



POLYCONSULTING S.R.L. SPIN-OFF DEL POLITECNICO DI BARI

PROF. ING. MASSIMO LA SCALA

**STUDIO SULLE SCELTE PROGETTUALI
RELATIVE ALLA CENTRALE
TERMOELETTRICA CCGT DA 240 MW_e
- ENIPOWER DI TARANTO:
PROCEDURA AUTORIZZATIVA**



BARI – 11 APRILE 2007

SOMMARIO

PREMESSA	pag. 3
SEZIONE I – Motivazioni dell’intervento	pag. 4
SEZIONE II – Quadro generale descrittivo del parco termoelettrico nazionale e pugliese	pag. 11
SEZIONE III – Le tecnologie di produzione di energia termica ed elettrica ed i cicli combinati a gas	pag. 40
SEZIONE IV –Caratteristiche dell’intervento-	pag. 52
SEZIONE V –Considerazioni conclusive	pag. 99
BIBLIOGRAFIA	pag. 106
ALLEGATO I	pag. 107



PREMESSA

La società EniPower, con lettera del 24 marzo 2007, ha dato incarico alla Società Polyconsulting srl - Spin off del Politecnico di Bari, di redigere uno Studio sulle scelte progettuali inerenti il dimensionamento della Centrale Termoelettrica di Taranto a Ciclo Combinato a Gas della potenza elettrica di circa 240 MW_e da ubicarsi presso il proprio stabilimento di Taranto.

La Società Polyconsulting ha dato incarico al Prof. ing. Massimo La Scala – Ordinario di Sistemi Elettrici per l'Energia presso il Dipartimento di Elettrotecnica ed Elettronica del Politecnico di Bari di redigere una nota inerente lo Studio richiesto dalla Società EniPower.

L'obiettivo di questo studio è quello di analizzare le scelte progettuali proposte nello Studio di Impatto Ambientale da EniPower, al fine di verificare se gli interventi proposti per la Raffineria di taranto siano quelli strettamente necessari alle esigenze del nuovo insediamento produttivo e risultino compatibili con l'ambiente ed il territorio pugliese.

Nello specifico, la nota tratterà i seguenti punti:

1. Descrizione del sito produttivo di Taranto e dei suoi fabbisogni energetici;
2. Quadro generale descrittivo del parco termoelettrico nazionale e pugliese;
3. Determinazione analitica delle produzioni, esportazioni di energia elettrica ed emissioni in assetto di normale e massimo assorbimento;
4. Tecnologie disponibili per la produzione combinata di energia elettrica e vapore. Selezione della migliore tecnologia in funzione del massimo rendimento ottenibile, flessibilità operativa per adeguare la produzione di vapore alle richieste della Raffineria;
5. Analisi di alcune alternative progettuali e scelta della configurazione minima tale da garantire le forniture di vapore al processo di raffinazione.
6. Osservazioni conclusive.



SEZIONE I

MOTIVAZIONI DELL'INTERVENTO

1.1 Breve ricostruzione storica

La Società EniPower, Società del gruppo ENI che opera nel settore della produzione e vendita di energia elettrica, ha sviluppato un progetto per la realizzazione di un impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 240 MW_e alimentato da gas naturale, presso lo Stabilimento ENI Refining & Marketing (ex Raffineria Agip Petroli di Taranto). Allo stato attuale è avviato l'iter autorizzativo con la trasmissione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) e la pubblicazione dell'Avviso al pubblico, avvenuto il giorno 26 marzo 2007 (Allegato I).

La Raffineria di Taranto è stata realizzata dalla Shell nel 1966 e la Centrale Termoelettrica, destinata a produrre vapore e elettricità di ausilio alle attività di raffinazione, è stata realizzata intorno al 1966 utilizzando le tecnologie disponibili in quell'epoca. La Raffineria, successivamente, diventava di proprietà dell'Agip Petroli. Nel 1993, la produzione di energia elettrica della centrale veniva incrementata grazie alla realizzazione di un nuovo gruppo turbogas G5, che utilizzava prevalentemente "fuel gas" di raffineria e rientrava negli interventi meritevoli di incentivazione, sulla base di quanto previsto nel provvedimento noto come CIP6/92.

Recentemente, ENI ha considerato la possibilità di incrementare l'attività di raffinazione dello Stabilimento ENI Refining & Marketing (ex Raffineria Agip Petroli di Taranto) valutando la possibilità di investire circa 1 Miliardo di Euro nell'area tarantina.

Contestualmente, a fronte di nuovi investimenti orientati al raddoppio della produzione dello stabilimento in questione, ENI affronta la questione del miglioramento dell'efficienza energetica



della produzione di energia elettrica e vapore essenziali per l'attività di raffinazione. Per realizzare la migliore prestazione economica ed ambientale dell'attività produttiva, ENI si propone di ricorrere all'uso delle migliori tecnologie disponibili (Best Available Technologies).

EniPower, quindi, sviluppa il progetto di un nuovo impianto di cogenerazione, composto da due turbogas da circa 75MW_e ed una turbina a vapore da circa 90 MW_e che verranno alimentati, esclusivamente, da gas naturale, in base a quanto previsto nello Studio di Impatto Ambientale. L'approvvigionamento di gas naturale sarà garantito dalla realizzazione di un nuovo gasdotto di Snam Rete Gas, in corso di autorizzazione.

Tale impianto sarà in grado di fornire, in maniera affidabile e sicura, l'energia elettrica ed il vapore necessario al processo di raffinazione dello stabilimento. Allo stato attuale la fornitura di vapore ed energia elettrica dello stabilimento è affidata parzialmente ad impianti tradizionali risalenti agli anni '60 consistenti in caldaie ad olio combustibile e parzialmente ad un ciclo combinato di piccola taglia risalente agli anni '90.

L'intervento, oggetto di questo studio, prevede la sostituzione delle caldaie più obsolete, a bassa efficienza ed alimentate ad olio combustibile, con un ciclo combinato a gas ad alto rendimento di potenza pari a circa 240 MW elettrici. Questa tecnologia presenta il duplice vantaggio di realizzare una produzione di vapore ed energia elettrica più efficiente, tale da compensare la differenza di costo tra gas naturale ed olio combustibile (bruciato nelle vecchie caldaie) e, nel contempo, limitare l'impatto ambientale, eliminando ogni emissione di SO_x, riducendo le emissioni di NO_x e particolato, grazie all'impiego del gas naturale come combustibile ed all'utilizzo di combustori DNL (Dry Low Emission) in grado di ridurre al minimo la formazione degli ossidi di azoto nella camera di combustione dei turbogas.



1.2 Attuale Configurazione della Centrale Termoelettrica

La centrale termoelettrica è attualmente costituita dalle seguenti apparecchiature di maggiore importanza:

Tabella 1.1 Caratteristiche delle Caldaie

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. out [bar g]	T. out [°C]	Prod.ne [t/h]
1	F-7503	A recupero e Postcombustione	IDROTERMICI	1993	61	475	91
					20	250	12
1	F-7501B	Tradizionale	BREDA	1966	61	482	70
1	F-7501C	Tradizionale	BREDA	1966	61	482	70
1	F-7502	Tradizionale	ANSALDO	1982	61	482	140

