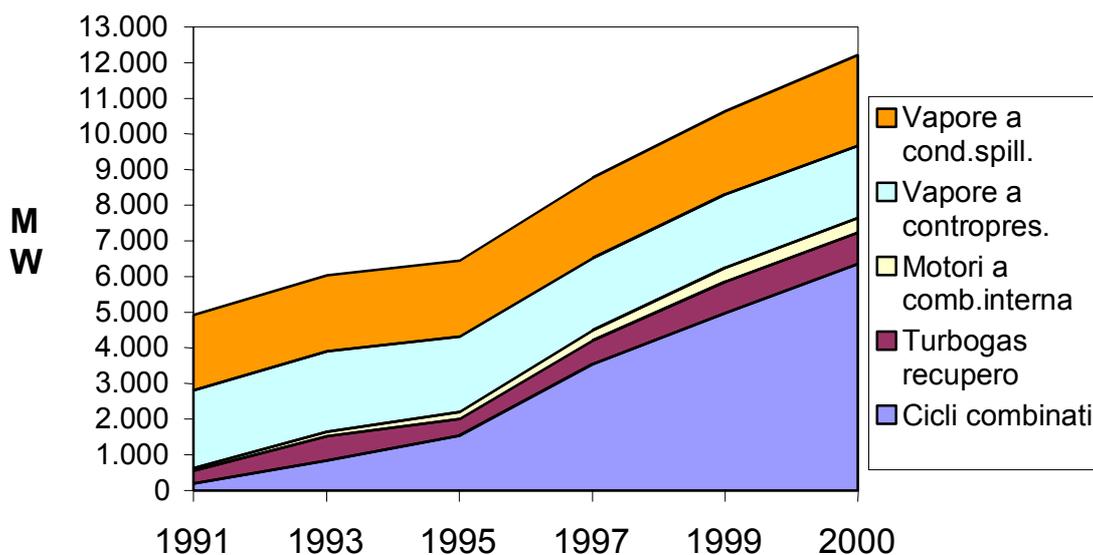


**Tavola 4 - Evoluzione del numero e della potenza efficiente lorda delle sezioni con produzione combinata di energia elettrica e calore in Italia**

	Numero di sezioni					
	1991	1993	1995	1997	1999	2000
Cicli combinati	4	19	46	72	81	87
Turbogas recupero	49	92	103	140	148	148
Motori a comb.interna	55	138	222	303	342	350
Vapore a contropres.	419	414	375	323	311	307
Vapore a cond.spill.	98	100	97	92	92	99
<b>a. Totale prod.combinata</b>	<b>625</b>	<b>763</b>	<b>843</b>	<b>930</b>	<b>974</b>	<b>991</b>
b. Totale termoelettrici	1.235	1.387	1.495	1.637	1.778	1.818
a/b %	51%	55%	56%	57%	55%	55%

	in MW					
	1991	1993	1995	1997	1999	2000
Cicli combinati	191	851	1.527	3.544	4.985	6.344
Turbogas recupero	349	663	479	660	872	883
Motori a comb.interna	88	134	189	294	392	425
Vapore a contropres.	2.172	2.247	2.115	2.005	2.063	2.021
Vapore a cond.spill.	2.131	2.153	2.150	2.259	2.306	2.545
<b>a. Totale prod.combinata</b>	<b>4.931</b>	<b>6.048</b>	<b>6.460</b>	<b>8.762</b>	<b>10.618</b>	<b>12.218</b>
b. Totale termoelettrici	40.701	45.886	48.151	52.538	55.429	57.057
a/b %	12%	13%	13%	17%	19%	21%



Fonte: GRTN – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2000.

Gli autoproduttori, come riclassificati nella pubblicazione sopra menzionata ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, rappresentano, con 4.372 MW, il 35,8% della capacità con produzione combinata di energia elettrica e calore complessivamente installata in Italia. Gli impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore rappresentano inoltre la maggior parte (89,3%) della capacità termoelettrica installata presso gli autoproduttori (4.372 su 4.894 MW), mentre solo il 15% (7.846 su 52.163 MW) della capacità termoelettrica installata presso i produttori risulta di tipo combinato.

I dati di produzione e di capacità installata sopra riportati comprendono anche la cosiddetta cogenerazione civile, la cui utenza termica include il teleriscaldamento. Alla fine del 1999 risultavano infatti in esercizio 27 sistemi di teleriscaldamento con una potenza elettrica installata di 705 MW, una potenza termica massima immessa in rete di 2.122 MWt, una volumetria totale riscaldata di circa 109,7 milioni di m<sup>3</sup> attraverso reti di distribuzione aventi una lunghezza complessiva di 996 km.

La tipologia impiantistica più diffusa in Italia tra gli impianti installati con produzione combinata di energia elettrica e calore è costituita dai cicli combinati, che a fine 2000 rappresentavano il 51,9% del totale installato ed il 61,5% della produzione. Tale tipologia impiantistica ha infatti registrato nell'ultimo decennio un notevole sviluppo, in relazione all'evoluzione del segmento turbogas sia in termini di prestazioni, che di costi di installazione (nel 1993 il segmento cicli combinati rappresentava con 19 unità e 851 MW di potenza elettrica installata solo il 14% del totale installato cogenerativo pari a 6.048 MW, tavola 4). Seguono per diffusione gli impianti a vapore a condensazione con spillamento (20,8% della potenza installata), gli impianti a vapore a contropressione (16,5%), le turbine a gas con caldaia a recupero (7,2%) e, infine, i motori a combustione interna (3,5%), che si caratterizzano anche per le minori dimensioni unitarie (tavola 3).

Il gas naturale è il combustibile più utilizzato negli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore (65,8%), anche in relazione alla maggior diffusione degli impianti con turbine a gas come motore primo. Seguono i prodotti petroliferi (21,3%), i gas derivati (4,5%), i combustibili solidi (0,9%) e altri (7,5%).

### **3.5 Diffusione della produzione combinata di energia elettrica e calore in Europa**

Le tavole 5 e 6 riportano la diffusione della produzione combinata di energia elettrica e calore nei diversi paesi dell'Unione europea, sia in termini di quantità di energia elettrica prodotta in forma combinata, che di quota relativa rispetto alla produzione elettrica totale. Si sottolinea che i criteri seguiti dagli stati membri dell'Unione Europea per la raccolta dei dati relativi alla cogenerazione non sono omogenei, rendendo le statistiche a disposizione solo indicative e non direttamente confrontabili.

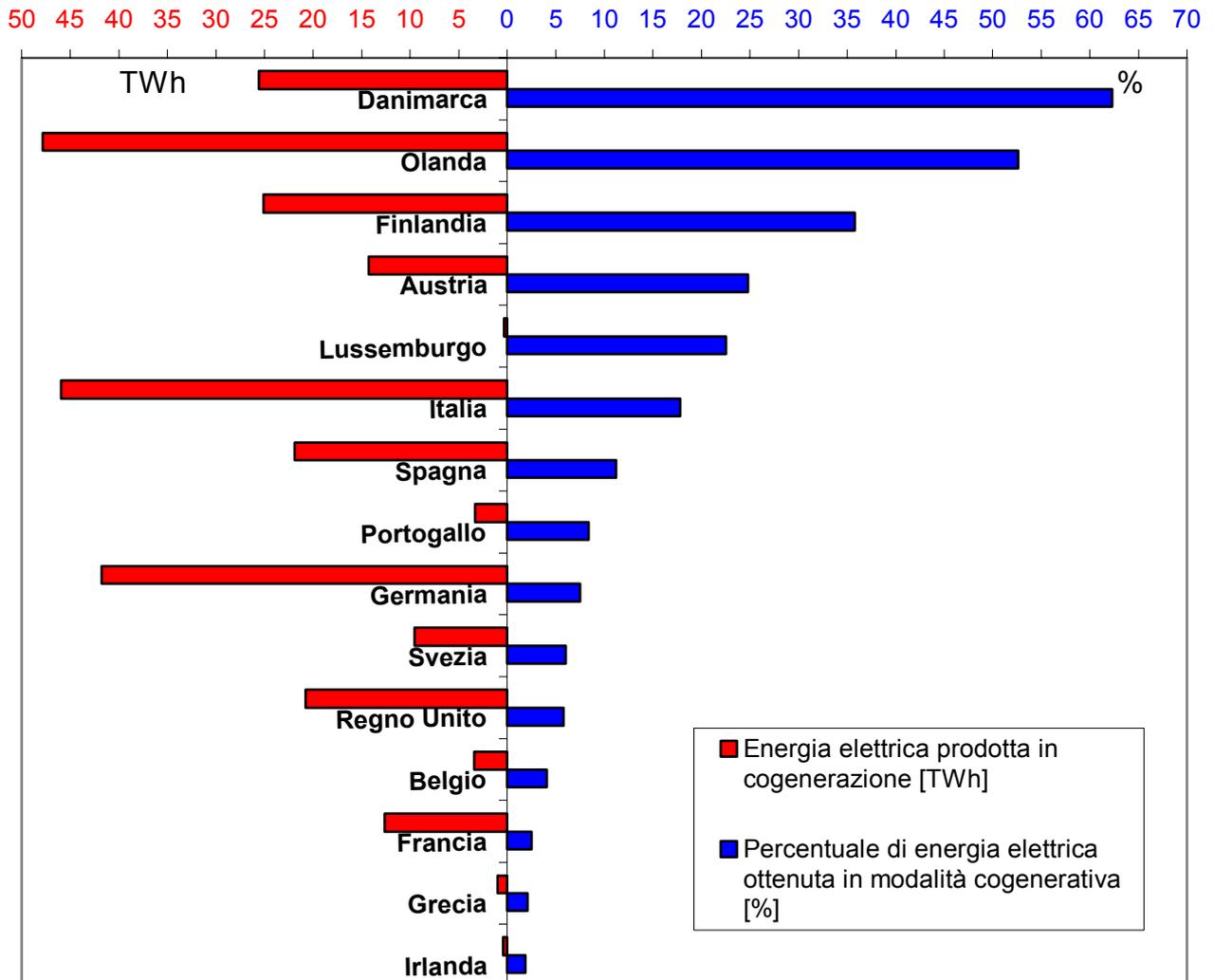
**Tavola 5 - Produzione combinata di energia elettrica e calore nell'Unione Europea  
(anno 1998)**

Stato	Energia elettrica da cogenerazione [GWh]	Percentuale della produzione totale elettrica [%]
Austria	14.268	24,8
Belgio	3.410	4,1
Danimarca	25.591	62,3
Finlandia	25.128	35,8
Francia	12.660	2,5
Germania	41.770	7,5
Grecia (*)	981	2,1
Irlanda	404	1,9
Italia	45.990	17,8
Lussemburgo	320	22,5
Olanda	47.835	52,6
Portogallo	3.288	8,4
Regno Unito	20.759	5,8
Spagna	21.916	11,2
Svezia	9.544	6,0
<b>Unione Europea</b>	<b>273.864</b>	<b>11,0</b>

(\*) Stima Eurostat

Dati tratti da indagini Eurostat e disponibili presso il sito internet <http://europa.eu>

**Tavola 6 - Produzione combinata di energia elettrica e calore nell'Unione Europea nel 1998 (rappresentazione grafica)**



Dati tratti da indagini Eurostat e disponibili presso il sito internet <http://europa.eu>

La diffusione degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e di calore risulta significativa in Italia, considerato che la produzione di energia elettrica in modalità combinata tende ad essere percentualmente più rilevante nei paesi con clima freddo e con elevata diffusione degli impianti di teleriscaldamento.

### 3.6 Asimmetrie tra l'energia elettrica e l'energia termica prodotte da un impianto di produzione combinata

Per valutare l'effetto utile complessivamente prodotto da un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore occorre tenere presente che l'energia elettrica e l'energia termica (calore) presentano caratteristiche e vincoli diversi:

- dal punto di vista termodinamico, l'energia elettrica rappresenta una forma di energia pregiata, mentre l'energia termica presenta un valore inferiore, sia da un punto di vista tecnico che economico, e sostanzialmente dipendente dal livello termico: infatti partendo da calore ad alta

temperatura è possibile ottenere più lavoro rispetto a quello conseguibile con il medesimo quantitativo di energia a più bassa temperatura;

- dal punto di vista dei vincoli tecnologici e dei costi di produzione, i rendimenti con cui è possibile produrre energia termica risultano, generalmente, notevolmente elevati rispetto a quelli con i quali è possibile ottenere energia elettrica, che risultano altresì notevolmente differenziati in funzione della tecnologia utilizzata per la produzione di energia elettrica;
- dal punto di vista dei vincoli tecnologici e dei costi di trasporto, mentre l'energia elettrica può essere trasportata a grande distanza dai centri di produzione con perdite relativamente contenute, l'energia termica può essere trasportata ai centri di utilizzo solo su brevi distanze, a causa della rilevanza dei costi e delle perdite associate.

### **3.7 Valutazione termodinamica dell'efficienza di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore**

Per valutare da un punto di vista termodinamico le prestazioni di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore si possono utilizzare due tipi di rendimenti:

a) il rendimento di primo principio  $\eta = \frac{E_e + E_t}{E_c}$

dove  $E_e$  è l'energia elettrica netta generata dall'impianto di cogenerazione;

$E_t$  è l'energia termica netta utile generata dall'impianto di cogenerazione;

$E_c$  è l'energia primaria del combustibile, riferita al potere calorifico inferiore dello stesso, che alimenta l'impianto di cogenerazione.

b) il rendimento di secondo principio  $\eta_{II} = \frac{E_e + E_t \cdot \left(1 - \frac{T_a}{T_{ml}}\right)}{E_c}$

dove, oltre alle grandezze già definite,

$T_a$  è la temperatura dell'ambiente esterno;

$T_{ml}$  è la temperatura media logaritmica di cessione del calore all'utenza.

Si osserva che il rendimento di primo principio, non attribuendo pesi diversi all'energia termica e all'energia elettrica, appare inadeguato ai fini di una valutazione completa dell'efficienza di un impianto di cogenerazione.

Il rendimento di secondo principio tiene invece conto del livello termico associato all'energia termica e delle asimmetrie tra l'energia termica ed elettrica, ma risulta di difficile applicazione nei casi pratici (analisi exergetica).

Ai fini della definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 non risulta tuttavia necessario ricorrere a indicatori assoluti di prestazione, quali quelli sopra descritti, ma occorre invece individuare degli indicatori relativi del risparmio energetico conseguito da un impianto con produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore.

### **3.8 La valutazione del risparmio energetico connesso alla produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata**

L'analisi del risparmio energetico attribuibile ad un impianto di cogenerazione richiede delle inevitabili schematizzazioni. Infatti, dovendo confrontare i consumi energetici di un impianto di cogenerazione con i consumi che si avrebbero per la produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, si deve far riferimento alle modalità tecnico-produttive con le quali tali quantità di energia verrebbero generate separatamente. Per l'energia elettrica si può far riferimento al rendimento elettrico medio della modalità alternativa di produzione della sola energia elettrica

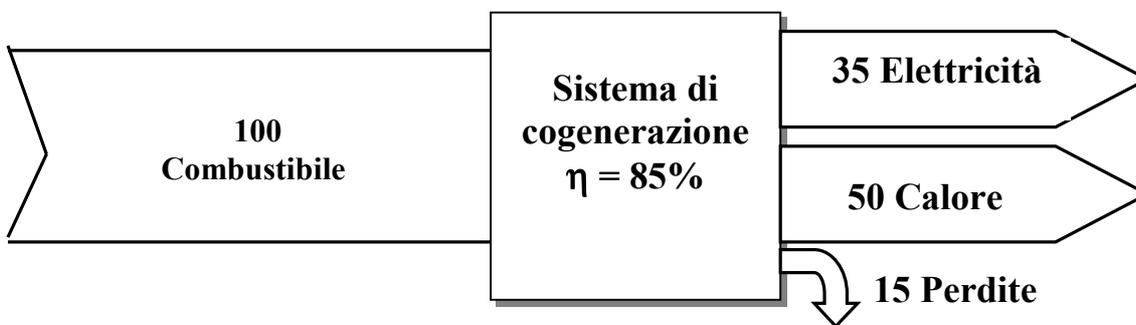
(es. miglior tecnologia disponibile e commercialmente provata, oppure rendimento elettrico medio netto del parco termoelettrico nazionale). Per la produzione di calore si fa riferimento al rendimento termico di una caldaia di taglia medio grande per le utilizzazioni industriali del calore e al rendimento termico medio del parco di caldaie medio-piccole di tipo domestico per le utilizzazioni civili del calore.