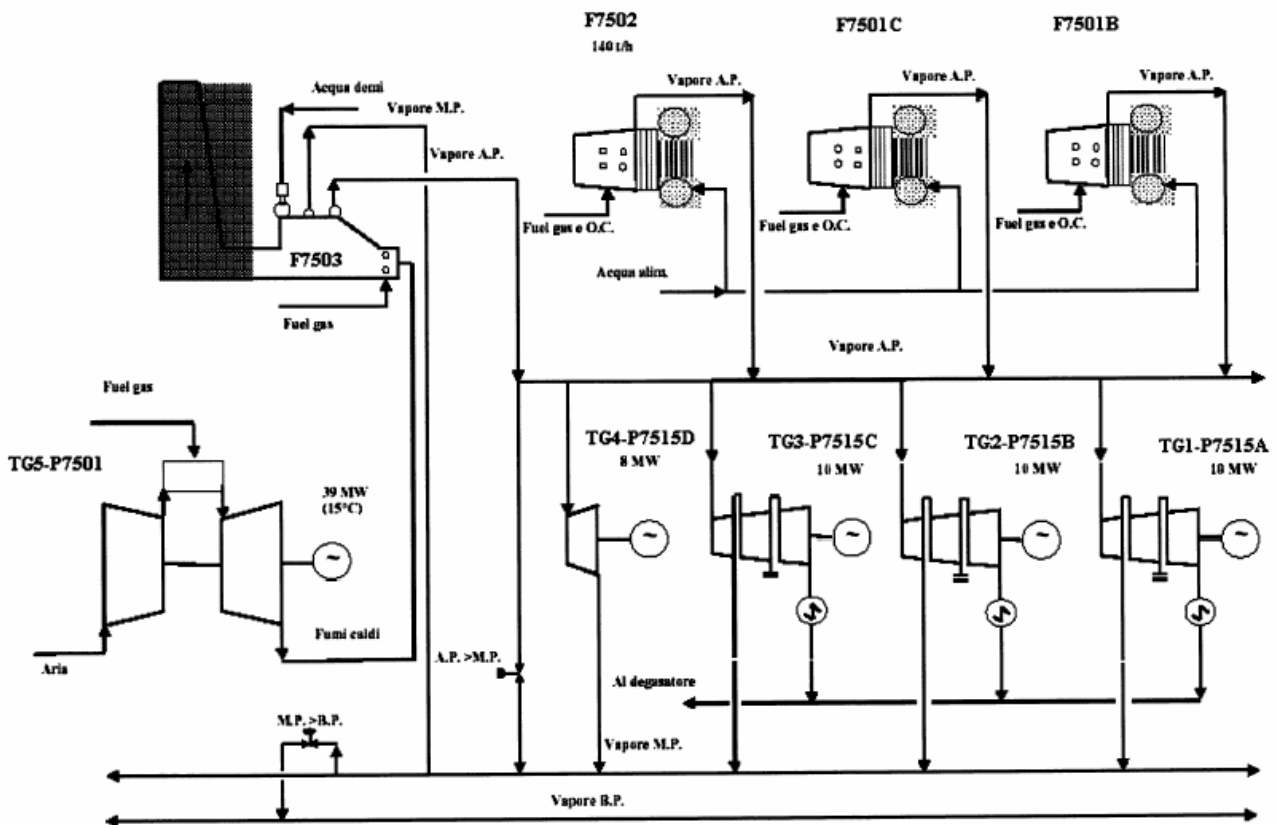
Attualmente la caldaia F-501 B è inutilizzata.

Tabella 1.2 Caratteristiche dei Turbogeneratori

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. IN [barg]	T. IN [°C]	Potenza [MW]
3	TG1/2/3	Turbogen. a vapore Condensazione con spillamenti a 15 ATE	ANSALDO	1967	60	475	10
1	TG4	Turbogen. a Vap. a Contropressione	FINCANTIERI	1986	60	475	8
1	TG5	Turbogas	Nuovo Pignone	1993			39

Uno schema semplificato dell'attuale assetto della centrale termoelettrica ENIPower è riportato nella Figura 1.1.

Fig. 1.1 Schema semplificato dell'attuale assetto della centrale termoelettrica ENIPower



1.3 Scopo e caratteristiche tecniche del nuovo impianto a ciclo combinato

Il progetto di potenziamento è finalizzato a conseguire i seguenti obiettivi:

- assicurare la disponibilità di energia elettrica e vapore richiesti dalla raffineria in seguito al raddoppio della capacità produttiva nelle massime condizioni di affidabilità e sicurezza;
- incrementare l'efficienza energetica della produzione;
- contenere le emissioni in atmosfera di Anidride Carbonica, SO_x , NO_x e Polveri.



L'impianto da realizzare è caratterizzato dall'eliminazione delle caldaie più obsolete alimentate ad olio combustibile con la nuova configurazione impiantistica del ciclo combinato cogenerativo alimentato a gas naturale.

Per soddisfare alle condizioni derivanti dalla specifica progettuale inerente la massima affidabilità di esercizio e di sicurezza della raffineria, il nuovo impianto deve soddisfare i seguenti requisiti :

- 1- Avere la capacità di soddisfare le richieste di vapore tecnologico, mantenendo gli adeguati requisiti di affidabilità in tutte le condizioni di esercizio e, quindi, anche durante le fermate di manutenzione dei gruppi.
- 2- Avere una elevata flessibilità operativa nella gestione del vapore da inviare al ciclo combinato, al fine di sopperire anche ad eventuali carenze repentine di vapore lato processo.
- 3- Garantire l'alimentazione elettrica della raffineria in tutte le condizioni operative sia nell'esercizio normale che nei periodi di manutenzione di una delle unità elettriche turbogas.
- 4- Garantire le condizioni di esercizio in sicurezza della raffineria, anche in caso di mancanza del collegamento elettrico con la rete esterna: questo significa che l'impianto dovrà assicurare l'esercizio elettrico in isola della raffineria e nello stesso tempo produrre il vapore tecnologico richiesto.
- 5- Avere una prestazione energetica nelle condizioni medie operative in linea con la migliore tecnologia disponibile, anche al fine di contenere al massimo le emissioni in aria.

In base a queste considerazioni, nello Studio di Impatto Ambientale, è stata individuata la soluzione impiantistica ritenuta più idonea che è costituita da un impianto a ciclo combinato in configurazione 2+1 (2 turbine a gas e una turbina a vapore) di taglia complessiva pari a 240 MW_e. L'impianto si basa su turbine a gas "heavy duty" di ultima generazione (Tipologia F) di taglia pari a circa 75 MW_e che raggiungono, quando utilizzate in ciclo combinato, una efficienza pari al 55,3%.

La turbina a vapore avrà degli spillamenti di vapore per risurriscaldamenti dai quali ricavare vapore a Media Pressione (MP) e Bassa Pressione (BP) utili ai processi di raffinazione.



Le macchine turbogas disponibili di taglia appena inferiore a quella selezionata (40 MW_e) appartengono alla classe E ed hanno prestazioni energetiche in ciclo combinato molto inferiori a quelle della tecnologia F (pari al 49%) .

In Tabella 1.3. sono stimati i fabbisogni di energia elettrica e vapore della raffineria. Le quantità di vapore qui riportate sono da considerarsi una stima più aggiornata rispetto a quanto riportato nello Studio di Impatto Ambientale e si basano sulle stime, effettuate congiuntamente da chi scrive e da personale di EniPower, riportate nella sezione 4 alla Tabella 4.5 .

I fabbisogni di energia del sito produttivo sono espressi in termini exergetici, al fine di confrontare sulla stessa base le quantità di calore ed energia elettrica.

Si ricorda, infatti, che l'energia elettrica può essere convertita completamente in calore mentre il processo inverso non è possibile in maniera completa. Pertanto, l'elettricità ha un valore termodinamico superiore a quello del calore. Inoltre, il calore contiene una percentuale di energia che può essere convertita in lavoro che è maggiore alle alte temperature piuttosto che alle basse temperature. Quindi, il calore disponibile alle basse temperature è qualitativamente inferiore, in termini di energia convertibile, rispetto al calore disponibile alle alte temperature. Queste ovvie considerazioni conducono al concetto di "exergia" che rappresenta la cosiddetta energia "buona" ed esprime la convertibilità dell'energia in termini qualitativi. La definizione di questa quantità passa attraverso l'introduzione di fattori di qualità che permettono di tradurre le varie forme di energia in exergia. Nel caso di elettricità ed energia meccanica il fattore di qualità è pari ad 1 intendendo, con questo, che le due forme di energia sono completamente convertibili e, pertanto, traducibili in pura exergia. Non altrettanto immediata è l'individuazione della exergia nel calore. Come si è già detto, il fattore di qualità del calore dipende dalla temperatura a cui il calore è disponibile. La capacità di convertire una unità di energia termica in lavoro è ben nota ed è sintetizzata nel rendimento di Carnot che, pertanto, viene utilizzato come fattore di qualità per il calore come proposto in [9,10].



Pertanto, per quanto riguarda l'exergia associata al vapore tecnologico, si è valutato dapprima il contenuto energetico del vapore utilizzato in raffineria in base alla temperatura ed alla pressione di utilizzo considerando anche gli apporti energetici forniti dalle condense e, successivamente, si è tradotto tale contenuto energetico in exergia utilizzando il rendimento di Carnot.

In media, si è ricavato un fattore di conversione pari a 0,26 GWh per 1000 tonnellate di vapore prodotto.

Tabella 1.3
Fabbisogno di vapore ed energia elettrica in seguito
all'incremento della capacità produttiva

Utility	Quantità/anno	Exergia [GWh]
Vapore di processo	1.800.000 ton.	470
Energia Elettrica		730
TOTALE		1.200



SEZIONE II

QUADRO GENERALE DESCRITTIVO DEL PARCO TERMOELETTTRICO NAZIONALE E PUGLIESE

2.1 Quadro generale dell'energia in Italia

Nella Tabella 2.1 è riportato il bilancio dell'energia per il sistema Italia, riferito al 2005 e tratto dalla relazione annuale 2006 della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas [1].

Dall'analisi di questi dati e da un confronto con gli anni precedenti, è possibile evidenziare come il 2005 abbia visto un rallentamento della dinamica dei fabbisogni di energia del Paese legato all'andamento dell'economia italiana in quest'anno. I consumi di energia primaria e finale sono aumentati solo del 1% e del 1,5%, contro valori corrispondenti nel 2004 pari a 2,1% e 1,8%.

Il bilancio del 2005 è interessante per i significativi mutamenti nella struttura dei consumi finali per settori e fonti oltre che, soprattutto, nella composizione degli approvvigionamenti, della disponibilità per il consumo interno e della trasformazione dell'energia.

Infatti, gli approvvigionamenti di carbone e di fonti rinnovabili sono diminuiti nel 2005 in confronto al 2004, rispettivamente del 2,8% e dell'8,2% mentre quelli di gas naturale e di elettricità sono significativamente aumentati.

Gli approvvigionamenti di petrolio sono invece rimasti sostanzialmente stabili mentre gli aumenti nell'approvvigionamento di gas naturale (5,6%) hanno riguardato essenzialmente il mercato nazionale. Il calo negli approvvigionamenti di fonti rinnovabili è imputabile interamente all'energia idroelettrica, dato che le altre fonti (biomasse e rifiuti, energia eolica e fotovoltaica) sono complessivamente aumentate di circa il 5%. Sono, inoltre, cresciute significativamente le



importazioni nette di elettricità, nonostante il notevole rialzo delle esportazioni (40%), spinte dai prezzi favorevoli nelle borse estere negli ultimi mesi del 2005.

Tabella 2.1 Bilancio dell'energia in Italia in Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
Produzione	0,50	9,88	6,09	13,25	0,00	29,71
Importazione	16,56	60,60	107,94	0,74	11,06	196,90
Esportazione	0,22	0,33	28,65	0,00	0,24	29,45
Variazione scorte	-0,03	-0,93	-0,63	0,00	0,00	-1,59
Disponibilità per il consumo interno	16,86	71,09	86,00	13,98	10,81	198,75
Consumi e perdite del settore energetico	-0,51	-0,82	-6,18	-0,07	-44,94	-52,52
Trasformazione in energia elettrica	-11,73	-27,12	-9,39	-11,57	59,81	0,00
Totale impieghi finali	4,62	43,16	70,43	2,34	25,68	146,23
- industria	4,48	16,90	7,60	0,32	11,84	41,14
- trasporti	0,00	0,38	42,83	0,27	0,84	44,31
- usi civili	0,01	24,79	6,87	1,57	12,55	45,79
- agricoltura	0,00	0,14	2,59	0,18	0,45	3,36
- sintesi chimica	0,14	0,95	7,09	0,00	0,00	8,18
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,45	0,00	0,00	3,45

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Come negli anni precedenti, il principale motore dei cambiamenti nella struttura dei consumi per fonti primarie è stato lo sviluppo del settore elettrico.

Infatti, è diminuito il consumo di petrolio nella generazione termoelettrica (-2,5 Mtep) mentre è aumentato quello di gas naturale (3,32 Mtep), nonostante l'approvvigionamento di quest'ultimo sia stato condizionato da un ulteriore forte calo nella produzione interna (-0,8 Mtep) e da limiti fisici nelle infrastrutture di importazione e stoccaggio.

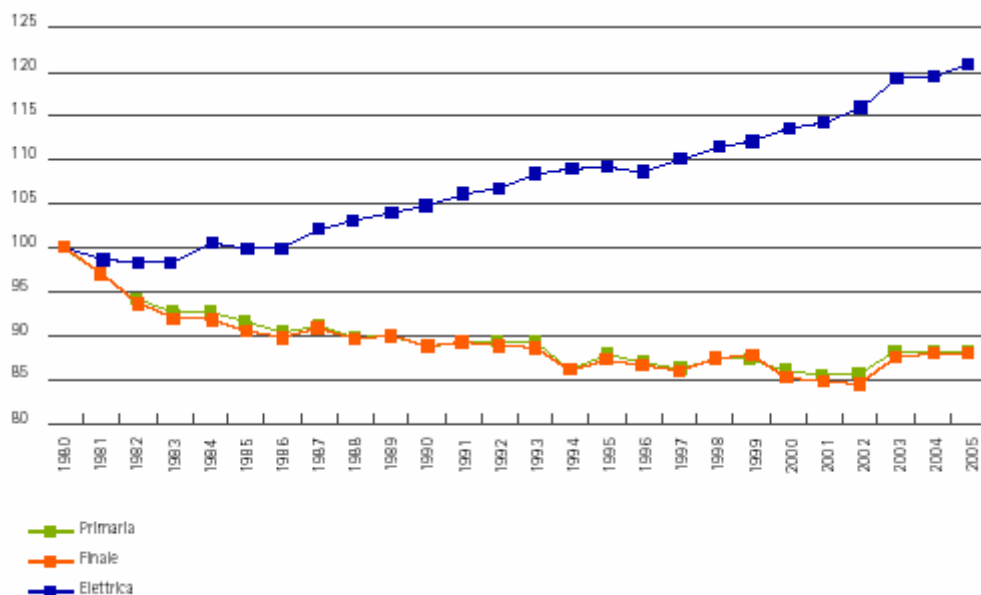


Per quanto riguarda i **consumi finali**, il calo nella trasformazione del carbone e di altri solidi di origine fossile in energia elettrica è stato compensato da un importante aumento nei consumi finali industriali (4%), spinto dal forte differenziale di prezzo di questa fonte rispetto alle fonti concorrenti. Il consumo di prodotti petroliferi è diminuito (o rimasto essenzialmente invariato) in tutti i settori ad eccezione degli usi civili e degli usi non energetici.

I consumi di gas naturale sono aumentati del 3%.

La crescita dei consumi di elettricità (1,1%) è dovuta quasi interamente al settore civile (2,3%). Nel complesso, l'aumento dei consumi finali si è concentrato nel settore civile (4,6%) e con particolare riferimento agli usi non energetici (4,5%), mentre i consumi in altri settori sono calati o rimasti essenzialmente invariati.

Figura 2.1 Intensità energetica del PIL (1980=100)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Istat.



Come si evince dalla Figura 2.1, il rapporto energia/PIL è essenzialmente stabile intorno ai valori degli anni precedenti, per l'energia sia primaria sia finale, mentre è continuata la crescita dell'analogo rapporto per l'energia elettrica, in linea con l'andamento storico.

Questo dato implica una tendenza ad utilizzare sempre più il vettore elettrico rispetto ad altri vettori energetici.

Dal 1° gennaio 2005, è entrato in vigore il “sistema dell'emission trading”, ovvero il meccanismo di mercato per il controllo delle emissioni di CO₂ previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra, in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO₂ e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese. L'emission trading si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto. Esso prevede un primo periodo di applicazione negli anni 2005 - 2007 e un secondo relativo agli anni 2008-2012, durante il quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo.

I settori coinvolti dal meccanismo coprono circa il 45% delle emissioni di CO₂ a livello comunitario e comprendono: produzione elettrica, raffinerie, lavorazione dei metalli ferrosi, vetro, ceramica, cemento e cartiere.

All'inizio del 2006 è giunto a termine il processo di definizione da parte degli Stati membri e di approvazione da parte della Commissione europea dei Piani di Allocazione Nazionali (NAP), che stabiliscono *le quote di emissione assegnate a titolo gratuito* a ciascun impianto interessato dalla Direttiva.