Per chiarire il significato di risparmio energetico connesso ad un impianto cogenerativo rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile, si illustra l'esempio riportato nella tavola 7. Supponendo che un impianto cogenerativo, per produrre 35 unità di energia elettrica e 50 unità di calore utile, consumi 100 unità di combustibile, il rendimento termodinamico complessivo di conversione, inteso come rapporto tra l'energia utile prodotta (35+50) e l'energia primaria del combustibile utilizzato (100), risulta dell'85%. Se si considera invece il caso di produzione separata, supponendo di produrre 35 unità di energia elettrica con una centrale termoelettrica avente un rendimento elettrico del 49% e 50 unità di calore utile con una caldaia avente un rendimento termico pari al 90%, si avrebbe un consumo di combustibile pari a  $35/0,49 + 50/0,9 = 127$  unità di combustibile. Nel caso di produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore, risulterebbe quindi un consumo di 127 unità di combustibile anziché le 100 richieste dall'impianto di cogenerazione. Il risparmio di energia primaria conseguibile con la cogenerazione è dunque pari a  $(127-100)/127 = 21,3\%$ .

**Tavola 7 – Schema di riferimento per la determinazione del risparmio energetico conseguito da un sistema di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore utile**

**a) SISTEMA DI COGENERAZIONE**

Rendimento globale  $(35+50)/100 = 85\%$

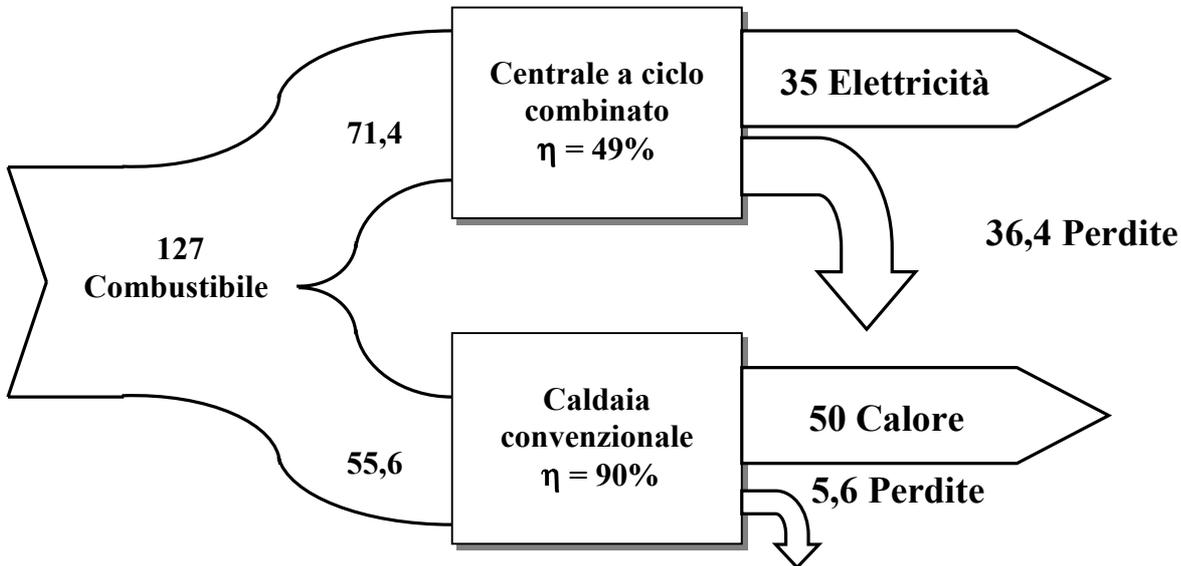


## b) PRODUZIONE CONVENZIONALE SEPARATA

Rendimento elettrico netto per una centrale termoelettrica alimentata a gas naturale con potenza nominale pari a 100 MWe: 49%

Rendimento termico caldaia 90%

Rendimento globale  $(35+50)/127 = 67\%$



## 3.9 I possibili indicatori per la valutazione del risparmio di energia degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore

### 3.9.1 L'indice di risparmio di energia IRE

L'indice IRE (Indice di risparmio di energia), uno tra i più diffusi indicatori utilizzati nella letteratura tecnica per valutare il risparmio di energia primaria di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, è definito come il rapporto fra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione o dall'impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata. E' espresso dalla formula:

$$\text{IRE} = \frac{E_s - E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_{es} + E_{ts}} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es}} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}}$$

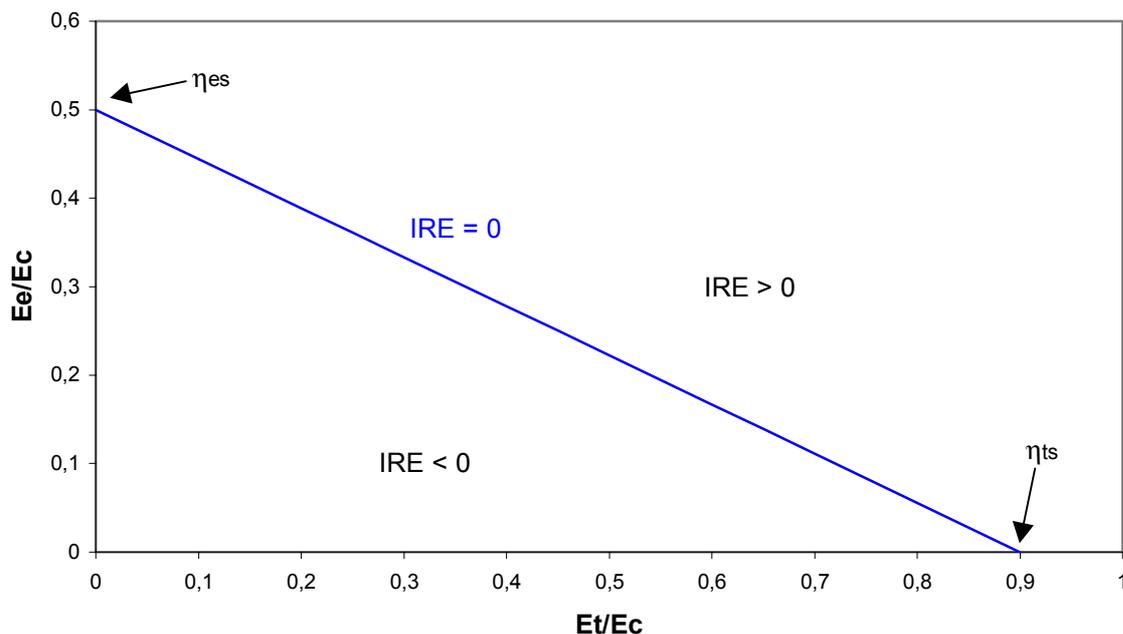
dove i simboli indicano:

- $E_s = E_{es} + E_{ts}$ : l'energia primaria dei combustibili utilizzati per produrre separatamente elettricità e calore utile per mezzo di due distinti impianti, uno per la produzione di energia elettrica e l'altro per la produzione di calore mediante caldaia industriale;
- $E_{es}$ : l'energia primaria del combustibile utilizzato per produrre elettricità per mezzo di un impianto di sola produzione di energia elettrica, riferita al potere calorifico inferiore;
- $E_{ts}$ : l'energia primaria del combustibile utilizzato per produrre calore mediante una caldaia industriale;

- $E_c$ : l'energia primaria dei combustibili, riferita al potere calorifico inferiore dei combustibili, consumata dall'impianto di cogenerazione per la produzione combinata delle stesse quantità di energia elettrica  $E_e$  e di energia termica utile  $E_t$ ;
- $E_e$ : l'energia elettrica netta generata dall'impianto di cogenerazione;
- $E_t$ : l'energia termica netta utile generata dall'impianto di cogenerazione;
- $\eta_{es}$ : il rendimento elettrico medio netto della modalità di sola generazione energia elettrica di riferimento;
- $\eta_{ts}$ : il rendimento termico medio della modalità di sola generazione di energia termica di riferimento.

Per come è stato definito, se  $IRE = 0$  le due soluzioni (produzione combinata di energia elettrica e calore e produzione da impianti separati) risultano equivalenti, se  $IRE > 0$  la produzione combinata di energia elettrica e calore è la soluzione migliore, se infine  $IRE < 0$  si risparmia ricorrendo agli impianti separati. Scelti i due rendimenti di riferimento, è possibile rappresentare la relazione  $IRE = 0$  sul piano  $[E_t/E_c; E_e/E_c]$  (tavola 8): si osserva che le intercette della retta sull'asse delle ordinate e sull'asse delle ascisse evidenziano rispettivamente il rendimento elettrico di riferimento  $\eta_{es}$  e il rendimento termico di riferimento  $\eta_{ts}$ . Un qualunque punto del piano rappresenta le condizioni di funzionamento di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, caratterizzato da un particolare valore dell'indice IRE.

**Tavola 8 - Retta corrispondente a  $IRE=0$   
(calcolato con  $\eta_{es} = 0,50$  ed  $\eta_{ts} = 0,90$ )**



Per una valutazione più completa dei benefici connessi alla produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata occorre considerare anche l'ulteriore risparmio, tipico della generazione diffusa e dell'autoproduzione, che gli impianti di cogenerazione eventualmente determinano riducendo le perdite di trasmissione e distribuzione sul sistema elettrico nazionale. A tale fine è stato introdotto nella formula dell'IRE un parametro "p" che rappresenta le minori perdite di trasporto e trasformazione che gli impianti di produzione comportano quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa (BT) o di media tensione (MT), evitando le perdite sulle reti, rispettivamente di media e alta tensione (AT/AAT), o quando autoconsumano l'energia

elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati.

A seguito dell'introduzione del parametro  $p$ , la formula dell'indice di risparmio di energia IRE è la seguente:

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

### 3.9.2 Il rendimento elettrico depurato (o di Ecabert)

Tra gli indicatori utilizzati per valutare il risparmio di energia primaria di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore esiste il rendimento elettrico depurato  $\eta_{ed}$ , chiamato anche rendimento di Ecabert oppure FUE (fuel utilisation effectiveness):

$$\eta_{ed} = \frac{Ee}{Ec - \frac{Et}{\eta_{ts}}}$$

E' definito come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia primaria del combustibile depurata della quantità di energia primaria necessaria per produrre la stessa quantità di energia termica  $Et$  con un impianto termico separato, caratterizzato da un rendimento pari a  $\eta_{ts}$ . E' pertanto un indice che attribuisce alla sola produzione di energia elettrica il risparmio conseguibile in cogenerazione. Tale indice assume quindi che la produzione di energia termica, a differenza della produzione di energia elettrica, è obbligata, dovendo essere realizzata in prossimità del luogo di utilizzo a causa dei vincoli e delle difficoltà connesse al trasporto, e che la sua efficienza ha ormai raggiunto il limite assoluto.

Si osserva che le scritture  $IRE > 0$  ed  $\eta_{ed} > \eta_{es}$  si equivalgono se vengono scelti gli stessi valori dei rendimenti di riferimento  $\eta_{es}$  ed  $\eta_{ts}$ . Pertanto se  $\eta_{ed} = \eta_{es}$  le due soluzioni (cogenerazione ed impianti separati) risultano equivalenti, se  $\eta_{ed} > \eta_{es}$  la soluzione cogenerativa è la migliore, se infine  $\eta_{ed} < \eta_{es}$  si risparmia ricorrendo agli impianti separati.

### 3.10 La significatività del risparmio energetico

L'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, dispone che la produzione combinata di energia elettrica e calore è cogenerazione alle condizioni definite dall'Autorità che garantiscano un **significativo** risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore.

Utilizzando l'IRE come indice di risparmio di energia, per soddisfare tale condizione è necessario imporre la seguente relazione:

$$IRE \geq IRE_{\min} \quad [1]$$

dove  $IRE_{\min}$  corrisponde ad una soglia da individuare tra i seguenti due estremi:

- il valore minimo deve essere superiore al margine di errore dovuto alla misura delle grandezze  $Ee$ ,  $Et$ , e  $Ec$ , ad esempio 0,05 (5%);
- il valore massimo deve tener conto dei vincoli fisici connessi ai rendimenti termico e elettrico che non possono superare l'unità. L'analisi seguente è volta a dimostrare che il suddetto valore massimo non può superare il 10%.

La relazione [1] corrisponde ad una relazione del tipo:  $IRE_{\text{equivalente}} \geq 0$ , dove l'indice  $IRE_{\text{equivalente}}$  viene calcolato con dei rendimenti di riferimento equivalenti  $\eta_{es,\text{equivalente}}$  ed  $\eta_{ts,\text{equivalente}}$ , pari ai rendimenti di riferimento  $\eta_{es}$  ed  $\eta_{ts}$  divisi per  $(1-IRE_{\min})$ .

Ad esempio la relazione

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es}} + \frac{Et}{\eta_{ts}}} \geq IRE_{min}$$

equivale alla relazione:

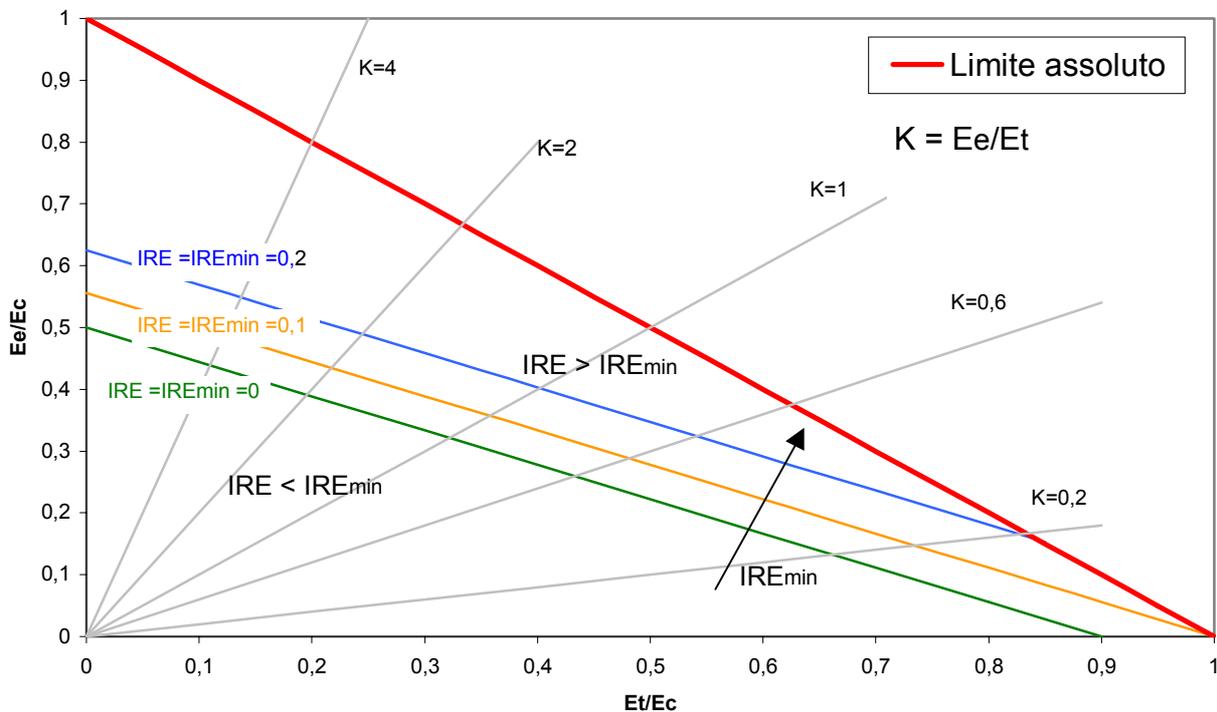
$$IRE_{equivalente} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es,equivalente}} + \frac{Et}{\eta_{ts,equivalente}}} \geq 0$$

dove  $\eta_{es,equivalente} = \frac{\eta_{es}}{1 - IRE_{min}}$  e  $\eta_{ts,equivalente} = \frac{\eta_{ts}}{1 - IRE_{min}}$

I rendimenti elettrico e termico equivalenti rappresentano, sul piano  $[Et/Ec; Ee/Ec]$ , le intercette della retta  $IRE = IRE_{min}$  rispettivamente sull'asse delle ordinate e delle ascisse. Imponendo una relazione del tipo [1], si aumentano indirettamente ed in modo percentualmente uguale i due rendimenti di riferimento di partenza  $\eta_{es}$  ed  $\eta_{ts}$ . Graficamente (tavola 9), sul piano  $[Et/Ec; Ee/Ec]$ , si osserva un movimento parallelo della retta limite  $IRE = IRE_{min}$  al variare di  $IRE_{min}$ . In particolare, al crescere del valore di  $IRE_{min}$ , la retta limite  $IRE = IRE_{min}$  tende ad intersecare il limite assoluto, introducendo condizioni impossibili da soddisfare per gli impianti a basso indice elettrico K.

Pertanto, il valore di  $IRE_{min}$ , nel caso di  $\eta_{ts} = 0,9$ , non può risultare superiore a 0,10 (10%) se si vuole evitare di imporre ad alcuni impianti, in particolare quelli con basso indice elettrico K, condizioni di esercizio oltre i limiti tecnici (tavola 9).

**Tavola 9 - Rette a pari valore dell'indice di risparmio energetico (IRE)  
(calcolato con  $\eta_{es}=0,50$  ed  $\eta_{ts}=0,90$ )**



Per garantire un significativo risparmio della produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto alla produzione separata, si può fare riferimento anche al rendimento elettrico depurato, introducendo la seguente relazione:

$$\eta_{ed} \geq \eta_{eds} \quad [2]$$

dove con  $\eta_{eds}$  si intende un rendimento elettrico depurato di riferimento significativamente superiore ad  $\eta_{es}$ .

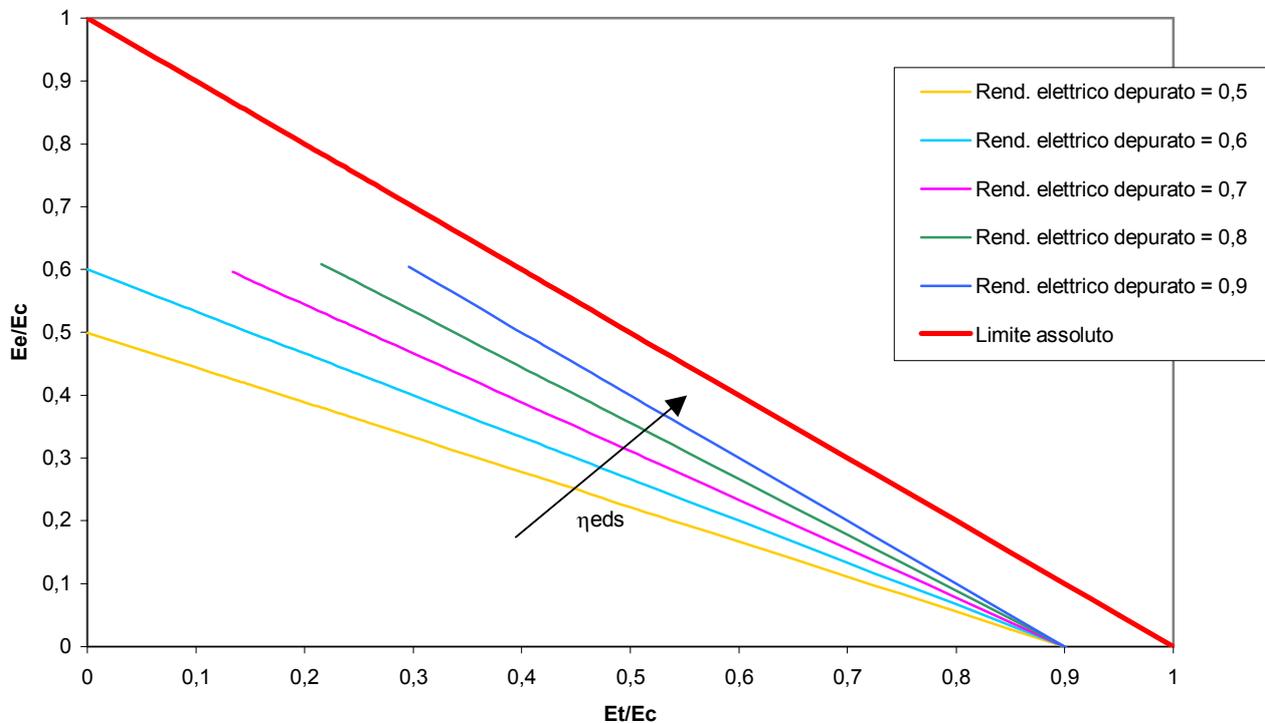
La relazione [2] equivale alla seguente condizione:

$$\frac{\frac{E_s - E_c}{E_e}}{\eta_{es}} = \frac{\frac{E_e}{\eta_{es}} + \frac{E_t}{\eta_{ts}} - E_c}{E_e} = \left( \frac{1}{\eta_{es}} - \frac{1}{\eta_{ed}} \right) / \frac{1}{\eta_{es}} \geq \text{risparmio significativo}$$

dove per “risparmio significativo” si intende un valore soglia da imporre agli impianti cogenerativi (ad es. 0,10) per garantire la significatività del risparmio prevista dall’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99. Mentre l’indice IRE valuta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione consegue rispetto all’energia primaria necessaria per la produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e di calore, il rendimento elettrico depurato è riconducibile al risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di conseguire rispetto all’energia primaria richiesta per la produzione separata della sola energia elettrica.

Imporre una relazione del tipo [2] significa aumentare indirettamente solo il rendimento elettrico di riferimento (e non anche quello termico), considerando che la produzione termica è vincolata ad essere prodotta localmente e ha raggiunto rendimenti termici difficilmente superabili con l’innovazione tecnologica. Graficamente, sul piano  $[E_t/E_c; E_e/E_c]$ , al variare del rendimento elettrico depurato di riferimento  $\eta_{eds}$ , si osserva una rotazione della retta limite attorno al punto espressivo del rendimento termico di riferimento (tavola 10).

**Tavola 10 - Andamento delle rette a pari rendimento elettrico depurato**



## 4. Il processo di consultazione

### 4.1 Il criterio di valutazione della cogenerazione descritto nel documento di consultazione 3 agosto 2000

Con il documento di consultazione *Criteri e proposte per la definizione di cogenerazione e per la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità degli impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili* 3 agosto 2000 l'Autorità ha proposto due differenti criteri di valutazione del risparmio energetico conseguito da un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore utili:

A) il criterio di **tipo A** valuta il risparmio energetico di un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica prodotta con il parco di centrali termoelettriche non cogenerative collegate alla rete nazionale e della stessa quantità di energia termica prodotta con caldaie industriali di taglia medio-grande. Tale criterio assume che ogni unità di energia elettrica prodotta con impianti di cogenerazione sostituisca una equivalente unità generata dal parco termoelettrico esistente. In quest'ottica, i valori di  $\eta_{es}$  e  $\eta_{ts}$  possono essere fissati come segue:

- $\eta_{es}$  è il rendimento elettrico netto medio annuo del parco di centrali termoelettriche con sola produzione di energia elettrica collegate alla rete elettrica nazionale (ad es. 0,38 relativo all'esercizio 1999, 0,41 nel 2000);
- $\eta_{ts}$  è il rendimento termico medio per la generazione di sola energia termica con un caldaia industriale di dimensioni medio-grandi ed è pari a 0,9 nel caso di utilizzo industriale del calore e a 0,8 nel caso di teleriscaldamento.

Nel criterio di tipo A, che riferisce la produzione elettrica a quella del parco termoelettrico esistente, la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia IRE è pertanto la seguente:

$$IRE_A = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{0,38 \cdot p} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}}$$

dove  $\eta_{ts}$  assume il valore 0,8 per gli impianti di teleriscaldamento e 0,9 per gli altri impianti.

Per quantificare la significatività del risparmio energetico di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, è stato proposto di imporre la condizione che l'impianto di cogenerazione consegua un risparmio di energia superiore almeno del 10% rispetto alle migliori tecnologie disponibili in esercizio commerciale per la produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica.

Quindi, per la determinazione del valore dell'indice di risparmio di energia nella modalità di tipo A, occorre prima calcolare il valore dell'indice di risparmio di energia  $IRE_A$  conseguito da un impianto a ciclo combinato di produzione elettrica di generazione avanzata e con un rendimento elettrico netto medio annuo del 50% (connesso con la rete elettrica di AT o AAT) senza generazione di calore utile ( $E_t = 0$ ), che risulta pari a 24%, da aumentare successivamente del 10% di cui sopra. Tale valore  $IRE_{Amin}$  risulta quindi pari a  $1,1 \cdot 0,24 = 26,4\%$ . Ciò equivale ad imporre la condizione che, affinché un impianto possa essere definito come cogenerativo, deve innanzitutto conseguire un indice di risparmio energetico maggiore o uguale al 26,4% rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore con il parco termoelettrico e termico esistente;

B) il criterio di **tipo B** valuta il risparmio energetico conseguito da un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica riferita alla migliore tecnologia di generazione elettrica disponibile in esercizio commerciale e della stessa quantità di energia termica ottenuta con caldaie industriali di taglia medio-grande.

La miglior tecnologia disponibile per la generazione elettrica è oggi rappresentata dai cicli combinati di grande taglia realizzati adottando modelli di turbine a gas di generazione avanzata. Per

tali impianti, considerato che ancora non si dispone di dati a consuntivo su base annuale relativi ad impianti in esercizio commerciale situati nel territorio italiano, si propone di assumere, per il triennio 2001-2003, un valore del rendimento elettrico netto  $\eta_{es}$  pari a 0,50. Risultano oggi installati nel mondo diverse impianti con rendimenti nominali anche migliori (54%-57% della GE Power Systems, 53-58% della ABB-Alstom Power, 57-58% della Mitsubishi Heavy Industries, 55-57% della Siemens Westinghouse), tuttavia i valori effettivi e relativi a condizioni di esercizio reale risultano inferiori. La soglia del 50% per il rendimento elettrico netto  $\eta_{es}$ , ben al di sotto quindi delle migliori tecnologie oggi disponibili sul mercato, è stata proposta per non penalizzare eccessivamente gli impianti meno efficienti dei cicli combinati o gli impianti di taglia inferiore a quelli che, adottando turbine a gas di grande taglia dell'ultima generazione, presentano le prestazioni più elevate.

Nel criterio di tipo B la formula per la determinazione dell'indice di risparmio di energia  $IRE_B$  è quindi la seguente:

$$IRE_B = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{0,50 \cdot p} + \frac{E_t}{\eta_{ts}}} \geq IRE_{B, \min} = 0,10.$$

dove  $\eta_{ts}$  assume il valore 0,8 per gli impianti di teleriscaldamento e 0,9 per gli altri impianti.

Gli indici di risparmio energetico  $IRE_A$  e  $IRE_B$  differiscono per i seguenti due aspetti:

- a) l' $IRE_A$  consente di quantificare il risparmio energetico conseguito da un impianto di cogenerazione rispetto alla produzione separata della stessa quantità di energia elettrica generata dal parco termoelettrico esistente e di energia termica prodotta da una caldaia di tipo industriale di dimensioni medio-grandi, mentre  $IRE_B$  consente di quantificare tale risparmio, relativamente alla generazione di energia elettrica, rispetto alla migliore tecnologia disponibile in esercizio commerciale e, relativamente all'energia termica, rispetto ad una caldaia di tipo industriale di dimensioni medio-grandi;
- b) l' $IRE_A$  attribuisce un peso maggiore di  $IRE_B$  all'energia elettrica prodotta rispetto all'energia termica.

Ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione si prevede, oltre al rispetto dell'indice di risparmio di energia  $IRE$  come sopra definito, anche il rispetto di una condizione di limite termico  $LT$ , definito come rapporto fra l'energia termica utile  $E_t$  e l'effetto utile complessivamente prodotto ( $E_t + E_e$ ), in misura non inferiore al 15%. Ciò per assicurare che un impianto, per essere definito di cogenerazione, oltre a conseguire un significativo risparmio energetico, deve effettivamente avere una produzione combinata di energia elettrica e calore, evitando anche soluzioni tecnologiche troppo sbilanciate verso la sola produzione di energia elettrica, come già sperimentato in passato con l'indice energetico  $I_{en}$  di cui al provvedimento Cip n. 6/92.

Nel documento di consultazione 3 agosto 2000 è stata esclusa la possibilità di utilizzare il rendimento elettrico depurato (o di Ecabert), come definito al paragrafo 3.9.2, poiché si può dimostrare (paragrafo 3.10) che detto indicatore è riconducibile al risparmio di energia primaria conseguito dall'impianto di cogenerazione rispetto alla generazione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica ( $E_s - E_c$ ) rispetto all'energia primaria richiesta per la sola produzione elettrica con un impianto di produzione elettrica, pari a  $E_e/\eta_{es}$ .

Il rendimento elettrico depurato (o di Ecabert) è un indicatore ampiamente utilizzato per valutare l'efficienza dei sistemi cogenerativi, anche a fini statistici, da parte di diversi organismi internazionali, come Unipede e Eurostat, e ha anche il merito di consentire una notevole semplificazione nella individuazione dei parametri di riferimento per valutare il risparmio rispetto alla miglior tecnologia di produzione separata dell'energia elettrica.

Tuttavia, come già evidenziato nel documento di consultazione 3 agosto 2000, la formulazione dell'indice di risparmio di energia derivata dal rendimento elettrico depurato (o di Ecabert) non è coerente con quanto previsto dall'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 per la definizione di cogenerazione che stabilisce di garantire un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate delle stesse quantità di energia elettrica e calore.

#### 4.2 Il criterio di valutazione della cogenerazione nello schema di provvedimento 25 luglio 2001

In seguito alla pubblicazione del documento di consultazione 3 agosto 2000 sono pervenuti all'Autorità osservazioni e contributi scritti da parte di più di 35 soggetti ed operatori interessati i quali, pur condividendo la proposta dell'Autorità di utilizzare l'indice di risparmio di energia IRE hanno messo in evidenza come il riferimento ad un'unica tecnologia di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e calore, in particolare quella consentita dall'ultima generazione di cicli combinati *top-class* e *top-size* penalizza gli impianti di taglia medio-piccola e gli impianti che utilizzano combustibili diversi dal gas naturale.

Il processo di consultazione avviato con il documento 3 agosto 2000 ha evidenziato come il criterio di tipo B, se applicato con riferimento alle tecnologie disponibili in ciascuna classe di taglia e tipo di combustibile, sia preferibile a quello di tipo A perché, soprattutto con riferimento alle soluzioni caratterizzate da elevati rapporti tra l'energia termica e quella elettrica, introduce condizioni meno discriminatorie per le soluzioni progettate per il servizio termico.

Infatti, supponendo per semplicità che il parametro  $p$  sia pari a 1, la condizione

$$IRE_A = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{0,38} + \frac{Et}{0,9}} \geq 0,264$$

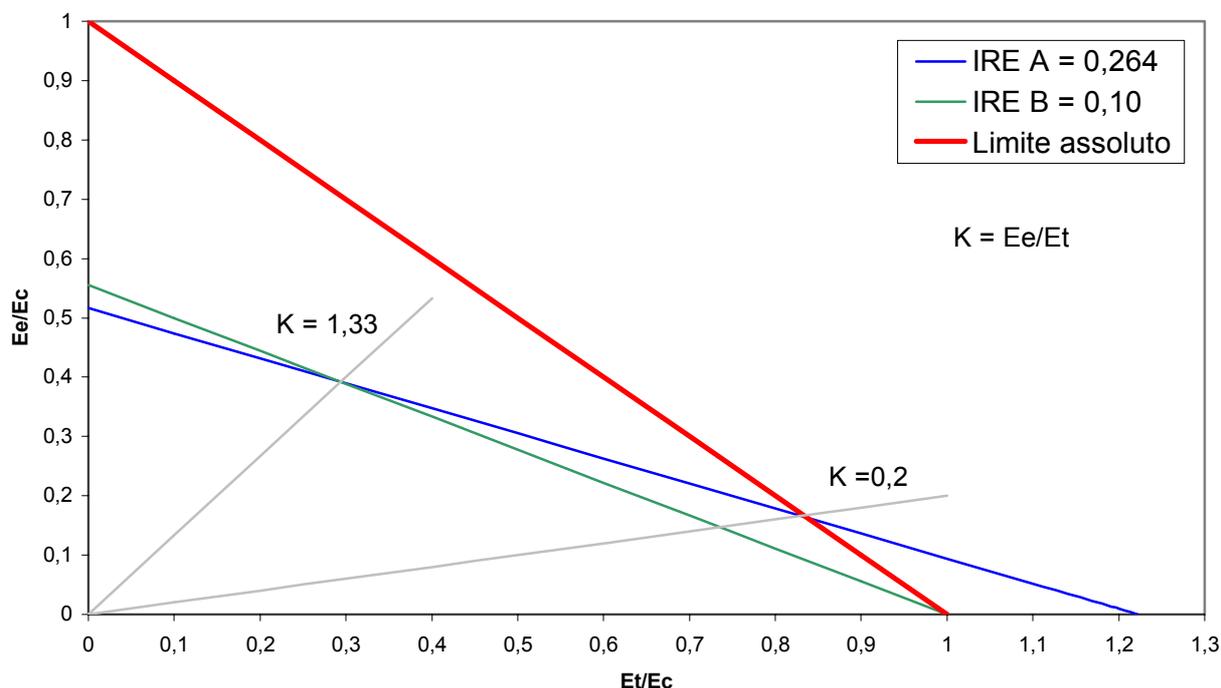
corrisponde alla condizione  $IRE_{A,equivalente} = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{0,52} + \frac{Et}{1,22}} \geq 0$

che, riportata in un grafico con i rendimenti elettrici  $Ee/Ec$  in ordinate e i rendimenti termici  $Et/Ec$  in ascisse, definisce le condizioni limite individuate dall'intercetta alle coordinate  $\eta_{es} = 0,52$  e  $\eta_{ts} =$

1,22, mentre la condizione  $IRE_B = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{0,50} + \frac{Et}{0,9}} \geq IRE_{B,min} = 0,10$  individua, nello stesso

grafico, condizioni limite individuate dall'intercetta alle coordinate  $\eta_{es} = 0,55$  e  $\eta_{ts} = 1,0$ . Come evidenziato nel grafico di tavola 11, la condizione  $IRE_A \geq 0,264$  individua condizioni oltre i limiti tecnologici per gli impianti caratterizzati da un basso rapporto tra produzione di energia elettrica e termica ( $K = Ee/Et < 0,2$ ), introducendo una penalizzazione per questa tipologia di impianti più evidente rispetto a quella prevista dalla condizione  $IRE_B \geq 0,10$ .