A causa delle richieste di modifiche e integrazioni da parte della Commissione europea, il processo di assegnazione è risultato piuttosto lungo, soprattutto al fine di ridurre l'ammontare delle quote



assegnate dai piani di allocazione inizialmente presentati da alcuni Stati membri. Nel corso del 2005, il prezzo dei certificati di emissione sul mercato europeo ha risentito delle incertezze relative all'approvazione dei piani di allocazione definitivi, dell'andamento delle emissioni nei settori coinvolti e della stima delle quote relative ai progetti *Clean Development Mechanism (CDM)*. Questi ultimi riguardano i progetti di riduzione delle emissioni, effettuati nei *paesi in via di sviluppo*, cui non vengono assegnati limiti nell'allegato B del Protocollo. L'approvazione e il completamento di tali progetti consente il rilascio di certificati validi ai fini dell'assolvimento degli impegni di Kyoto. Essi, insieme ai progetti *Joint Implementation (JI)* (effettuati nei paesi con *economie di transizione* inclusi nell'allegato B) fanno parte dei meccanismi flessibili che potranno entrare nel circuito dell'emission trading europeo in base alla Direttiva 2004/101/CE.

Un altro fattore che ha grandemente influenzato l'andamento del mercato dell'emission trading è stato l'aumento dei prezzi dei combustibili impiegati nella generazione elettrica, cui sono strettamente legati i costi di abbattimento delle emissioni di CO₂ (tra cui il gas naturale), almeno nel medio periodo.

Inizialmente si è riscontrato un incremento dei prezzi sulle principali borse nelle quali sono scambiati i diritti ad emettere. Il prezzo dei diritti ha superato i **30 € per tonnellata di CO₂**. Successivamente, si è avuto a un crollo delle quotazioni, a livelli inferiori ai **15 € per tonnellata di CO₂**, a causa dei primi dati sulle emissioni dichiarate dagli impianti coinvolti nel meccanismo nel corso del 2005 che mostravano un eccesso di quote a livello europeo. Anche i dati preliminari forniti dalla Commissione europea il 16 maggio 2006 evidenzieranno, tale eccesso di quote così come risulta anche dalla Tabella 2.2.

Nonostante l'eccesso di quote, visti i valori che hanno assunto i diritti di emissione è ragionevole prevedere nel medio termine che questi possano attestarsi intorno ai 20€/t. Questi valori tenderanno a ridurre il differenziale di prezzo esistente tra i combustibili più "sporchi" ed "a più buon mercato" e le produzioni di energia elettrica con cicli efficienti alimentati da combustibili meno impattanti dal punto di vista della CO₂ (ad esempio il gas naturale).

Tabella 2.2 Piani di Allocazione Nazionale ed emissioni del 2005 in tonnellate di CO₂

STATO MEMBRO	EMISSIONI CO ₂ PER IL 2005	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE NEL 2005-2007 ^(A)	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE NON ASSEGNATA ALL'INIZIO DEL MECCANISMO ^(B)
Austria	33.372.841	32.674.905	330.050
Belgio	55.354.096	59.853.575	2.545.876
Danimarca	26.090.910	31.039.618	348.020
Estonia	12.621.824	18.763.471	2.460.382
Finlandia	33.072.638	44.587.032	189.529
Francia	131.147.905	150.500.685	862.952
Germania	473.715.872	495.073.574	4.871.317
Grecia	71.033.294	71.135.034	3.926.426
Irlanda	22.397.678	19.238.190	3.286.839
Italia	215.415.641	207.518.860	1.424.738
Lettonia	2.854.424	4.054.431	3.081.180
Lituania	6.603.869	11.468.181	15.551.575
Paesi Bassi	80.351.292	86.439.031	505.760
Portogallo	36.413.004	36.898.516	797.213
Regno Unito	242.396.039	209.387.854	2.503.305
Repubblica Ceca	82.453.727	96.907.832	1.262.898
Repubblica Slovacca	25.237.739	30.364.848	7.180
Slovenia	8.720.550	8.691.990	66.667
Spagna	181.063.141	162.111.391	13.162.130
Svezia	19.306.761	22.530.831	678.149
Ungheria	25.714.574	30.236.166	15.527.484
TOTALE	1.785.337.819	1.829.476.015	73.389.670

A) I valori riportati riguardano le allocazioni agli impianti già esistenti all'inizio del meccanismo.

B) I valori in questa colonna corrispondono a quote non allocate a impianti esistenti all'avvio del meccanismo, ma messe a riserva principalmente a favore di nuovi entranti o per essere messe all'asta (nei casi di Danimarca, Irlanda, Lituania, Ungheria).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Appare interessante, a questo punto, sottolineare il ruolo centrale che il settore energetico gioca con riferimento alla riduzione delle emissioni di gas serra. Infatti, la Tabella 2.3 [2] mostra la riduzione delle emissioni attese nel periodo 2008-2012 per i vari settori.

**Studio sulle Scelte Progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MWe
- ENIPOWER di Taranto.**



Dai dati riportati risulta evidente come tra gli interventi previsti quelli che comportano le maggiori riduzioni di emissioni riguardano il settore energetico (50,2%) ed i crediti di carbonio derivanti da progetti JI e CDM (23,2%).

Il settore energetico rappresenta il settore dove gli interventi, già previsti nello scenario di riferimento, presentano maggiore efficacia in termini di riduzione delle emissioni, grazie all'uso di tecnologie più efficienti ma anche in relazione ai meccanismi di flessibilità introdotti dal Protocollo di Kyoto quali la Joint Implementation (JI) ed il Clean Development Mechanism (CDM) che possono assicurare il raggiungimento dell'obiettivo previsto per l'Italia.

Riguardo a questo ultimo punto, appare di interesse, quanto evidenziato dal Piano nella Delibera CIPE n. 123, 2002 [2]:

“Nel corso delle consultazioni con gli operatori, sono emerse potenzialità di CDM da parte di ENI pari a un massimo di circa 20 Mton CO₂ da riduzione di gas flaring e gas venting in paesi in cui ENI ha interessi minerari. Ad esempio, azioni di riduzione perseguibili in “campi olio” in Nigeria possono produrre abbattimenti di circa 12 Mt/a di CO₂eq, utilizzando tecnologie differenti quali re-iniezione in giacimento, generazione elettrica da cicli combinati a gas, processi di liquefazione del gas naturale (treni LNG) ecc. Al momento sono pressoché completi gli studi tecnici relativi agli impianti in questione che rendono possibile la realizzazione degli stessi entro brevissimo tempo dallo start up. I progetti di abbattimento delle emissioni da flaring-venting hanno caratteristiche rispondenti ai criteri di addizionalità richiesti per il riconoscimento CDM e come tali apporterebbero un notevole contributo in termini di riduzione di CO₂eq per l'Italia.”.



**Tabella 2.3: Riduzione delle emissioni di CO₂eq. nel periodo 2008-2012
rispetto allo scenario tendenziale**

SETTORE	Riduzione nel periodo 2008-2012 (Mt CO₂eq./anno)	Percentuale di riduzione per settore
Industria elettrica	-26,0	50,19%
Trasporti	-7,5	14,48%
Civile	-6,3	12,16%
Crediti di carbonio (JI, CDM)	-12,0	23,17%
Totale	-51,8	100,00%

2.2 La struttura dell'offerta di energia elettrica in Italia

In Italia nel 2005, il parco produttivo ed il bilancio energetico sono riassunti nella Tabella 2.4 di fonte TERNA [3]. In Italia, l'emergenza gas che ha caratterizzato l'inverno 2005-2006 ha reso evidenti i cambiamenti strutturali che in questi ultimi anni hanno interessato il parco per la generazione elettrica del nostro Paese.

In particolare, il 2005 ha visto l'ingresso di circa 5.000 MW di nuova capacità installata, in prevalenza, cicli combinati alimentati a gas. Se da una parte questa evoluzione ha determinato un aumento dell'efficienza complessiva della generazione dall'altra ha accentuato la specializzazione del parco italiano in impianti base-load e ha, nel contempo, fatto emergere il problema della sicurezza nell'approvvigionamento del gas naturale.

Nel 2005, la domanda di energia elettrica, pari a 330,4 TWh, è aumentata dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Nonostante tale aumento, la generazione nazionale lorda è diminuita dello 0,3%, in ragione di un significativo incremento del saldo estero. Dal lato dell'offerta, l'anno è stato,



inoltre, caratterizzato da un maggiore contributo della produzione termoelettrica alla generazione lorda complessiva rispetto al 2004.

Tabella 2.4 Situazione impianti e Bilancio energia elettrica nel 2005.

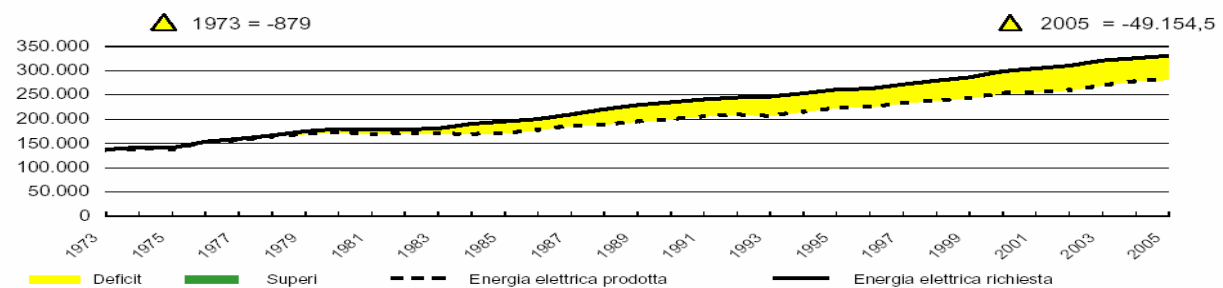
Situazione impianti

al 31/12/2005				
		Produttori	Autoproduttori	Italia
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	1.873	189	2.062
Potenza efficiente lorda	MW	21.139,3	203,5	21.342,8
Potenza efficiente netta	MW	20.794,1	198,7	20.992,8
Producibilità media annua	GWh	50.959,6	1.022,5	51.982,1
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	553 (31)	473	1.026
Sezioni	n.	1.146 (31)	839	1.985
Potenza efficiente lorda	MW	60.508,0 (711,0)	4.848,5	65.356,6
Potenza efficiente netta	MW	58.195,8 (670,8)	4.639,7	62.835,5
Impianti eolici e fotovoltaici				
Impianti	n.	160	1,0	161
Potenza efficiente lorda	MW	1.644,6	1,5	1.646,1

* tra parentesi sono indicati i valori relativi agli impianti geotermoelettrici

Energia richiesta

Energia richiesta in Italia	GWh	330.443,0
Δ = Deficit(-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-49.154,5
	%	14,9



Consumi: complessivi 309.816,8 GWh; per abitante 5.286 kWh

Consumi per categoria di utilizzatori GWh

	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestico	Totale ¹
Totale	5.364,4	153.726,8	79.304,9	66.932,5	305.328,7

La Tabella 2.5 mostra come, nel corso del 2005, la produzione termoelettrica lorda sia cresciuta del 2,4%, risultando pari a circa 246,3 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata di quasi il

Studio sulle Scelte Progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MWe - ENIPOWER di Taranto.



15%, parallelamente ad una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-24,1%) e da combustibili solidi (-3,6%).

L'aumento del consumo di gas naturale per fini di produzione elettrica nel 2005 trova giustificazione in una minore utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero (e, quindi, una minore importazione di energia nucleare dalla Francia), in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti a gas rispetto all'anno precedente.

Tabella 2.5 Situazione impianti e Bilancio energia elettrica nel 2005.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Produzione termoelettrica	206.741	207.246	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.299
Solidi	23.311	23.812	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.900
Gas naturale	70.213	86.217	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	148.900
Prodotti petroliferi	105.123	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.860
Altri	8.094	5.931	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	17.639
Produzione da fonti rinnovabili	46.894	51.992	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.501
Biomassa e rifiuti	1.229	1.822	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.113
Eolico	232	403	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.135
Fotovoltaico	6	6	6	5	4	5	4	5
Geotermico	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325
Idroelettrico da apporti naturali	41.214	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	35.924
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.151	6.419	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.558
Produzione totale	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	302.359
<i>Per memoria:</i>								
Produzione idroelettrica totale	47.365	51.777	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.482

Fonte: Elaborazione AEEG su dati TERNA. I dati relativi al 2005 sono provvisori.

Con riferimento alle fonti rinnovabili, si evidenzia una rilevante diminuzione, pari al 16%, della produzione idroelettrica data da apporti naturali, sostanzialmente legata alla scarsità di precipitazioni nel Nord Italia che ha caratterizzato l'inverno 2005, mentre sono risultate in aumento tanto la produzione eolica (+15,6%) quanto la produzione da biomasse e rifiuti (+8,4%). Nel complesso, la quota di generazione da fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda è diminuita di due punti percentuali, passando dal 18,4% del 2004 al 16,4% del 2005. La produzione da pompaggi, infine, si è ridotta nel 2005 dell'8,5%, attestandosi su un valore pari a circa 6,6 TWh.

**Studio sulle Scelte Progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MWe
- ENIPOWER di Taranto.**



Nella figura 2.2 vengono riportate le quote di generazione per società nel 2005 confrontate con quelle dell'anno precedente.

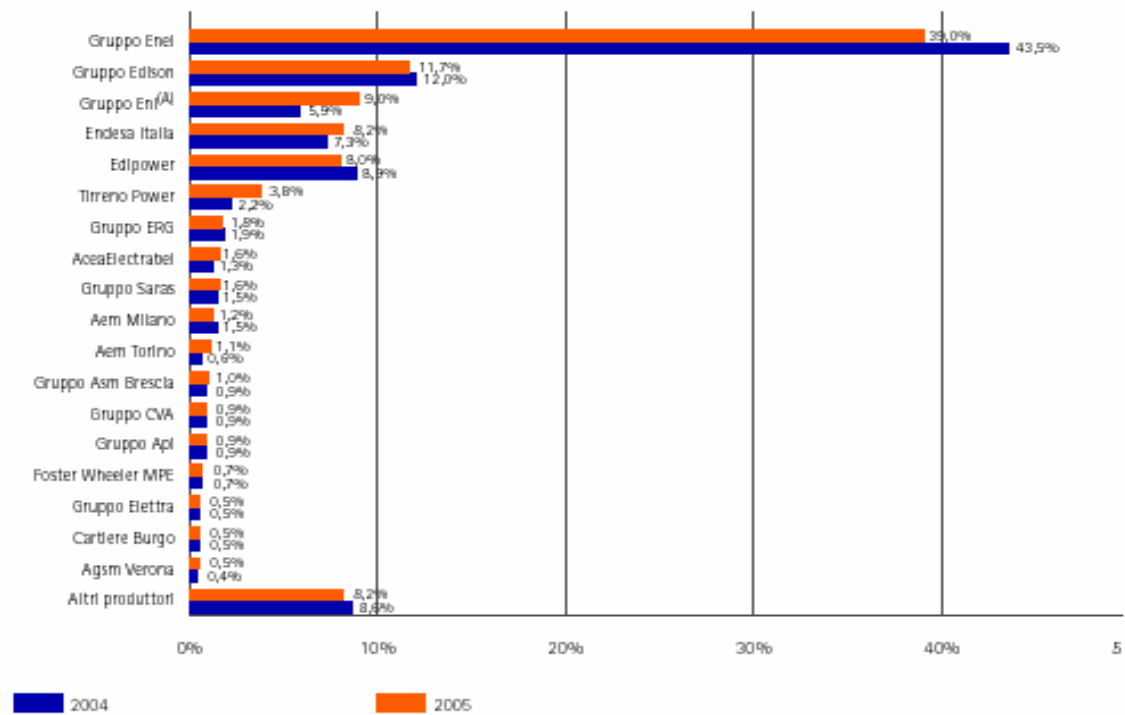
In linea con il trend degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4,5 punti percentuali, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino. Eni, in particolare, ha raggiunto una quota di mercato del 9% circa.

Utilizzando l'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) è possibile evidenziare una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda. Infatti, l'indice relativo al 2005 assume un valore pari a 1.900, mentre nel 2004 era pari a 2.220.

La riduzione del potere di mercato dell'operatore dominante non potrà che riflettersi positivamente sui prezzi dell'energia elettrica. In questo ENIPower, insieme a pochi altri operatori, contribuisce a ridurre la concentrazione di mercato; il panorama dell'offerta dovrebbe essere ulteriormente ampliato in termini di contributo di ogni singolo operatore ed allargato ad altre società.