**Tavola 11 - Confronto tra IRE A, IRE B e limite assoluto**



Inoltre, come si osserva dalla tavola 11, il criterio  $IRE_A$  è più restrittivo del criterio  $IRE_B$  per gli impianti con indice elettrico  $K < 1,33$ , che rappresentano gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore che tendono alla condizione di massimo recupero termico a pieno carico, come evidenziato nella tavola 1. E' anche possibile dimostrare (scheda 4) che all'approssimarsi alla condizione di massimo recupero termico corrisponde l'aumento del risparmio di energia primaria conseguibile da un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto agli impianti con produzione separata.

In seguito al processo di consultazione avviato con il documento 3 agosto 2000, nello schema di provvedimento "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione" del 25 luglio 2001, l'Autorità ha quindi proposto di valutare l'indice di risparmio di energia IRE secondo il criterio di tipo B, introducendo valori del parametro  $\eta_{es}$  differenziati per taglia della sezione dell'impianto e per tipo di combustibile e riconoscendo condizioni meno restrittive alla cogenerazione civile. In seguito alla pubblicazione dello schema di provvedimento del 25 luglio 2000, sono pervenute nuove osservazioni e contributi scritti in base alle quali l'Autorità ha confermato lo schema di provvedimento del 25 luglio 2001, introducendo alcune modifiche per quanto riguarda le modalità applicative.

## **5. Ulteriori presupposti per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione**

### **5.1 Alcune definizioni preliminari**

Per *impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende un sistema integrato che converte l'energia primaria di una qualsivoglia fonte di energia nella produzione congiunta di energia elettrica e di energia termica (calore), entrambe considerate energie utili, conseguendo, in generale, un risparmio di energia primaria ed un beneficio ambientale rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica. In luogo della produzione di

energia elettrica in forma congiunta alla produzione di energia termica, è ammessa anche la produzione di energia meccanica. La produzione di energia meccanica o elettrica e di calore deve avvenire in modo sostanzialmente interconnesso, implicando un legame tecnico e di mutua dipendenza tra produzione elettrica e utilizzo in forma utile del calore, anche attraverso sistemi di accumulo. Il calore generato viene trasferito all'utilizzazione, in forme diverse, tra cui vapore, acqua calda, aria calda, e può essere destinata a usi civili di riscaldamento, raffrescamento o raffreddamento o a usi industriali in diversi processi produttivi. Nel caso di utilizzo di gas di sintesi, il sistema di gassificazione è parte integrante dell'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore e l'eventuale produzione di idrogeno, utilizzato a fini di processo o commerciali, è da considerarsi effetto utile. Nel caso di impianto a ciclo combinato con post-combustione, il post-combustore è parte integrante dell'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore. Le eventuali caldaie di integrazione dedicate esclusivamente alla produzione di energia termica non rientrano nella definizione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore.

Per *sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende ogni modulo in cui può essere scomposto l'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore in grado di operare anche indipendentemente dalle altre sezioni e composto da un insieme di componenti principali interconnessi tra loro in grado di produrre in modo sostanzialmente autosufficiente energia elettrica e calore. Una sezione può avere in comune con altre sezioni alcuni servizi ausiliari o generali. Nel caso di utilizzo di gas di sintesi, il sistema di gassificazione è parte integrante della sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore. Nel caso di sezione a ciclo combinato con post-combustione, il post-combustore è parte integrante della sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore.

Per *potenza nominale di un generatore elettrico* si intende la massima potenza ottenibile in regime continuo, come fissata nella fase di collaudo preliminare all'entrata in esercizio o, in assenza di collaudo, come certificata dal costruttore o dal fornitore dell'impianto.

Per *potenza nominale di una sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici della sezione destinati alla produzione di energia elettrica.

Per *potenza nominale di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici dell'impianto destinati alla produzione di energia elettrica.

Per *data di entrata in esercizio di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende la data in cui è stato effettuato il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico nazionale della sezione, come risulta dalla denuncia dell'UTF di attivazione di officina elettrica.

Per *data di entrata in esercizio commerciale di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende la data di entrata in esercizio commerciale della sezione fissata dal produttore, considerando come periodo di collaudo e avviamento un periodo massimo di 12 (dodici) mesi consecutivi a partire dalla data in cui è stato effettuato il primo funzionamento della sezione in parallelo con il sistema elettrico nazionale, come risulta dalla denuncia dell'UTF di attivazione di officina elettrica.

Per *sezione esistente* si intende la sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore che, alla data di entrata in vigore del provvedimento di cui il presente documento costituisce la relazione tecnica, era già entrata in esercizio o per la quale, alla medesima data, erano state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione.

Per *rifacimento di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore* si intende l'intervento impiantistico-tecnologico su una sezione, esistente da almeno venti (20) anni, che comporti un adeguato miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali attraverso la sostituzione o la totale ricostruzione delle principali parti della sezione.

Per *sezione di nuova realizzazione* si intende la sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore con data di entrata in esercizio commerciale successiva alla data di entrata in vigore del provvedimento di cui il presente documento costituisce la relazione tecnica.

## 5.2 Definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto legislativo n. 164/00

Per cogenerazione, agli effetti dei benefici previsti dagli articoli 3, comma 3, 4, comma 2, e 11, commi 2 e 4, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 22, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 164/00, si intende un processo integrato di produzione combinata di energia elettrica o meccanica, e di energia termica, entrambe considerate energie utili, realizzato dalla sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, come definita al precedente paragrafo 5.1, che, a partire da una qualsivoglia combinazione di fonti primarie di energia e con riferimento a ciascun anno solare, soddisfa entrambe le condizioni concernenti il risparmio di energia primaria e il limite termico:

$$\begin{aligned} \text{IRE} &\geq \text{IRE}_{\min} \\ \text{LT} &\geq \text{LT}_{\min} . \end{aligned}$$

## 5.3 Utilizzo dell'indice di risparmio di energia IRE per la definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99

Ai fini del riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore garantisce un risparmio significativo di energia primaria rispetto agli impianti separati che producono gli stessi effetti utili se soddisfa la seguente relazione:

$$\text{IRE} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{E_{t_{civ}}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{E_{t_{ind}}}{\eta_{ts,ind}}} \geq \text{IRE}_{\min}$$

dove:

- $E_c$  indica l'energia primaria dei combustibili utilizzati da una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore.  $E_c$  è il contenuto energetico dei combustibili utilizzati, pari al prodotto del peso o del volume di ciascun tipo di combustibile utilizzato nel corso dell'anno solare per il rispettivo potere calorifico inferiore<sup>1</sup>. Nel caso di sezioni a ciclo combinato con post-combustione, l'energia primaria del combustibile utilizzato comprende anche il contenuto energetico del combustibile che alimenta il post-combustore. Nel caso di sezioni alimentate da gas di sintesi, l'energia primaria del combustibile utilizzato comprende il contenuto energetico di tutti i combustibili utilizzati, inclusi quelli che alimentano un eventuale sistema di gassificazione.

<sup>1</sup> Il *potere calorifico inferiore di un combustibile*, a pressione costante, è la quantità di calore che si libera nella combustione completa dell'unità di peso o di volume del combustibile, con l'acqua contenuta nei fumi allo stato di vapore, ovvero con il calore latente del vapor d'acqua contenuto nei fumi della combustione non utilizzato a fini energetici.

- $E_e$  indica la *produzione di energia elettrica netta di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore*.  $E_e$  è la quantità di energia elettrica lorda prodotta dalla sezione nell'anno solare<sup>2</sup>, diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della sezione e delle perdite nei trasformatori principali. I servizi ausiliari includono i servizi posti sui circuiti che presiedono alla produzione di energia elettrica e di calore, inclusi quelli di un eventuale sistema di gassificazione, ed escludono i servizi ausiliari relativi alla rete di trasporto e distribuzione del calore, come le pompe di circolazione dell'acqua calda. Nel caso in cui i servizi ausiliari siano in comune tra più sezioni, i loro consumi sono da attribuire ad ogni sezione in misura proporzionale alla rispettiva quota parte di produzione di energia elettrica lorda. Nel caso di produzione combinata di energia meccanica e calore, l'energia meccanica viene moltiplicata per un fattore pari a 1,05 per convertirla in una quantità equivalente di energia elettrica netta. Infatti, con l'utilizzazione diretta di energia meccanica, senza passare attraverso la produzione di energia elettrica, si evitano le perdite legate alla conversione di energia meccanica in energia elettrica e di nuovo in energia meccanica: di ciò tiene conto il fattore moltiplicativo adottato nella misura pari a 1,05.
- $E_t$  indica la *produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore*.  $E_t$  è la quantità di energia termica utile prodotta dalla sezione nell'anno solare effettivamente ed utilmente utilizzata a scopi civili o industriali, pari alla differenza tra il contenuto entalpico del fluido vettore in uscita ed in ingresso misurato alla sezione di separazione tra la sezione di produzione e la rete di distribuzione del calore, al netto dell'energia termica eventualmente dissipata in situazioni transitorie o di emergenza (scarichi di calore). Qualora non esista fisicamente una rete di utilizzazione del calore, la produzione di energia termica utile può essere calcolata con metodi indiretti. I consumi specifici di calore utile risultanti dalle utilizzazioni a scopo civile o industriale devono risultare confrontabili a quelli utilizzati in campo nazionale per analoghe applicazioni con produzione separata di calore. Lo scopo è quello di non considerare come utile il calore scaricato direttamente all'ambiente a valle della sezione di produzione e di non premiare quelle sezioni che forniscono calore per utilizzi a basso rendimento o con forti dispersioni termiche. La produzione di energia termica di eventuali caldaie di integrazione dedicate esclusivamente alla produzione di energia termica non rientra nella determinazione della produzione di energia termica utile  $E_t$ . Come previsto da altre normative europee (ad esempio il documento del Detr citato nel paragrafo 3.2) l'eventuale utilizzo di vapore per iniezione nelle turbine a gas non costituisce energia termica utile, in quanto è finalizzato a conseguire benefici di altra natura che si traducono, tra l'altro, in un aumento della produzione elettrica. In presenza di un impianto di gassificazione per la produzione di gas di sintesi, l'eventuale utilizzo di vapore per l'abbattimento delle emissioni inquinanti è da considerarsi effetto utile.  $E_t$  è somma delle due componenti  $E_{t_{civ}}$  e  $E_{t_{ind}}$  definite come segue:
  - *energia termica utile per usi civili*  $E_{t_{civ}}$  è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata alle utilizzazioni di tipo civile a fini di climatizzazione, riscaldamento, raffrescamento, raffreddamento, condizionamento di ambienti residenziali, commerciali e industriali e per uso igienico-sanitario, con esclusione delle utilizzazioni in processi industriali;
  - *energia termica utile per usi industriali*  $E_{t_{ind}}$  è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata ad utilizzazioni diverse da quelle previste per  $E_{t_{civ}}$ .

---

<sup>2</sup> La *produzione di energia elettrica lorda di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore* è la quantità di energia elettrica prodotta nell'anno solare, misurata dai contatori sigillati dall'UTF situati ai morsetti di uscita dei generatori elettrici.

- $\eta_{es}$  è il rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica inteso come il rapporto tra la produzione annua netta di energia elettrica e l'energia primaria del combustibile immessa annualmente nell'impianto, entrambe riferite all'anno solare.
- $\eta_{ts}$  è il rendimento termico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia termica inteso come il rapporto tra la produzione annua netta di energia termica e l'energia primaria del combustibile immessa annualmente nell'impianto, entrambe riferite all'anno solare. In particolare:
  - $\eta_{ts,civ}$  è il rendimento termico netto medio annuo della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi civili  $Et_{civ}$ ;
  - $\eta_{ts,ind}$  è il rendimento termico netto medio annuo della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi industriali  $Et_{ind}$ .
- $p$  è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che le sezioni cogenerative comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui le sezioni stesse sono allacciate o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione.

Le grandezze  $E_c$ ,  $E_e$ ,  $Et_{civ}$  ed  $Et_{ind}$  sono espresse in MWh ed arrotondate con criterio commerciale alla terza cifra decimale, in modo da uniformare le unità di misura ed il numero di cifre significative da utilizzare.

L'indice IRE viene calcolato con riferimento alla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, in modo da permettere la definizione di cogenerazione ed i benefici ad essa connessi per ciascuna sezione e non solo per l'intero impianto, in coerenza con la disciplina del mercato elettrico, adottata dalla società Gestore del mercato elettrico Spa e approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 recante disciplina del mercato elettrico, pubblicato nel Supplemento ordinario, n. 134 alla Gazzetta Ufficiale, Serie ordinaria, n. 127 del 4 giugno 2001, che individua la sezione di impianto come riferimento per l'applicazione del dispacciamento di merito economico. Ai fini del riconoscimento del beneficio dell'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta mediante cogenerazione, previsto dall'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, si fa quindi riferimento alla singola sezione e non all'intero impianto. In questo modo si evita inoltre che eventuali sezioni di un impianto che non rispettano la condizione di cogenerazione possano trarre vantaggio dall'eventuale presenza nell'impianto di altre sezioni a maggiore efficienza.

Solo per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore con potenza nominale inferiore a 10 MVA, poiché risulta impossibile distinguere l'energia elettrica proveniente da ogni singola sezione, si propone che l'indice di risparmio di energia IRE sia riferito all'intero impianto, in accordo con la disciplina del mercato elettrico adottata dalla società Gestore del mercato elettrico Spa.

L'indice IRE viene calcolato con riferimento all'anno solare perché il GRTN riconosce il beneficio previsto dall'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 ad una sezione che soddisfa la condizione di cogenerazione sulla base dei dati a consuntivo relativi all'anno solare precedente, come previsto dall'articolo 3, comma 1, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 292 del 14 dicembre 1999 (di seguito: decreto 11 novembre 1999).

### 5.3.1 Valore del parametro $\eta_{es}$

Il valore del rendimento elettrico di riferimento è differenziato per classi di potenza e per tipo di combustibile utilizzato ed è rappresentativo della miglior tecnologia disponibile in esercizio commerciale per la sola produzione di energia elettrica. Pertanto, per calcolare l'indice di risparmio di energia IRE di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, il valore del parametro  $\eta_{es}$  viene stabilito con riferimento al tipo di combustibile utilizzato e ad un valore di potenza che, al fine di una comparazione omogenea delle prestazioni delle diverse tipologie impiantistiche, non sempre coincide con la potenza nominale di sezione. Infatti una sezione può risultare composta da più motori primi integrati ad un solo sistema di recupero termico, come ad esempio, il caso dei cicli combinati con più turbine a gas e una turbina a vapore, oppure il caso di più turbine a gas o più motori a combustione interna che alimentano un'unica caldaia a recupero. Per tener conto di tali casi, è stato introdotto il concetto di taglia di riferimento di seguito definito.

La *taglia di riferimento ai fini della determinazione del parametro  $\eta_{es}$*  è:

- i) la potenza nominale del generatore elettrico di ciascuna delle turbine a gas nel caso di sezioni a recupero con più turbine a gas operanti in ciclo semplice o di ciascuno dei motori a combustione interna che alimentano un unico sistema a recupero di calore;
- ii) la potenza nominale del generatore elettrico di ciascuna delle turbine a gas sommata ad una parte della potenza nominale del generatore elettrico della turbina a vapore della sezione proporzionale al rapporto tra la potenza nominale di ciascuna delle turbine a gas e la somma delle potenze nominali di tutte le turbine a gas nel caso di sezioni a ciclo combinato costituite da più turbine a gas che alimentano un ciclo termico a recupero di calore dotato di turbina a vapore;
- iii) la potenza nominale della sezione negli altri casi.

Nel caso di sezioni, di potenza nominale pari a  $P$ , per cui siano state individuate  $n$  taglie di riferimento  $T_1, T_2, \dots, T_n$  che, a loro volta, evidenziano  $n$  valori per il rendimento elettrico di riferimento  $\eta_{es,1}, \eta_{es,2}, \dots, \eta_{es,n}$ , occorre calcolare un valore di  $\eta_{es}$  unico per la sezione tramite la seguente formula:

$$\eta_{es} = \sum_{j=1}^n \frac{\eta_{es,j} \cdot T_j}{P}.$$

In generale le  $n$  taglie di riferimento individuate all'interno della sezione sono uguali ed evidenziano, pertanto,  $n$  rendimenti elettrici di riferimento uguali, che coincidono con il valore di  $\eta_{es}$  della sezione. Un esempio che mostra l'importanza del concetto di "taglia di riferimento" è riportato nella [scheda 2](#).

Nel caso di sezioni di produzione combinata di energia elettrica e calore che utilizzino più combustibili di diverso tipo  $C_1, C_2, \dots, C_n$ , il parametro  $\eta_{es}$  viene calcolato come media ponderata dei parametri di cui alla precedente tabella rispetto all'energia primaria  $Ec_{C_1}, Ec_{C_2}, \dots, Ec_{C_n}$ , dei combustibili annualmente immessi nella sezione, secondo la seguente formula:

$$\eta_{es} = \frac{\eta_{es,C_1} \cdot Ec_{C_1} + \eta_{es,C_2} \cdot Ec_{C_2} + \dots + \eta_{es,C_n} \cdot Ec_{C_n}}{Ec_{C_1} + Ec_{C_2} + \dots + Ec_{C_n}}.$$

I valori del parametro  $\eta_{es}$ , differenziati per taglia di riferimento e per tipo di combustibile sono riportati nella [tavola 12](#).

**Tavola 12 – Valori del parametro  $\eta_{es}$  differenziati per taglia di riferimento e per tipo di combustibile.**

Taglia di riferimento, in MWe, ai fini della determinazione del parametro $\eta_{es}$	Gas naturale, GPL, GNL, gasolio	Olio combustibile, nafta	Combustibili solidi fossili, petrocoke, orimulsion	Rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse
$\leq 1$ MWe	0,38	0,35	0,33	0,23
$> 1 - \leq 10$ MWe	0,40	0,36	0,34	0,25
$> 10 - \leq 25$ MWe	0,43	0,38	0,36	0,27
$> 25 - \leq 50$ MWe	0,46	0,39	0,37	0,27
$> 50 - \leq 100$ MWe	0,49	0,39	0,37	0,27
$> 100 - \leq 200$ MWe	0,51	0,39	0,37	0,27
$> 200 - \leq 300$ MWe	0,53	0,39	0,37	0,27
$> 300 - \leq 500$ MWe	0,55	0,41	0,39	0,27
$> 500$ MWe	0,55	0,43	0,41	0,27

I valori del parametro  $\eta_{es}$  sono stati individuati, per le taglie di riferimento e le tipologie di combustibili riportate nella tavola 12, facendo riferimento al rendimento elettrico medio annuo delle migliori tecnologie in esercizio commerciale, utilizzate per la sola produzione di energia elettrica, tenendo altresì conto della specifica situazione del sistema elettrico italiano che, dovendo già riconoscere l'obbligo del ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate, pone vincoli all'esercizio dei restanti impianti termoelettrici: poiché gli impianti riconosciuti come cogenerativi usufruiscono della priorità di dispacciamento, l'energia elettrica da questi prodotta si va ad aggiungere a quella prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili e assimilate, ponendo ulteriori vincoli di compatibilità con la rete elettrica, in particolare per gli impianti di grande taglia.

Le fasce relative alle taglie di riferimento sono state individuate con riferimento alle tipologie impiantistiche offerte dai costruttori e oggi disponibili sul mercato. Le medesime non possono essere confrontate con le fasce del documento di consultazione 25 luglio 2001, che risultavano invece riferite alla potenza nominale della sezione, e non alla taglia di riferimento, e disaggregate per fasce secondo il criterio seguito dal documento del Detr citato nel paragrafo 3.2.

Nel caso del gas naturale e di taglie di riferimento maggiori di 25 MWe la migliore tecnologia attualmente disponibile è rappresentata dai cicli combinati: la scheda 3 evidenzia, per le diverse taglie di riferimento e per i diversi modelli di turbine a gas in ciclo combinato oggi disponibili sul mercato, i rendimenti nominali relativi alla produzione di sola energia elettrica come dichiarati dai costruttori, confrontati con i rendimenti medi annui adottati in tavola 12. Non esistono ad oggi cicli combinati con taglie di riferimento maggiori di 500 MWe: il valore riportato per il parametro  $\eta_{es}$  è puramente indicativo. Per taglie di riferimento inferiori a 25 MWe sono commercialmente disponibili diverse tecnologie per la produzione di energia elettrica con caratteristiche di efficienza differenziate. In particolare nella fascia minore di 1 MW le opzioni tecnologiche sono numerose e caratterizzate da prestazioni e gradi di maturità tecnologica eterogenee, compresa la cosiddetta microgenerazione. Nel caso di taglie di riferimento inferiori a 25 MWe occorre inoltre considerare che la scelta delle possibili opzioni tecnologiche per la produzione, in forma singola o combinata, di energia elettrica è condizionata da vincoli di varia natura (autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio in zone ad alta densità urbanistica, problemi legati alle emissioni di sostanze inquinanti, caratteristiche delle reti di distribuzione del gas, eccetera). Per i motivi sopra indicati, i valori del parametro  $\eta_{es}$  per le taglie di riferimento inferiori a 25 MWe sono stati individuati considerando come soglia minima accettabile per la taglia minore di 1 MWe il rendimento medio del parco termoelettrico nazionale (0,38).

Nel caso di utilizzo di olio combustibile, di combustibili solidi fossili e di orimulsion, i valori del parametro  $\eta_{es}$  sono stati individuati facendo riferimento al rendimento elettrico medio annuo degli impianti termoelettrici a vapore (ciclo Rankine). In particolare, per taglie inferiori a 100 MWe, i limiti di emissione di anidride solforosa ( $SO_2$ ) e ossidi di azoto ( $NO_x$ ) non richiedono l'utilizzo di impianti di abbattimento delle emissioni inquinanti (desolforatori e denitrificatori). Per le taglie superiori i limiti alle emissioni inquinanti previsti dalla normativa vigente sono più restrittivi per cui diventa indispensabile l'utilizzo di desolforatori e denitrificatori, con conseguente riduzione dei rendimenti. Per taglie superiori ai 300 MWe la miglior tecnologia disponibile è quella degli impianti di tipo supercritico e ultrasupercritico, che consente un notevole incremento dei rendimenti. A parità di taglia di riferimento, l'utilizzo dei combustibili solidi fossili e di orimulsion comporta mediamente una riduzione due punti percentuali rispetto all'utilizzo dell'olio combustibile a causa del maggior consumo dei sistemi ausiliari.

Nel caso di utilizzo di combustibili solidi fossili di produzione nazionale in misura non inferiore al 20% dell'energia primaria annualmente immessa nella sezione o nell'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, i valori riportati in tabella sono ridotti del 5%. A tale fine, non rientrano tra i combustibili fossili di produzione nazionale il carbone di tipo coke, prodotto in Italia a partire da carbone di importazione, e il petrocake o coke di petrolio.

Nel caso di utilizzo di rifiuti solidi organici, inorganici e biomasse, i valori del parametro  $\eta_{es}$  sono stati individuati, per le taglie maggiori di 10 MWe, facendo riferimento alla miglior tecnologia citata di cui al decreto del Ministro dell'ambiente 5 febbraio 1998, e, per le taglie inferiori a 10 MWe, facendo riferimento ai valori medi annui conseguibili con le tecnologie commercialmente disponibili. Si propone che tali valori vengano utilizzati, per il calcolo dell'indice IRE di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, solo nel caso di co-combustione, come definita all'articolo 2, comma 1, lettera g), del decreto 11 novembre 1999. Infatti, come previsto dall'articolo 2, comma 15, del decreto legislativo n. 79/99, la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali (biomasse) e dei rifiuti organici ed inorganici viene definita fonte energetica rinnovabile e usufruisce, pertanto, dei benefici previsti dal decreto 11 novembre 1999.

Nel caso di utilizzo di combustibili di processo e residui, biogas, gas naturale da giacimenti minori isolati si propone per il parametro  $\eta_{es}$  un valore pari a 0,35 per tutte le fasce di potenza nominale della sezione.

Nel caso di utilizzo di combustibili diversi da quelli sopra richiamati, ai fini della determinazione del parametro  $\eta_{es}$  si assume il gas naturale come combustibile di riferimento.

Nel corso del processo di consultazione, si era ritenuto opportuno trattare separatamente le sezioni che utilizzano motori alternativi a combustione interna come motori primi, come già proposto nel documento del Detr citato nel paragrafo 3.2, fissando i valori del parametro  $\eta_{es}$  in modo indifferenziato per tipo di combustibile. Per evitare di imporre, nel caso del gas naturale, un valore del parametro  $\eta_{es}$  minore rispetto alla media del parco termoelettrico nazionale, e per evitare disuniformità di trattamento per le numerose e differenti tecnologie che si collocano nella fascia con taglia di riferimento minore di 25 MWe, si è preferito proporre l'utilizzo della tavola 12 anche per i motori a combustione interna al fine della scelta del valore del parametro  $\eta_{es}$ .

Va rilevato che i valori di riferimento per il parametro  $\eta_{es}$  riportati nella tavola 12, scelti sulla base della miglior tecnologia commercialmente provata e disponibile sul mercato per ciascuna fascia della taglia di riferimento, costituiscono solo uno degli elementi da utilizzare per valutare il risparmio di energia primaria conseguito dai sistemi cogenerativi rispetto alla produzione separata. Infatti, dovendo soddisfare la condizione di "significatività" del risparmio energetico prevista dall'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, vengono riconosciuti come cogenerativi quei sistemi che soddisfano innanzitutto la condizione  $IRE \geq IRE_{min}$ . Ciò richiede che sia soddisfatta la duplice condizione di avere sistemi efficienti nella produzione di energia elettrica, non solo, ma che comportino anche significativi recuperi termici utili, condizione quest'ultima che è possibile soddisfare solo con impianti cogenerativi con una significativa produzione di energia termica utile. Infatti, con impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica, sarebbe

impossibile soddisfare la relazione  $IRE \geq IRE_{\min}$  : ad esempio, nel caso di utilizzo di gas naturale con taglia di riferimento maggiore di 300 MW, per soddisfare la condizione  $IRE \geq 10\%$ , sarebbe richiesto, in assenza di recuperi termici, un rendimento elettrico pari al 61,1%, come si può dedurre dalle considerazioni esposte al paragrafo 3.10, che è una soglia oltre i limiti tecnologici attuali e impossibile da soddisfare con le tecnologie attualmente disponibili.

### 5.3.2 Valore del parametro $\eta_{ts}$

Il parametro  $\eta_{ts,civ}$ , come definito al paragrafo 5.3, è pari a 0,8, valore rappresentativo del rendimento termico medio annuo delle caldaie di piccole dimensioni per usi civili, mentre il parametro  $\eta_{ts,ind}$ , come definito al paragrafo 5.3, è pari a 0,9, valore rappresentativo del rendimento termico medio annuo per le caldaie di tipo industriale e di dimensioni medio-grandi. Poiché, anche sulla base delle osservazioni pervenute a seguito del processo di consultazione, l'energia termica prodotta può essere destinata in parte ad usi civili ed in parte ad usi industriali, si ritiene utile evidenziare nella formula dell'IRE le due componenti  $E_{t,civ}$  ed  $E_{t,ind}$ , come definite al paragrafo 5.3, ciascuna rapportata al corrispondente valore di  $\eta_{ts,civ}$  e  $\eta_{ts,ind}$ .

Nel caso di utilizzo di combustibili solidi fossili di produzione nazionale in misura non inferiore al 20% dell'energia primaria annualmente immessa nella sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, i valori del parametro  $\eta_{ts}$  sono ridotti del 5%. A tale fine, non rientrano tra i combustibili fossili di produzione nazionale il carbone di tipo coke, prodotto in Italia a partire da carbone di importazione, e il petrocoke o coke di petrolio.

### 5.3.4 Valore del parametro $p$

Si definisce *energia elettrica autoconsumata*  $E_{e,autocons}$  la parte di energia elettrica prodotta, come definita al paragrafo 5.3, che non viene immessa nella rete di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica in quanto direttamente utilizzata e autoconsumata nel luogo di produzione.

Si definisce *energia elettrica immessa in rete*  $E_{e,immessa}$  è la parte di energia elettrica netta prodotta che non rientra nella precedente definizione.

Il valore del coefficiente  $p$ , come definito al paragrafo 5.3, viene determinato in base alle quantità di energia elettrica immessa in rete  $E_{e,immessa}$  o autoconsumata  $E_{e,autocons}$  ed in base al livello di tensione a cui è allacciata la sezione dell'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore. Il coefficiente  $p$  è calcolato come media ponderata dei due valori di perdite evitate,  $p_{immessa}$  e  $p_{autocons}$ , rispetto alle quantità di energia elettrica immessa in rete  $E_{e,immessa}$  e autoconsumata  $E_{e,autocons}$  secondo la formula:

$$p = \frac{p_{immessa} \cdot E_{e,immessa} + p_{autocons} \cdot E_{e,autocons}}{E_{e,immessa} + E_{e,autocons}}$$

Nella formula  $p_{immessa}$  e  $p_{autocons}$  hanno i valori che dipendono dal livello di tensione cui è allacciato l'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore:

<i>Livello di tensione cui è allacciata la sezione</i>	$p_{immessa}$	$p_{autocons}$
BT (bassa tensione)	1 - 4,3/100	1 - 6,5/100
MT (media tensione)	1 - 2,8/100	1 - 4,3/100
AT/AAT (alta e altissima tensione)	1	1 - 2,8/100

I valori proposti sono rappresentativi delle minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che le sezioni cogenerative comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui le sezioni stesse sono allacciate, o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione.

### 5.3.4 Valore di $IRE_{min}$

Si propone che il valore di  $IRE_{min}$  sia pari a 0,100 (10,0%) per le sezioni di nuova realizzazione, come definite al paragrafo 5.1, a 0,050 (5,0%) per le sezioni esistenti, come definite al paragrafo 5.1, e a 0,080 (8,0%) per i rifacimenti di sezioni, come definiti al paragrafo 5.1.

I valori minimi e massimi di  $IRE_{min}$  sono stati scelti sulla base delle considerazioni svolte al paragrafo 3.10.

Nel caso dei rifacimenti, la scelta di un valore di  $IRE_{min}$  minore rispetto al caso delle sezioni di nuova realizzazione ha lo scopo di incentivare la trasformazione di sezioni esistenti in sezioni con migliori prestazioni energetiche ed ambientali. Un intervento di rifacimento normalmente comporta un rendimento complessivo inferiore a quello conseguibile da una sezione di nuova realizzazione, in quanto vengono riutilizzati alcuni componenti elettromeccanici già presenti.