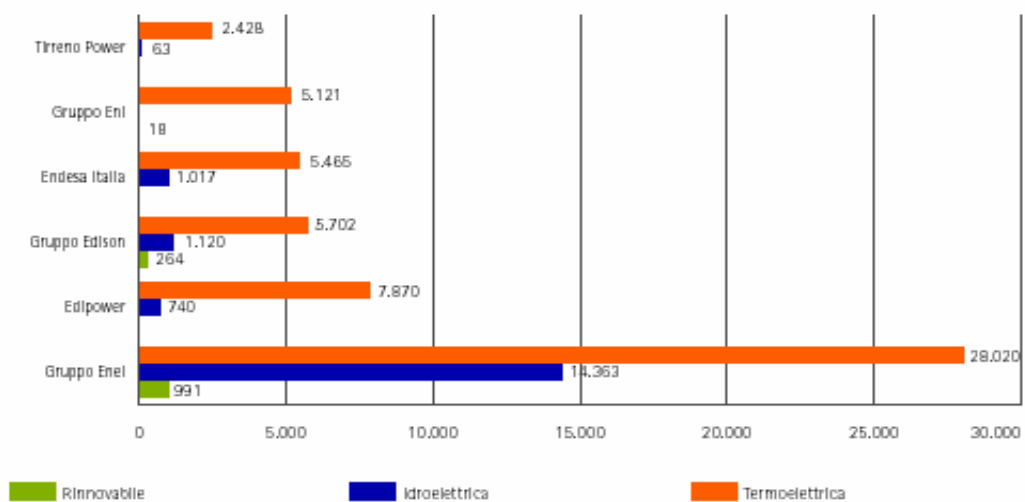
Nel 2005, i prezzi dell'energia elettrica per gli utenti industriali sono cresciuti meno rispetto agli altri paesi europei mantenendo, comunque, rispetto ad essi un divario significativo tutto a sfavore dell'Italia. Un raffreddamento della crescita dei prezzi è dovuto oltre alla riduzione del potere di mercato, al diverso mix di produzione del 2005 rispetto al 2004 ed all'ingresso di nuovi impianti, avvenuto nel corso dell'anno. Per quanto riguarda la capacità installata lorda, infatti, si è registrata nel 2005 una crescita superiore a 5.000 MW (prevalentemente da cicli combinati a gas), con un incremento pari a circa il 6,4% rispetto all'anno precedente.

Fig. 2.2 Distribuzione delle quote di mercato tra i vari operatori



A) Il dato del gruppo Eni relativo al 2004 non comprende la divisione Exploration & Production.
 Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

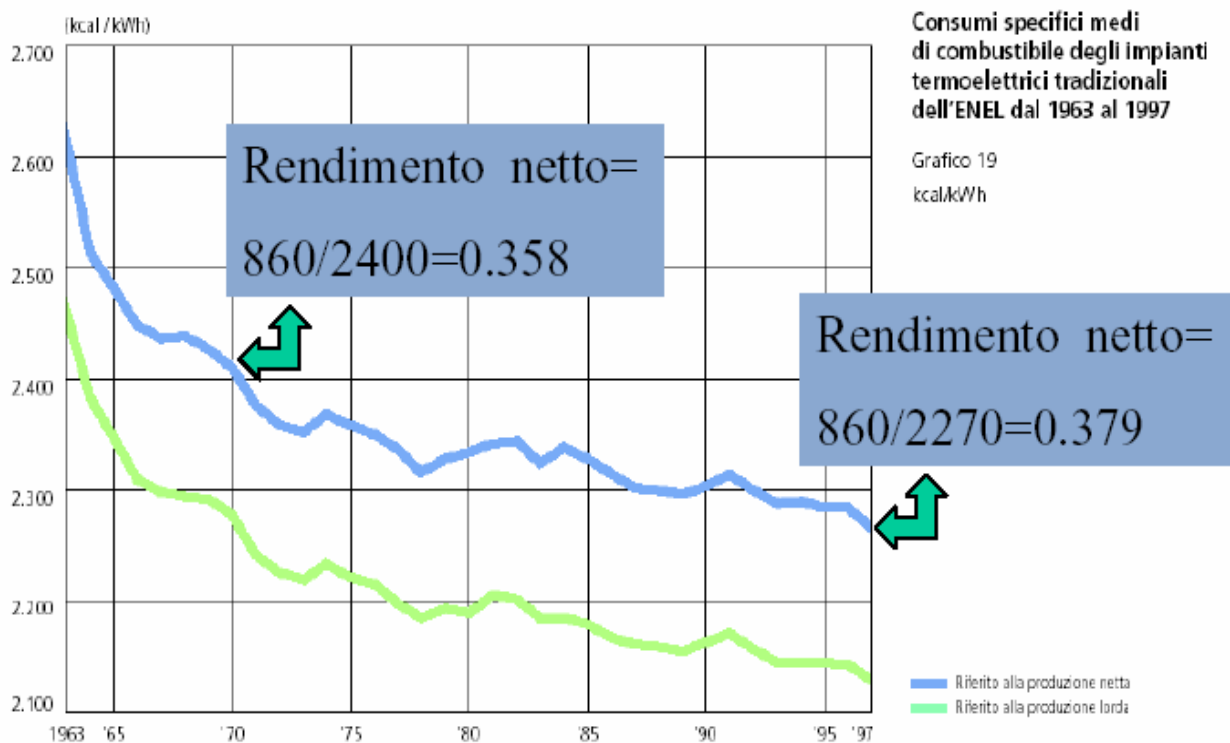
Fig. 2.3 Nuova capacità di generazione per i principali operatori



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La nuova capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici, con l'ingresso di circa 4.400 MW. La figura 2.3 riporta la capacità disponibile lorda per i maggiori operatori, si notano, infatti, gli incrementi della capacità termoelettrica del gruppo Edison e del gruppo Eni, che dichiarano ciascuno circa 1.000 MW in più rispetto al 2004.

Fig. 2.4 Evoluzione rendimenti termici in Italia (Fonte ENEL).



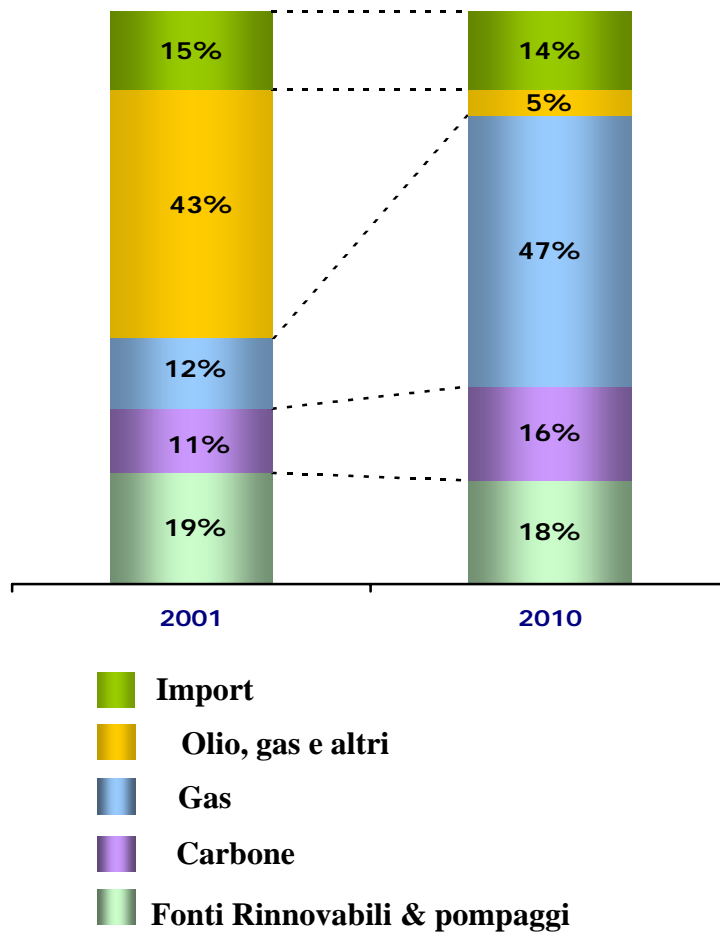
E' interessante, infine, evidenziare l'andamento dei rendimenti termici medi delle centrali italiane nel corso degli anni (Figura 2.4). Si può notare come questi siano aumentati molto lentamente nel corso degli anni fino alla fine degli anni novanta ed i primi anni del nuovo millennio. In epoca recente, il rendimento termico medio si attestava ancora intorno al 38%.