## 5.4 Definizione di un limite inferiore alla generazione di energia termica utile

Al fine di evitare soluzioni definite cogenerative prive di una effettiva produzione combinata di energia elettrica e calore o troppo sbilanciate sulla produzione di energia elettrica, come già sperimentato in passato con l'Indice energetico ( $I_{en}$ ) di cui al provvedimento CIP n. 6/92, l'Autorità, già a partire dal primo documento di consultazione del 3 agosto 2000, ha proposto di introdurre, oltre all'indice IRE che misura il risparmio di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate, anche un indice che verifichi la condizione di effettiva produzione combinata di energia elettrica e calore. A tal fine si propone di individuare un limite inferiore  $LT_{min}$  al parametro  $LT$ , definito come rapporto tra l'energia termica utile  $E_t$  e l'effetto utile complessivamente generato pari alla somma dell'energia elettrica e dell'energia termica utili ( $E_e + E_t$ ).

In linea di principio, avendo scelto per  $\eta_{es}$  i valori rappresentativi delle soluzioni tecnologiche più evolute, dovrebbe risultare improbabile soddisfare il limite imposto all'indice IRE precedentemente definito senza una effettiva produzione combinata di energia elettrica e calore. Si

ritiene comunque utile introdurre un limite inferiore al parametro  $LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$  come ulteriore condizione per la definizione di cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, evitando, ad esempio, che una sezione a ciclo combinato con rendimento elettrico prossimo alla soglia della migliore tecnologia disponibile sia definita di cogenerazione anche in presenza di un'utenza termica poco significativa o nulla.

Autorevoli enti e soggetti indipendenti, tra cui il Comitato termotecnico italiano e l'Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente dell'Università Bocconi di Milano (IEFE), hanno in più occasioni sottolineato l'importanza di introdurre un limite al rapporto tra la produzione di energia elettrica e la produzione di energia termica. In particolare, nel volume *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, a cura di Luigi de Paoli ed Arturo Lorenzoni (IEFE), Franco Angeli, 1999, si sottolinea l'importanza dell' "introduzione di un secondo vincolo che, limitando il rapporto fra produzione elettrica e termica, cauteri dagli effetti dell'innalzamento dei rendimenti caratteristici, evitando così soluzioni cogenerative eccessivamente sbilanciate sulla produzione elettrica e, come tali, caratterizzate da bassi valori di risparmio energetico relativo", così come nella norma emanata dal Comitato termotecnico italiano in materia di definizione degli

impianti di cogenerazione a ciclo combinato si propone un rapporto tra energia termica utile e energia primaria del combustibile non inferiore al 15%.

Per le motivazioni esposte al paragrafo 5.3, il parametro LT, come l'indice IRE, viene calcolato con riferimento alla sezione, anziché all'impianto, ad eccezione del caso di impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA, per i quali il calcolo è effettuato con riferimento all'impianto stesso.

Il parametro LT deve essere calcolato su base annuale in quanto la priorità di dispacciamento è una condizione che può essere riconosciuta all'energia elettrica prodotta da una sezione definita cogenerativa solo su base annuale.

Il parametro LT può essere scritto diversamente, introducendo l'indice elettrico K della sezione dell'impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore:

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} = \frac{1}{K + 1}$$

Pertanto imporre un limite inferiore al parametro LT equivale ad introdurre un limite superiore all'indice elettrico K. La relazione:  $LT = \frac{E_t}{E_e + E_t} \geq LT_{\min}$

equivale a:  $K = \frac{E_e}{E_t} \leq K_{\max}$  con  $K_{\max} = \frac{1}{LT} - 1$

Dalla tavola 1 si osserva che gli indici elettrici degli impianti che funzionano in prossimità della situazione di massimo recupero termico a pieno carico sono in pochi casi superiori all'unità, per cui ci si aspetta che abbiano un valore del rapporto LT prossimo a 0,50. Inoltre è possibile dimostrare (scheda 4) che all'avvicinarsi di un impianto alla situazione di massimo recupero termico corrisponde l'aumento del risparmio di energia primaria conseguibile rispetto agli impianti separati. Anche per questo motivo è importante cercare di privilegiare quegli impianti con indice elettrico non troppo elevato rispetto al valore tipico della situazione di massimo recupero termico, introducendo un opportuno valore minimo  $LT_{\min}$  per il parametro LT.

Vanno però salvaguardati alcuni principi che tengono conto dei problemi tecnologici e del fatto che il parametro LT deve essere calcolato su base annuale. In particolare, occorre osservare che:

- l'utilizzo a fini utili dell'energia termica presenta maggiori vincoli, in termini di trasporto, di distribuzione, di costi associati e di reperibilità della domanda, rispetto all'energia elettrica, e tali vincoli aumentano con la dimensione degli impianti;
- su base annuale, la richiesta termica subisce inevitabilmente variazioni significative (discontinuità giornaliera e stagionale dei cicli produttivi e della domanda di riscaldamento urbano);
- una moderna sezione di impianto di cogenerazione a ciclo combinato deve di norma prevedere un condensatore a freddo, per contenere le dissipazioni di energia al variare della richiesta termica e per utilizzare il vapore di bassa pressione generato da una caldaia a recupero a due livelli di pressione quando la pressione dei prelievi è superiore.

La scelta di un valore appropriato del limite  $LT_{\min}$  contiene inevitabilmente alcuni gradi di discrezionalità. Tenendo conto delle considerazioni sopra esposte, appare opportuno introdurre per una sezione di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore un valore di  $LT_{\min}$  pari a 0,150 (15,0%), che equivale ad un valore di  $K_{\max}$  pari a 5,667. Tale limite è meno restrittivo di quello proposto dal Comitato termotecnico italiano ed è sensibilmente inferiore a quello richiesto dalla normativa vigente in altri Paesi, come Stati Uniti e Francia, come descritto nella scheda 1.

Come già previsto nel documento di consultazione 25 luglio 2001, le sezioni di nuova realizzazione che soddisfano la condizione di  $IRE \geq 10,0\%$ , ma non la condizione di  $LT \geq 15,0\%$ , non vengono riconosciute cogenerative ma vengono ammesse all'esenzione dall'obbligo previsto dall'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, per la quota di energia elettrica che soddisfa il limite termico del 15,0%. Al fine di promuovere il rinnovamento del parco di generazione elettrica esistente attraverso lo sviluppo di nuovi impianti e tecnologie, tale condizione è stata prevista per le sole sezioni di nuova realizzazione che, pur garantendo un significativo

risparmio energetico, incontrano difficoltà nel reperimento della domanda termica, in termini di dimensione e continuità nell'arco dell'anno.

### **5.5 Aggiornamento e periodo di validità dei parametri di riferimento**

I valori di riferimento dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$ , come individuati nei precedenti paragrafi, sono in vigore fino al 31 dicembre 2005 e verranno successivamente aggiornati dall'Autorità con periodicità triennale, per tenere conto dell'evoluzione tecnologica del settore.

Per ciascuna sezione esistente i valori di riferimento dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$  rimangono fissi, ai fini del riconoscimento della condizione tecnica di cogenerazione, per un periodo di dieci (10) anni a partire dalla data di entrata in vigore del provvedimento di cui il presente documento costituisce la relazione tecnica. A partire dall'anno solare successivo a quello nel quale vengono completati dieci (10) anni di esercizio a partire dalla data di entrata in vigore dello stesso provvedimento, si applicano i valori di riferimento dei parametri aggiornati dall'Autorità su base triennale in vigore per quel triennio.

Per ciascuna sezione di nuova realizzazione e per i rifacimenti i valori di riferimento dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$  in vigore alla data di entrata in esercizio rimangono fissi, ai fini del riconoscimento della condizione tecnica di cogenerazione, per un periodo di quindici (15) anni. A partire dall'anno solare successivo a quello nel quale vengono raggiunti i quindici (15) anni di esercizio, si applicano i valori di riferimento dei parametri aggiornati dall'Autorità su base triennale in vigore per quel triennio.

Per le sezioni dotate di rete di distribuzione del calore utile prodotto, i periodi suddetti vengono prolungati di cinque (5) anni, in modo da tenere conto dei vincoli tecnologici e dei maggiori investimenti associati alla realizzazione di una rete di distribuzione del calore.

Durante il periodo di collaudo e avviamento, e limitatamente al periodo massimo di 12 (dodici) mesi consecutivi di cui al paragrafo 5.1, si applica per il parametro  $IRE_{min}$  un valore pari a 0,050 (5,0%) e per il parametro  $LT_{min}$  un valore pari a 0,100 (10,0%), in modo da tener conto delle difficoltà a conseguire condizioni di esercizio stabili durante il primo periodo di funzionamento.

Per le sezioni di nuova realizzazione per le quali, alla fine di un triennio di vigenza dei valori di riferimento dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$ ,  $\eta_{ts,ind}$ ,  $LT_{min}$  e  $IRE_{min}$ , sono state assunte obbligazioni contrattuali relativamente alla maggior parte, in valore, dei costi di costruzione, si applicano i valori di riferimento previsti per il triennio precedente.

### **5.6 Attestazione delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione**

I soggetti produttori con sezioni di produzione combinata di energia elettrica e calore che intendono avvalersi dei benefici conseguenti alla definizione di cogenerazione, comunicano, separatamente per ciascuna sezione, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà firmata dal legale rappresentante ai sensi degli articoli 21, 38 e 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, il valore dell'indice di risparmio di energia IRE e del limite termico LT, calcolati con riferimento ai valori dei parametri  $\eta_{es}$ ,  $\eta_{ts,civ}$  e  $\eta_{ts,ind}$  fissati e relativi all'anno solare precedente.

La dichiarazione deve essere inviata al GRTN entro il 31 marzo di ogni anno. Tale termine è fissato al 31 marzo secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, del decreto 11 novembre 1999, che prevede che, nel rispetto dei criteri per la definizione dei sistemi di cogenerazione fissati dall'Autorità, i produttori ed importatori di energia elettrica soggetti all'obbligo di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99, trasmettono al GRTN entro il 31 marzo di ogni anno l'autocertificazione, riferita all'anno precedente, attestante le proprie importazioni e

produzioni di energia da fonti non rinnovabili. Il GRTN, entro il 30 giugno di ogni anno, trasmette all'Autorità un prospetto riepilogativo delle dichiarazioni pervenute ed un piano annuale di verifiche sulle sezioni come definito nel successivo paragrafo 5.7. Tale dichiarazione deve contenere le seguenti informazioni:

- a) identificazione del soggetto produttore, in particolare: ragione sociale, natura giuridica, sede legale, codice fiscale o partita Iva;
- b) identificazione della sezione e dell'impianto, in particolare: localizzazione geografica, eventuale denominazione, data di entrata in esercizio e data di entrata in esercizio commerciale, come definite;
- c) energia elettrica utile prodotta nell'anno solare precedente dalla sezione al netto dell'energia assorbita dai servizi ausiliari ( $E_e$ ), come definita; energia termica utile ( $E_t$ ), incluse le due componenti per usi civili  $E_{t_{civ}}$  e industriali  $E_{t_{ind}}$  prodotte nell'anno solare precedente dalla sezione, come definite; tipologia e quantità dei combustibili utilizzati ( $C_1, C_2, \dots, C_n$ ) e energia primaria immessa nell'anno solare precedente nella sezione per ciascuna tipologia di combustibile ( $E_{c_{C_1}}, E_{c_{C_2}}, \dots, E_{c_{C_n}}$ ), come definita. Tutti i dati della presente lettera c) devono essere espressi in MWh e arrotondati con criterio commerciale alla terza cifra decimale;
- d) metodi di misura e criteri utilizzati per la determinazione dei valori delle grandezze di cui alla precedente lettera c);
- e) programma annuale di utilizzo della sezione, in particolare: capacità di produzione combinata di energia elettrica e calore, rendimenti e combustibili utilizzati (inclusi i combustibili di processo, residui o recuperi di energia, combustibili non commerciali), finalità della produzione (usi propri, distribuzione, vendita ad altri soggetti, riportando le quantità annue di produzione dei prodotti nel cui processo di lavorazione viene utilizzato il calore, il consumo specifico di calore per le diverse fasi del ciclo produttivo, nel caso di usi propri, e le quantità di calore vendute a terzi, con indicazione dei soggetti acquirenti e delle rispettive quote, nel caso di vendita a terzi);
- f) caratteristiche tecniche generali della sezione, in particolare: tipo di sezione e di impianto, schema generale di funzionamento, identificazione e caratteristiche di generatori e scambiatori di calore, motori primi, generatori elettrici (tra cui, almeno, la potenza nominale dei generatori elettrici, come definita, e taglia di riferimento ai fini della determinazione del parametro  $\eta_{es}$ , come definita) ed altri componenti significativi.

Tutta la documentazione elencata alle precedenti lettere d) ed f), deve essere trasmessa in occasione della prima richiesta di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e, successivamente, solo nel caso in cui siano intervenute variazioni con conseguenze significative sul rispetto della condizione tecnica di cogenerazione.

L'invio di informazioni incomplete o difformi comporta, per la sezione o per l'impianto, l'esclusione, per l'anno di riferimento, di ogni beneficio conseguente alla definizione di cogenerazione. Il GRTN ne dà comunicazione al soggetto produttore e all'Autorità.

In caso di dichiarazioni contenenti dati e informazioni non veritiere, l'Autorità, su segnalazione del GRTN, può applicare le sanzioni di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

## **5.7 Verifica annuale delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione**

Le verifiche sulla sezione o sull'impianto atte a controllare il rispetto delle condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai fini

dei benefici previsti dai decreti legislativi n. 79/99 e n. 164/00 sono effettuate dal GRTN e svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi, avvalendosi eventualmente anche della collaborazione di altri enti o istituti di certificazione.

Milano, 12 marzo 2002

Dott. Piergiorgio Berra  
*Direttore dell'area elettricità  
dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*

## ***SCHEDA 1 - Metodi utilizzati in altri Paesi per valutare la produzione combinata di energia elettrica e calore***

*In Europa non esiste attualmente un metodo comune per valutare la produzione combinata di energia elettrica e calore.*

*Alcuni Paesi europei (Austria, Germania, Lussemburgo) utilizzano il rendimento di primo principio; altri Paesi (Portogallo, Olanda) si basano su un rendimento di primo principio “corretto”, in cui all’energia termica prodotta viene attribuito un peso minore rispetto all’energia elettrica, per tenere conto delle asimmetrie tra i due prodotti utili della cogenerazione.*

*In altri Paesi europei, specialmente nei paesi nordici come Svezia e Finlandia, viene accettata come cogenerata solo l’energia elettrica prodotta contemporaneamente al calore, evitando, ad esempio, l’utilizzo di by-pass al camino nel caso di turbine a gas o di condensatori freddi nel caso delle turbine a vapore.*

*In altri Stati (non solo europei), a cui è di seguito dedicato un rapido cenno, si sta diffondendo l’utilizzo di indicatori che confrontano la produzione combinata di energia elettrica e calore con l’alternativa più comune (impianti separati).*

**Regno Unito**<sup>1</sup>: *il Regno Unito ha proposto un indice di qualità QI (Quality Index) che si basa su un confronto tra l’energia primaria utilizzata dall’impianto cogenerativo e quella richiesta da impianti convenzionali per ottenere le medesime produzioni. Il confronto viene effettuato con realtà impiantistiche diverse a seconda del tipo e della potenza nominale, in condizioni ISO, dell’impianto cogenerativo in esame*<sup>2</sup>. *La definizione dell’indice QI è espressa dalla seguente formula:*

$$QI = X \cdot \eta_e + Y \cdot \eta_t$$

dove:  $X = \frac{100}{\eta_{es}}$  = *unità di energia primaria richieste da un impianto convenzionale elettrico, con rendimento pari ad  $\eta_{es}$ , per ottenere 100 unità di energia elettrica*<sup>3</sup>;

$\eta_e = \frac{E_e}{E_c}$  = *rapporto tra l’energia elettrica prodotta in un anno da un impianto di cogenerazione (incluso l’equivalente elettrico dell’energia meccanica) e il combustibile totale in ingresso;*

$Y = \frac{100}{\eta_{ts}}$  = *unità di energia primaria richieste da un impianto convenzionale termico, con rendimento pari ad  $\eta_{ts}$ , per ottenere 100 unità di energia termica;*

$\eta_t = \frac{E_t}{E_c}$  = *rapporto tra l’energia termica utile prodotta e il combustibile totale in ingresso di un impianto di cogenerazione. Con  $E_t$  si intende l’energia termica utile che altrimenti dovrebbe essere prodotta in altro modo.*

*La definizione può essere scritta diversamente:*

$$QI = \frac{\frac{100}{\eta_{es}} \cdot E_e + \frac{100}{\eta_{ts}} \cdot E_t}{E_c} = 100 \cdot \frac{E_s}{E_c}$$

<sup>1</sup> Fonte: Detr (Regno Unito) “A quality assurance programme for combined heat and power” 2000

<sup>2</sup> I rendimenti elettrici e termici di riferimento sono tutti espressi in relazione al potere calorifico superiore.