Solo l'uso dei cicli combinati, negli ultimi anni, ha consentito di elevare il rendimento medio con cui è utilizzato il gas naturale, in maniera significativa, di almeno il 5% su scala nazionale.



Infine, può essere utile dare uno sguardo ad alcune proiezioni sulla composizione del mix produttivo del parco termoelettrico italiano che mostrano la preponderanza dell'uso dei cicli combinati a gas ad alta efficienza nell'immediato futuro. Tale scelta del mercato si rifletterà in una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica stimabile intorno al 20-25% (fonte ENEL).

Fig. 2.5 Evoluzione del mix produttivo (Fonte GRTN 2001).





2.3 Impatto ambientale della produzione di energia elettrica

I dati riportati in questo paragrafo si riferiscono per la maggior parte ai dati pubblicati dall'ENEA nel Rapporto Energia ed Ambiente del 2005 [4]. Le principali emissioni in atmosfera, provenienti da impianti termoelettrici di produzione di energia elettrica, sono: anidride carbonica (CO₂), ossidi di zolfo (SO_x), ossidi di azoto (NO_x) e polveri. I dati quantitativi più recenti relativi a questi inquinanti, diffusi dall'APAT e riferiti al 2003, sono riportati in tabella seguente. I valori non comprendono le emissioni di impianti siti in raffinerie e stabilimenti siderurgici.

Tabella 2.6: Emissioni in atmosfera da parte degli impianti termoelettrici di produzione di energia elettrica. Anno 2003.

Inquinante	Quantità sistema elettrico	Quantità totale	Percentuale rispetto al totale
	t	t	%
CO ₂	128.129.254	487.281.898	26,3%
NO _x	110.138	1.259.579	8,7%
SO _x	170.184	506.169	33,6%
COVNM	4.343	1.475.699	0,3%
CO	29.824	4.486.212	0,7%
N ₂ O	6.002	141.393	4,2%
NH ₃	178	423.768	0,0%
PM10	6.000	172.710	3,5%

Fonte: APAT

Nella tabella 2.6 sono riportati anche i dati nazionali relativi alle emissioni e il rapporto percentuale dei dati del settore elettrico rispetto a quelli nazionali. Secondo le valutazioni APAT, nel 2003, il settore elettrico ha prodotto il 26,3% delle emissioni nazionali di CO₂, l'8,7% di quelle di NO_x, il 33,6% di quelle di SO_x.

Dalle percentuali appare chiaro come il contributo del settore elettrico sia significativo soprattutto per i gas a effetto serra e gli ossidi di zolfo; esso ha, quindi, un ruolo importante nel conseguimento degli obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti dal Protocollo di Kyoto, entrato in vigore dal 16 febbraio 2005.



Nella tabella seguente sono invece riportati i valori della sola anidride carbonica emessa da tutti gli impianti di produzione di energia elettrica ivi compresi quelli siderurgici e le raffinerie. È riportato anche il valore medio di anidride carbonica emessa per kWh prodotto nel caso si consideri solo la produzione termoelettrica e nel caso si consideri tutta l'energia elettrica prodotta compresa, quindi quella proveniente dalle fonti rinnovabili.

Tabella 2.7: Serie storica dei valori di emissione di CO₂ per kWh prodotto

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Produzione elettrica lorda (TWh)	216,9	214,5	265,7	276,6	279	284,4	293,9
CO ₂ totale emessa (Mt)	124,2	132,9	133,4	140,5	138	144,5	145,7
Emissione specifica (g CO ₂ /kWh produzione termoelettrica lorda)	696	680	643	645	639	637	614
Emissione specifica (g CO ₂ /kWh produzione elettrica lorda)	572	550	501	508	495	508	494

Fonte: APAT

I dati riportati in Tabella possono essere integrati dal dato più recente disponibile sulle emissioni specifiche di anidride carbonica del parco termoelettrico italiano di fonte TERNA [5]. Le emissioni specifiche sono pari a **582 g/kWh** per la produzione termoelettrica lorda e **483 g/kWh** per la produzione elettrica lorda nel suo complesso (incluso idroelettrico e rinnovabili).

Questi ultimi dati sono in linea con l'andamento storico dei dati di fonte APAT.

Dalla Tabella 2.7, si può notare come i valori di emissione specifica della produzione termoelettrica lorda vadano diminuendo grazie all'utilizzo delle nuove tecnologie di produzione di energia elettrica tra cui il ruolo predominante è certamente affidato ai cicli combinati a gas.

2.4 Situazione pugliese ed indicazioni del PEAR



Per la Puglia, gli ultimi dati disponibili, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), si riferiscono al 2005 [6]. Il documento di Discussione preliminare del PEAR fa riferimento a dati del 2004 [7]. Alcune proiezioni al 2006 possono essere disponibili nel PEAR della Regione Puglia.

Il territorio della Regione Puglia è caratterizzato dalla presenza di numerosi impianti di produzione di energia elettrica, funzionanti sia con fonti fossili che con fonti rinnovabili. L'energia elettrica prodotta, destinata al consumo nel 2004 è stata di 28.793 GWh, a fronte di un consumo complessivo pari a 18.288 GWh. Nel 2005 la produzione complessiva di energia elettrica ha raggiunto 30533 GWh di cui 18993 destinati ai consumi interni pugliesi.

La composizione degli impianti al 2005 è quella riportata in Tabella 2.8.

Tabella 2.8: Consistenza Impianti in Puglia al 2005 (fonte TERNA)

Situazione impianti

al 31/12/2005		Produttori	Autoproduttori	Regione
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	-	-	-
Potenza efficiente lorda	MW	-	-	-
Potenza efficiente netta	MW	-	-	-
Producibilità media annua	GWh	-	-	-
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	29	9	38
Sezioni	n.	66	17	83
Potenza efficiente lorda	MW	6.813,8	145,3	6.959,0
Potenza efficiente netta	MW	6.406,5	139,7	6.546,2
Impianti eolici e fotovoltaici				
Impianti	n.	29	-	29
Potenza efficiente lorda	MW	301,3	-	301,3



A confronto con il sistema termoelettrico nazionale, quello pugliese presenta un'efficienza inferiore [7].

Dal Documento di discussione del PEAR del febbraio 2006, si possono ricavare le emissioni specifiche di CO₂ nel caso della produzione di energia elettrica per varie regioni italiane sulla base di elaborazioni ricavate da dati dell'ENEA.

I risultati riportati nel grafico, ripresi da [7] e riferiti al 2004, mostrano una Regione Puglia caratterizzata da una emissione specifica di CO₂ tra le più elevate in Italia (circa 820 g/kWh). Tale risultato si spiega con la presenza, come si è già detto, di un parco termoelettrico mediamente meno efficiente rispetto al parco generazione nazionale e l'uso di combustibili fossili caratterizzati da emissioni specifiche elevate quali il Carbone e l'Olio combustibile.

Risulta, quindi, evidente la necessità di spostare la produzione termoelettrica verso l'uso di combustibili più "environmentally friendly" e cicli più efficienti quali cicli combinati a gas [8].

A titolo di confronto, la figura che segue mostra le emissioni specifiche prodotte da diversi tipi di combustibili [9]. In Puglia la presenza di grandi impianti termoelettrici funzionanti a carbone contribuisce ad innalzare significativamente le emissioni specifiche di anidride carbonica.

Si può notare, infatti, che le emissioni specifiche, nel caso del carbone, sono da 3 a 5 volte superiori rispetto a quelle prodotte da centrali a ciclo combinato alimentate a gas.