<sup>3</sup> Le simbologie introdotte nel documento inglese sono differenti: sono state trasformate in questa esposizione per uniformità e per agevolare il confronto con la metodologia italiana.

dove  $E_s$  è l'energia primaria utilizzata da impianti separati per ottenere le stesse quantità finali di energia elettrica e termica utili prodotte dall'impianto cogenerativo che utilizza l'energia primaria totale  $E_c$ .

Se  $QI = 100$  le richieste di energia primaria sono uguali e quindi l'impianto cogenerativo non comporta alcun vantaggio reale; se  $QI < 100$  il sistema di cogenerazione ha un consumo maggiore; se infine  $QI > 100$  è meglio ricorrere alla cogenerazione piuttosto che agli impianti separati.

La relazione  $QI > 100$  corrisponde a  $IRE > 0$  calcolato con gli stessi rendimenti di riferimento.

La relazione  $QI > 100+b$  corrisponde a  $IRE > a$  calcolato con gli stessi rendimenti di riferimento, dove:

$$a = \frac{b}{100+b} \quad e \quad a \leq 1 \text{ per la definizione di IRE}$$

Un primo vincolo viene imposto al parametro  $QI$ . Un secondo vincolo viene invece imposto al rendimento elettrico in cogenerazione ( $\eta_e$ ).

Complessivamente un impianto, per poter essere ritenuto di "buona cogenerazione" (good quality CHP), deve soddisfare contemporaneamente i due seguenti requisiti:

-  $\eta_e \geq 20\%$

e, in via transitoria fino al 1 aprile 2005, per le turbine e i motori a vapore esistenti  $\eta_e \geq 15\%$ .

Il rendimento elettrico deve essere valutato su base annuale in riferimento al potere calorifico superiore.

-  $QI \geq 100$

Normalmente l'indice  $QI$  viene calcolato su base annuale ma può anche essere calcolato per periodi più brevi come accade nel caso del riscaldamento.

Durante il primo periodo di funzionamento si richiede che  $QI \geq 95$ .

Per quanto riguarda i nuovi impianti da realizzare può essere scelto indifferentemente uno dei criteri a o b:

a)  $QI \geq 105$  e  $\eta_e \geq 20\%$  (HHV) su base annuale

b)  $QI \geq 110$  facendo riferimento alle potenze nel caso di massimo recupero termico nelle condizioni di normale funzionamento e  $\eta_e \geq 35\%$  (HHV) su base annuale.

La soglia riferita ad  $\eta_e$  individua la parte di combustibile commerciale che deve essere esonerata dalla tassa pari a 0,15 p/kWh. Se  $\eta_e \geq \eta_{e,\text{riferimento}}$ , tutto il combustibile commerciale viene esonerato dalla tassa, altrimenti tale privilegio sarà una prerogativa del solo  $CHP_{QFI}$  (qualifying fuel input). Il  $CHP_{QFI}$  è la porzione del combustibile in ingresso che, da sola, permetterebbe di ottenere un  $\eta_e$  pari al valore di soglia:

$$CHP_{QFI} = E_c \cdot \frac{\eta_e}{\eta_{e,\text{riferimento}}}$$

La seconda soglia,  $QI \geq QI_{\text{riferimento}}$  individua la parte di energia elettrica ritenuta di buona qualità che, come tale, ha diritto agli incentivi, in particolare all'esonero dalla tassa sull'elettricità pari a 0,43 p/kWh. Per gli impianti che non superano la soglia solo una parte di energia elettrica prodotta potrà godere del premio, indicata con  $CHP_{QPO}$  (qualifying power output), che è la porzione di energia elettrica che, da sola, permetterebbe di ottenere un  $QI$  pari al valore di

riferimento. Per gli impianti che superano la soglia, tutta l'energia elettrica prodotta è di buona qualità, cioè  $E_e = \text{CHP}_{\text{QPO}}$ . Per gli altri impianti la determinazione del termine  $\text{CHP}_{\text{QPO}}$  dipende dalla tipologia impiantistica.

Se il termine  $QI$  è calcolato con riferimento alle potenze nel caso di massimo recupero termico, nelle condizioni di normale funzionamento, analogamente al caso precedente, si definisce il  $\text{CHP}_{\text{QPC}}$  (qualifying power capacity) che è la porzione di potenza elettrica che permetterebbe di ottenere un  $QI$  pari al valore individuato come soglia.

**Spagna**<sup>4</sup>: In Spagna gli incentivi agli impianti di cogenerazione vengono assegnati in base al cosiddetto rendimento elettrico equivalente REE, di seguito espresso<sup>5</sup>:

$$\text{REE} = \frac{E_e}{E_c - \frac{E_t}{0,9}}$$

Questo indice, uguale al rendimento elettrico depurato, deve superare un valore che dipende dal tipo di impianto in esame e in particolare:

- REE > 49% per gli impianti a vapore che utilizzano combustibili liquidi;
- 49% per gli impianti che utilizzano combustibili solidi;
- 55% per i motori termici che utilizzano gas naturale;
- 56% per i motori termici che utilizzano combustibili liquidi;
- 59% per le turbine a gas e le altre tecnologie che utilizzano gas naturale.

Inoltre, per aver diritto agli incentivi, gli impianti devono avere una potenza elettrica installata non superiore a 50 MWe; devono autoconsumare almeno il 30% dell'energia elettrica prodotta se la loro potenza elettrica è al limite pari a 25 MWe, almeno il 50% se la loro potenza elettrica installata è compresa tra 25 e 50 MWe.

**Belgio**<sup>6</sup>: In Belgio, per poter usufruire di incentivi e del beneficio della priorità di dispacciamento, la cogenerazione deve essere di qualità, cioè<sup>7</sup>:

$$C = \left\{ \frac{E_e / E_c}{0,55} + \frac{E_t / E_c}{0,9} - 1 \right\} \cdot \frac{1}{0,2} > 0,75$$

Questa espressione equivale a:

$$1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{0,55} + \frac{E_t}{0,9}} \geq 0,13$$

che a sua volta corrisponde a :  $1 - \frac{E_c}{\frac{E_e}{0,63} + \frac{E_t}{1,034}} \geq 0$

E' una scrittura di tipo  $IRE \geq 0$  con  $\eta_{es} = 0,63$  ed  $\eta_{ts} = 1,034$ .

In Belgio quindi viene utilizzato un indice di risparmio di energia primaria sostanzialmente basato sul concetto di IRE, come proposto in Italia. Questo limite comporta l'eliminazione di tutti i

<sup>4</sup> Fonte: Rapporto "European Cogeneration Review 1999" Cogen Europe

<sup>5</sup> Le simbologie introdotte nella fonte citata sono differenti: sono state trasformate in questa esposizione per uniformità e per agevolare il confronto con la metodologia italiana.

<sup>6</sup> Fonti: - Rapporto "European Cogeneration Review 1999" Cogen Europe;

- "Educogen: The European Educational Tool on Cogeneration", dicembre 2001, disponibile al sito internet [www.cogen.org](http://www.cogen.org)

<sup>7</sup> Le simbologie introdotte nelle fonti citate sono differenti: sono state trasformate in questa esposizione per uniformità e per agevolare il confronto con la metodologia italiana.

sistemi cogenerativi con indice elettrico basso (in generale i piccoli impianti), ma è anche piuttosto restrittivo per gli impianti con elevato indice elettrico. La Cogen Europe, nel rapporto presentato nel 1999, ha sottolineato che “questo (limite, n.d.r.) è una barriera impossibile per gli impianti più piccoli ed ignora ogni beneficio locale. E’ stato esplicitamente progettato per prevenire la competizione dei sistemi decentralizzati.”

**Francia<sup>8</sup>:** In Francia sono considerati impianti di cogenerazione quegli impianti che assicurano una produzione combinata di energia elettrica e termica e che soddisfano le seguenti caratteristiche tecniche:

- 1) Il valore minimo, su base annuale, del risparmio di energia primaria che l’impianto di cogenerazione permette di ottenere rispetto agli impianti separati è pari a 0,05, cioè:

$$E_p = 1 - \frac{Q}{\frac{E}{(1-t) \cdot \eta_{elec}} + \frac{C}{\eta_{th}}} \geq 0,05$$

con:  $Q$  = energia primaria consumata [kWh] in riferimento al potere calorifico inferiore;

$E$  = energia elettrica prodotta [kWh];

$C$  = energia termica effettivamente utilizzata [kWh];

$t$  = fattore relativo alle perdite durante il trasporto di energia elettrica

0,07 se l’impianto è collegato in bassa tensione (400 V o 230 V)

0,04 per un collegamento a 20 kV

0,025 per un collegamento a 63 o 90 kV

0 per un collegamento a 225 kV;

$\eta_{elec}$  = rendimento elettrico di riferimento = 0,54

$\eta_{th}$  = rendimento termico di riferimento =

0,91 se si produce acqua calda a 80°C o meno

(107 – 0,2 \* temperatura [°C])/100 se si produce acqua calda tra 80 e 110°C

0,85 se si produce acqua a più di 110°C o vapore.

- 2) Il valore minimo del rapporto tra l’energia termica prodotta ed effettivamente utilizzata e l’energia elettrica prodotta è pari a 0,5.

- 3) L’energia termica prodotta deve avere un utilizzo effettivo e verificabile da parte del produttore o di terzi in base ad un contratto commerciale.

I precedenti tre punti individuano le caratteristiche tecniche che deve avere un impianto di cogenerazione per beneficiare dell’obbligo di acquisto dell’energia elettrica prodotta.

Si osserva che il criterio proposto in Francia è sostanzialmente simile, nella sua impostazione, a quello italiano. Il termine  $E_p$  coincide con l’indice IRE; il rapporto introdotto al punto 2) è riconducibile al limite termico ( $LT_{min} = 0,33$ , che corrisponde a  $K_{max} = 2$ ). Complessivamente tale criterio non è differenziato in base alla tipologia di impianto ed è più restrittivo del criterio italiano, soprattutto per gli impianti con più alto indice elettrico.

**Stati Uniti<sup>9</sup>:** negli Stati Uniti, l’intento è quello di promuovere gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore che garantiscono un utilizzo del combustibile migliore

<sup>8</sup> Fonte: “Arreté du 3 juillet 2001 fixant les caracteristiques techniques des installations de cogeneration pouvant beneficier de l’obligation d’achat d’electricité.” tratto dal sito internet [www.admi.net](http://www.admi.net)

<sup>9</sup> Fonte: “Source determinations for combined heat and power facilities under the Clean Air Act New Source Review and Title V programs” tratto dal sito internet [www.nemw.org/uschpa](http://www.nemw.org/uschpa)

rispetto ad impianti separati con elevata efficienza. Un impianto cogenerativo dovrebbe pertanto soddisfare la seguente relazione:

$$\frac{2 \cdot P + 1,25 \cdot H}{F} > 1$$

dove:  $P$  è la potenza elettrica netta dell'impianto di cogenerazione;

$H$  è la potenza termica dell'impianto di cogenerazione;

$F$  è la potenza associata al combustibile in ingresso;

2 è l'inverso del rendimento elettrico di riferimento (50% basato sul potere calorifico superiore del combustibile);

1,25 è l'inverso del rendimento termico di riferimento (80% basato sul potere calorifico superiore del combustibile).

Inoltre sia la produzione di energia termica che la produzione di energia elettrica devono essere almeno pari al 20% del totale dell'energia elettrica e termica prodotte, ovvero il rapporto tra la produzione elettrica e quella termica (e viceversa) non può essere maggiore di 4.

Quindi anche gli Stati Uniti si basano su un indicatore del tipo  $IRE > 0$  e su un limite termico, che deve essere compreso tra 0,2 e 0,8 ovvero l'indice elettrico di impianto deve essere compreso tra 0,25 e 4.

## SCHEDA 2 - Importanza della definizione di taglia di riferimento

Si consideri una sezione a ciclo combinato alimentata da gas naturale e dedicata alla produzione di energia elettrica<sup>1</sup>, distinguendo tre situazioni, caratterizzate da un diverso numero di turbine a gas, di uguale potenza nominale, e da una turbina a vapore.

### 1) Configurazione 1:1 (una turbina a gas e una turbina a vapore)

MOTORE PRIMO	POTENZA NOMINALE
Turbina a gas	152 MWe
Turbina a vapore	88,5 MWe

La potenza nominale della sezione è di 240,5 MWe. La taglia di riferimento, come definita nel paragrafo 5.3, coincide con la potenza nominale della sezione ed è pari a 240,5 MWe. A tale valore della taglia di riferimento, nel caso dell'utilizzo del gas naturale, corrisponde un rendimento elettrico di riferimento pari a 0,53.

### 2) Configurazione 2:1 (due turbine a gas e una turbina a vapore)

MOTORE PRIMO	POTENZA NOMINALE
Turbina a gas	154,5 MWe
Turbina a gas	154,5 MWe
Turbina a vapore	177 MWe

La potenza nominale  $P$  della sezione è di 486 MWe. All'interno della sezione si evidenziano due taglie di riferimento, ciascuna delle quali è pari alla potenza nominale del generatore elettrico di una turbina a gas sommata ad una parte della potenza nominale del generatore elettrico della turbina a vapore, proporzionale al rapporto tra la potenza nominale della stessa turbina a gas e la somma delle potenze nominali di tutte le turbine a gas.

La taglia di riferimento  $T1$  è pertanto pari a:  $T1 = 154,5 + 177 \cdot \frac{154,5}{154,5 + 154,5} = 243 \text{ MWe}$ .

La taglia di riferimento  $T2$  è pari a:  $T2 = 154,5 + 177 \cdot \frac{154,5}{154,5 + 154,5} = 243 \text{ MWe}$ .

Le due taglie di riferimento sono identiche perché il ciclo combinato è costituito da due turbine a gas uguali.

Ad ogni taglia di riferimento corrisponde un valore del rendimento elettrico di riferimento ed in particolare:

a  $T1 = 243 \text{ MWe}$  corrisponde  $\eta_{es,1} = 0,53$

a  $T2 = 243 \text{ MWe}$  corrisponde  $\eta_{es,2} = 0,53$

Alla sezione corrisponde un rendimento elettrico di riferimento calcolato con la seguente

formula  $\eta_{es} = \sum_{j=1}^n \frac{\eta_{es,j} \cdot T_j}{P}$ , per cui  $\eta_{es} = 0,53$ .

Se il rendimento elettrico di riferimento della sezione fosse determinato a partire dalla potenza nominale della sezione medesima, si otterrebbe un valore pari a 0,55, che non è coerente con le caratteristiche dei motori primi impiegati.

<sup>1</sup> Tutte le considerazioni nel seguito esposte sono valide anche per una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore.

3) Configurazione 3:1 (tre turbine a gas e una turbina a vapore)

MOTORE PRIMO	POTENZA NOMINALE
Turbina a gas	153 MWe
Turbina a gas	153 MWe
Turbina a gas	153 MWe
Turbina a vapore	265,5 MWe

La potenza nominale  $P$  della sezione è di 724,5 MWe. All'interno della sezione si evidenziano tre taglie di riferimento, ciascuna delle quali è pari alla potenza nominale del generatore elettrico di una turbina a gas sommata ad una parte della potenza nominale del generatore elettrico della turbina a vapore, proporzionale al rapporto tra la potenza nominale della stessa turbina a gas e la somma delle potenze nominali di tutte le turbine a gas.

Le tre taglie di riferimento sono identiche perché il ciclo combinato è costituito da tre turbine a gas identiche.

Le taglie di riferimento  $T1$ ,  $T2$ ,  $T3$  sono pertanto pari a:

$$T1 = T2 = T3 = 153 + 265,5 \cdot \frac{153}{153 + 153 + 153} = 241,5 \text{ MWe.}$$

Ad ogni taglia di riferimento corrisponde un valore del rendimento elettrico di riferimento ed in particolare:

$$\text{a } T1, T2, T3 = 241,5 \text{ MWe corrispondono } \eta_{es,1} = \eta_{es,2} = \eta_{es,3} = 0,53.$$

Alla sezione corrisponde un rendimento elettrico di riferimento calcolato con la formula

$$\eta_{es} = \sum_{j=1}^n \frac{\eta_{es,j} \cdot T_j}{P}, \text{ per cui } \eta_{es} = 0,53.$$

Si osserva che, passando dalla configurazione 1:1 alle configurazioni 2:1 e 3:1, le taglie di riferimento si mantengono pressoché costanti, a testimonianza del fatto che i motori primi utilizzati presentano sempre le medesime caratteristiche. La scelta di un valore da attribuire ad  $\eta_{es}$  a partire dalla taglia di riferimento è pertanto coerente con le tecnologie utilizzate, indipendentemente dalla complessità della sezione. La scelta di un valore di  $\eta_{es}$  in base alla potenza nominale di sezione avrebbe la conseguenza di svantaggiare le configurazioni con più turbine a gas ed una sola turbina a vapore, che sono le più affidabili e, al contempo, le più costose.

Un discorso analogo vale anche per le sezioni caratterizzate da più turbine a gas in ciclo semplice con una sola caldaia a recupero e per le sezioni caratterizzate da più motori a combustione interna con un unico sistema di recupero del calore.

### ***SCHEDA 3 - Rendimenti nominali relativi alla produzione di sola energia elettrica per le diverse taglie di riferimento e per i diversi modelli di turbine a gas in ciclo combinato oggi disponibili sul mercato***

*I valori del parametro  $\eta_{es}$  sono stati individuati, per le taglie di riferimento e le tipologie di combustibili riportate nella tavola 12, facendo riferimento al rendimento elettrico medio annuo delle migliori tecnologie in esercizio commerciale, utilizzate per la sola produzione di energia elettrica. Nel caso del gas naturale e di taglie di riferimento maggiori di 25 MWe la migliore tecnologia attualmente disponibile è rappresentata dai cicli combinati. Nella seguente tavola 3-A sono riportati i rendimenti elettrici nominali per le diverse taglie di riferimento e per i diversi modelli di turbine a gas in ciclo combinato alimentati da gas naturale. I valori del parametro  $\eta_{es}$ , rappresentativi del rendimento elettrico medio annuo, sono stati scelti riducendo sensibilmente i valori dei rendimenti elettrici nominali per tenere conto delle reali condizioni di esercizio.*

**Tavola 3-A - Rassegna delle configurazioni di impianti a ciclo combinato e delle relative prestazioni dichiarate dai principali costruttori internazionali**

Modello turbine a gas	Costruttore	Numero turbine a gas	Taglia turbine a gas (MW)	Potenza totale turbogas (MW)	Potenza turbina a vapore (MW)	Taglia di riferimento (MW)	Efficienza netta (%)	Rendimento elettrico di riferimento (%)	
LM2500	GE Steward&Stevenson	1	22,8	22,8	8,3	31,1	51,0%	<b>46,0%</b>	Old(1973)
LM2500	Fiat Avio	1	21,2	21,2	10,5	31,7	52,0%		Aeroderivativa
FT8	GHH Borsig	1	25,6	25,6	9,2	34,8	52,0%		Aeroderivativa
FT8	GHH Borsig	2	25,6	51,2	18,5	34,9	52,0%		Aeroderivativa
MS5001	GE-Nuovo Pignone	2	25,8	51,6	30,4	41,0	44,2%		
GT 10C	Alstom Power	1	28,4	28,4	12,9	41,3	51,1%		
RB211	Rolls Royce	1	29,4	29,4	12,1	41,5	53,3%		
RB211	Rolls Royce	2	29,4	58,9	24,2	41,5	53,3%		
RB211	Rolls Royce	1	31,7	31,7	12,4	44,1	54,4%		
RB211	Rolls Royce	2	31,7	63,5	24,9	44,2	54,4%		
LM6000	Fiat Avio	1	39,2	39,2	14,6	53,8	52,8%	<b>49,0%</b>	Aeroderivativa
LM6000	GE Steward&Stevenson	1	43,4	43,4	13,0	56,4	53,0%		Aeroderivativa
LM6000	GE Steward&Stevenson	4	43,4	173,6	55,0	57,2	54,0%		Aeroderivativa
GT 100	Alstom Power	1	41,5	41,5	20,5	62,0	54,0%		
MS6001B	GE	1	41,6	41,6	23,8	65,4	49,0%		
Trent	Rolls Royce	1	50,2	50,2	15,8	66,0	54,3%		Aeroderivativa
Trent	Rolls Royce	2	50,2	100,4	31,7	66,1	54,3%		Aeroderivativa
MS6001B	GE	2	41,6	83,2	49,4	66,3	49,8%		
MS6001B	GE	4	41,6	166,4	99,0	66,4	49,8%		
W251B11/12	Siemens Westinghouse	1	48,0	48,0	25,0	73,0	47,8%		Old(1982)
W251B11/12	Siemens Westinghouse	2	48,0	96,0	50,5	73,3	48,0%	Old(1982)	
GT 10C	Alstom Power	1	56,8	56,8	26,8	83,6	51,8%		
V64.3A	Siemens Westinghouse	2	65,0	130,0	76,0	103,0	52,8%	<b>51,0%</b>	
V64.3A	Ansaldo Energia	1	66,5	66,5	37,5	104,0	54,0%		
V64.3A	Ansaldo Energia	2	66,5	133,0	76,0	104,5	54,4%		
MS6001FA	GE	1	69,1	69,1	40,1	109,2	53,2%		
MS6001FA	GE	2	69,1	138,2	84,0	111,1	54,1%		
GT 100	Alstom Power	1	83,0	83,0	41,5	124,5	54,3%		
GT11N2	Alstom Power	1	112,0	112,0	56,0	168,0	49,7%		
MS9001E	GE-Nuovo Pignone	1	122,0	122,0	67,0	189,0	51,2%		Old(1981)
MS9001E	GE-Nuovo Pignone	2	122,0	244,0	135,5	189,8	51,5%		Old(1981)
MS9001EA	GE	1	121,6	121,6	70,4	192,0	52,0%		
MS9001EA	GE	2	121,6	243,2	146,1	194,7	52,7%		
M701	MHI	1	142,1	142,1	70,4	212,5	51,4%	<b>53,0%</b>	Old (1981)
M701	MHI	2	142,1	284,2	142,4	213,3	51,6%		Old (1981)
M701	MHI	3	141,2	423,6	218,7	214,1	51,8%		Old (1981)
V94.2	Siemens Westinghouse	1	152,0	152,0	85,5	237,5	51,5%		Old(1981)
V94.2	Siemens Westinghouse	2	152,0	304,0	173,0	238,5	51,7%		Old(1981)
V94.2	Ansaldo Energia	1	152,0	152,0	88,5	240,5	52,3%		Old(1981)
V94.2	Ansaldo Energia	3	153,0	459,0	265,5	241,5	52,6%		Old(1981)
GT 13E2	Alstom Power	3	159,3	477,9	249,6	242,5	52,9%		
GT 13E2	Alstom Power	2	159,3	318,6	167,0	242,8	52,9%		
V94.2	Ansaldo Energia	2	154,5	309,0	177,0	243,0	52,6%		Old(1981)
MS9001EC	GE	1	166,6	166,6	96,6	263,2	54,0%		
MS9001EC	GE-Nuovo Pignone	1	169,2	169,2	96,0	265,2	53,5%		
MS9001EC	GE	2	166,6	333,2	197,6	265,4	54,4%		
V94.2A	Siemens Westinghouse	2	183,5	367,0	230,0	298,5	55,0%		
MS9001FA	GE-Nuovo Pignone	1	223,0	223,0	127,0	350,0	54,5%		<b>55,0%</b>
701F	Fiat Avio	2	248,8	497,5	267,7	382,6	56,8%		
V94.3A	Ansaldo Energia	1	255,0	255,0	135,0	390,0	57,5%		
V94.3A	Ansaldo Energia	2	255,0	510,0	270,0	390,0	57,5%		
MS9001FA	GE	1	254,1	254,1	141,8	395,9	56,7%		
V94.3A	Siemens Westinghouse	2	256,5	513,0	281,5	397,3	57,1%		
M701F	MHI	1	266,1	266,1	131,6	397,7	57,0%		
MS9001FA	GE	2	254,1	508,2	289,2	398,7	57,1%		
M701F	MHI	2	266,1	532,2	267,4	399,8	57,3%		
M701G	MHI	1	328,9	328,9	155,5	484,4	58,0%		
M701G	MHI	2	328,9	657,8	314,3	486,1	58,2%		

Fonte: "Gas turbine world 2000 - 2001 handbook"

## ***SCHEDA 4 - Condizione di massimo recupero termico e relativo risparmio energetico per gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore***

*Si vuole dimostrare che, per un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, all'avvicinarsi della modalità di funzionamento alla situazione di massimo recupero termico corrisponde l'aumento del risparmio di energia primaria conseguibile rispetto agli impianti separati.*

*Si supponga di considerare un generico impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore, caratterizzato da un rendimento elettrico  $\eta_{cv}$  nel momento in cui produce energia elettrica come unico effetto utile. Quando l'impianto funziona in modo da avere anche un recupero termico utile, la produzione di energia elettrica viene ridotta in misura dipendente dalle caratteristiche termodinamiche (temperatura e pressione) dell'energia termica richiesta<sup>1</sup>. Con il significato già illustrato per i vari simboli, siano:*

$$\eta_e = \frac{E_e}{E_c} = \text{produzione di energia elettrica utile rapportata all'energia primaria del combustibile};$$

$$\eta_t = \frac{E_t}{E_c} = \text{produzione di energia termica utile rapportata all'energia primaria del combustibile};$$

$$Z = \frac{\Delta\eta_t}{\Delta\eta_e} = \text{indice che rappresenta l'incremento di } \eta_t \text{ in rapporto al decremento di } \eta_e.$$

*Se l'impianto produce solo energia elettrica  $\eta_e = \eta_{cv}$  ed  $\eta_t = 0$ .*

*In seguito alla variazione di funzionamento dell'impianto, si ottiene:*

$$\eta_{e,\text{nuovo}} = \eta_{e,\text{precedente}} - \frac{\Delta\eta_t}{Z}$$

$$\eta_{t,\text{nuovo}} = \eta_{t,\text{precedente}} + \Delta\eta_t$$

*Si possono imporre delle continue variazioni di  $\eta$ , tramite un parametro incrementale  $m$ , fino a che l'impianto raggiunge un funzionamento caratterizzato dal massimo recupero termico, che viene individuato da un preciso valore dell'indice elettrico  $K$  (indicato con  $K_{\text{massimo recupero}}$ ) dipendente dalle caratteristiche di ogni singolo impianto. Per ciascuna situazione di funzionamento, caratterizzata da un valore del parametro  $m$  e da un conseguente valore dell'indice elettrico  $K$ , è possibile calcolare l'indice IRE:*

$$\text{IRE} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{cv} - \frac{\Delta\eta_t \cdot m}{Z}}{\eta_{es}} + \frac{m \cdot \Delta\eta_t}{\eta_{ts}}}$$

*calcolato per:*

$$K = \frac{\eta_{cv} - \frac{m \cdot \Delta\eta_t}{Z}}{m \cdot \Delta\eta_t} \geq K_{\text{massimo recupero}}$$

*Attribuendo ai vari parametri dei valori tipici per un impianto di nuova realizzazione a ciclo combinato con produzione combinata di energia elettrica e calore, si ipotizza che:*

$$\eta_{es} = 51\%;$$

<sup>1</sup> *In realtà questo discorso è valido per i cicli combinati e per gli impianti con turbine a vapore, non per i motori a combustione interna e per le turbine a gas dove, viste le elevate temperature di scarico, si può decidere di recuperare o meno il calore senza per questo variare la produzione di energia elettrica. Comunque la validità della dimostrazione non cambia.*

$$\eta_{cv} = 0,95 * \eta_{es} = 48,45\%;^2$$

$$\eta_{is} = 90\%;$$

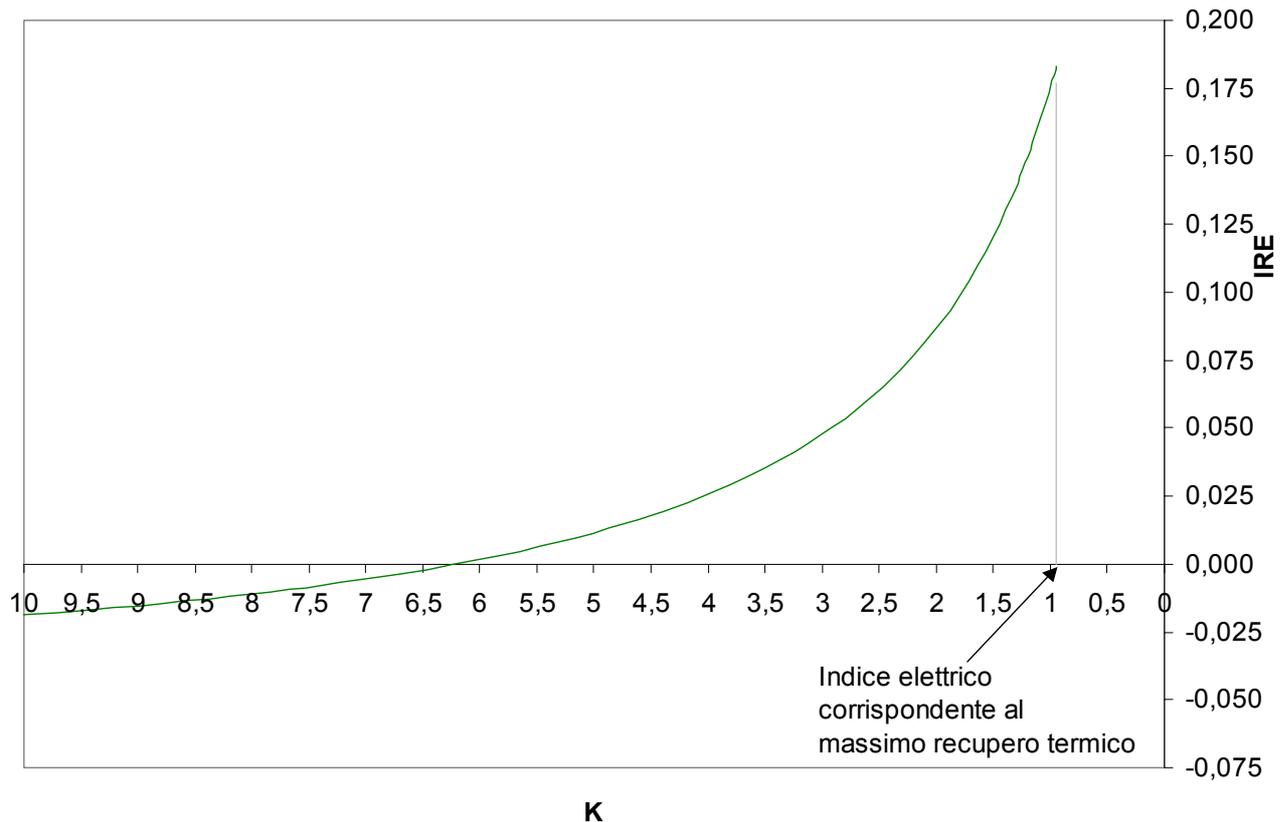
$$Z = 4,4^3;$$

$$K_{\text{massimo recupero}} = 0,95;$$

$$\Delta\eta_t = 0,01;$$

$$m = \text{parametro incrementale}$$

**Tavola 4-A - Andamento dell'IRE in funzione dell'indice elettrico K**



Il grafico di tavola 4-A, ottenuto con i valori ipotizzati, evidenzia l'andamento dell'indice di risparmio IRE con l'indice elettrico K fino alla situazione identificata come massimo recupero termico.

Dal grafico di tavola 4-A si osserva che l'indice di risparmio IRE è massimo proprio nella situazione di massimo recupero termico. Questo risultato non è legato ai valori imposti, ma può essere generalizzato. Per questo motivo è importante cercare di privilegiare quegli impianti con indice elettrico non troppo elevato rispetto al range di valori tipici della situazione di massimo recupero termico (come evidenziato, per ogni tecnologia di impianto, nella tavola 1).

<sup>2</sup> Quando l'impianto produce unicamente energia elettrica come effetto utile, si assume che abbia un valore di  $\eta_e$ , pari a  $\eta_{cv}$ , inferiore (ad esempio del 5%) rispetto a  $\eta_{es}$ , che rappresenta il rendimento elettrico medio annuo della corrispondente migliore tecnologia in esercizio commerciale, utilizzata per la sola produzione di energia elettrica. L'assunzione deriva dal fatto che l'impianto in esame, progettato per la produzione combinata di energia elettrica e calore, non è ottimizzato per la produzione di sola energia elettrica.

<sup>3</sup> Valore indicativo del parametro Z associato ad una turbina a vapore con potenza maggiore di 50 MWe e con pressione di scarico del vapore pari a 11,4 bar (tratto dal documento Detr "A quality assurance programme for combined heat and power", 2000).