Figura 2.6: Emissioni specifiche di CO₂ per tipologie di combustibile

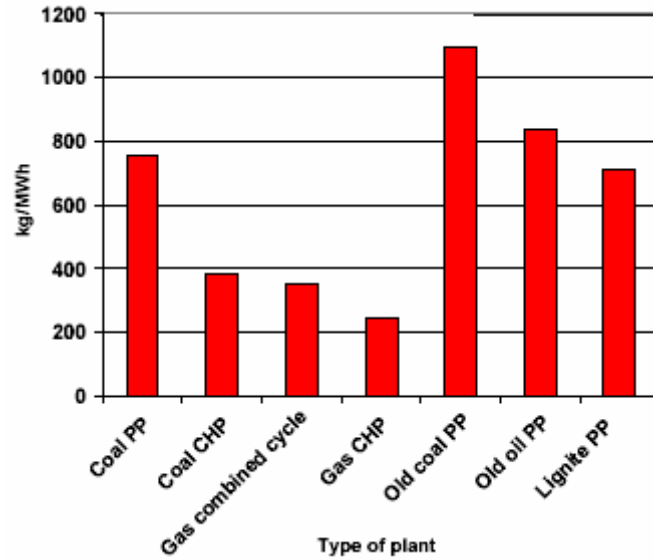


Figura 2.7: Emissioni specifiche di CO₂ per Regione

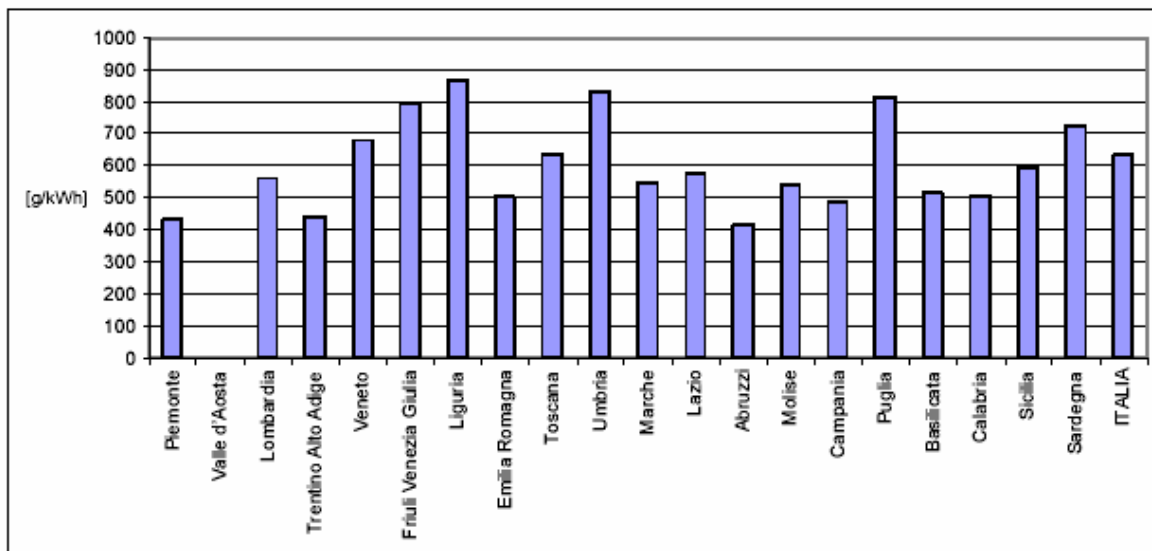
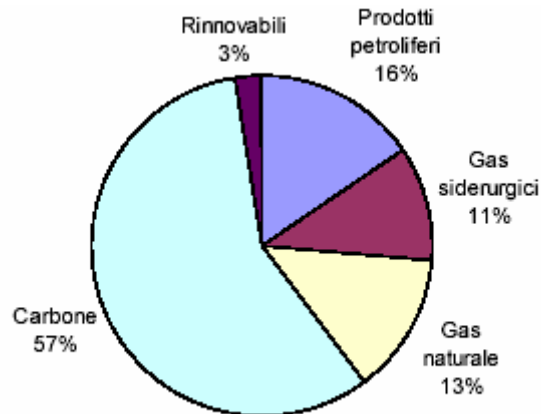


Figura 2.8: Ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia

Studio sulle Scelte Progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MWe - ENIPOWER di Taranto.



elettrica in Puglia nel 2004 (fonte PEAR [7]).



Come indicato nel Documento di discussione del PEAR del febbraio 2006 [7], attualmente la capacità produttiva regionale, per quanto riguarda i grossi impianti di produzione, ammonta a circa 4800 MW, come riportato nella tabella seguente.

Tabella 2.9: Maggiori centrali termoelettriche in Puglia al 2005

Produttore	Località	Potenza (MW)
ENEL	Bari	130
ENEL	Brindisi	2640
EDIPOWER	Brindisi	640
ENIPOWER	Brindisi	302
ENIPOWER	Taranto	87
EDISON	Taranto	1009
EDISON	Candela	400

Per valutare la possibile evoluzione dell'apparato di produzione termoelettrica secondo uno scenario tendenziale, nel PEAR si considerano le centrali che al momento risultano autorizzate che aggiungono una capacità di generazione pari a circa 2300 MW, come indicato in Tabella.

Tabella 2.10: Maggiori centrali termoelettriche già autorizzate in Puglia.

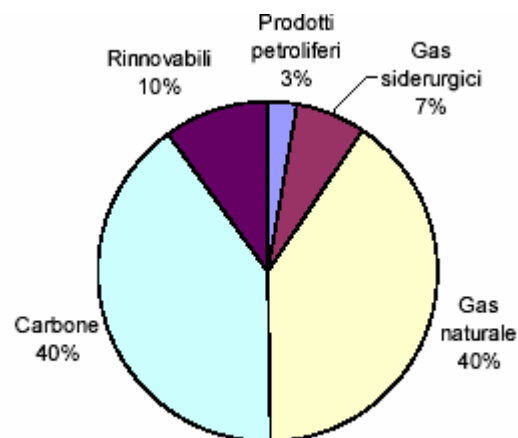
Studio sulle Scelte Progettuali relative alla Centrale Termoelettrica CCGT da 240 MWe
- ENIPOWER di Taranto.



Produttore	Località	Potenza (MW)
MIRANT	San Severo	390
ENERGIA	Modugno	750
ENIPOWER	Brindisi	1170

La messa in esercizio di tali centrali, tutte a ciclo combinato, porta a stimare una composizione percentuale delle fonti energetiche primarie come indicato nel grafico seguente, assumendo, come previsto nel PEAR, una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (soprattutto eolico) pari a 5000 GWh [7].

Figura 2.9: Ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica in Puglia nello scenario tendenziale ipotizzato dal PEAR [7].



Dal confronto della Figura 2.8 con la Figura 2.9, appare immediato il messaggio che il Piano Energetico Ambientale, nel Documento di discussione preliminare, vuole mandare agli operatori pugliesi: favorire un incremento decisivo delle fonti rinnovabili (+7%) ma anche privilegiare un combustibile pulito, come il gas, il cui maggior utilizzo (+27%) compensa un minore ricorso al carbone come combustibile fossile (-17%) e ai prodotti petroliferi (-13%).



In questa logica, appare inserirsi l'intervento per la realizzazione di una centrale a ciclo combinato a gas di 240 MWe presso la Raffineria di Taranto. Infatti, tale intervento tende a sostituire le vecchie caldaie ad olio combustibile per la produzione di energia termica e produrre, come surplus, una quantità di energia elettrica che potrà sostituire, sul mercato nazionale, eguali quantità di energia elettrica prodotte da fonti meno efficienti e più inquinanti.

Nell'immediato futuro, grazie al ricorso alla produzione da cicli combinati a gas e ad una politica di incentivazione delle fonti rinnovabili, si può pensare ad un miglioramento delle emissioni specifiche. Questo scenario tendenziale porta ad una produzione stimata di energia elettrica pari a oltre 50.000 GWh, contro i poco più di 31.000 GWh attuali. Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, queste arriverebbero a circa 33 milioni di tonnellate, contro i 27,5 milioni di tonnellate attuali (+20%).

In termini specifici, le emissioni passerebbero a circa 650 g/kWh.

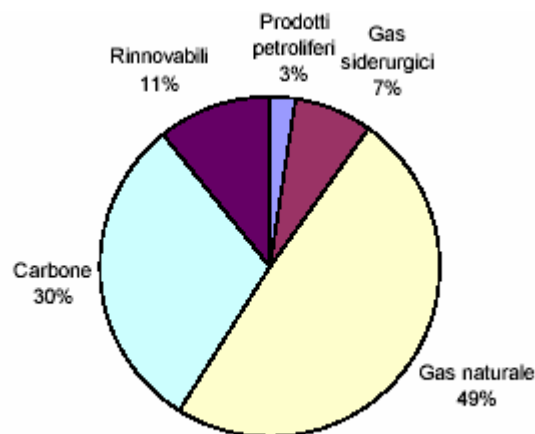
Lo scenario obiettivo, disegnato dal PEAR, assume, in definitiva, la riduzione del ricorso al carbone in favore di un maggior ricorso al gas naturale nel medio periodo (3-5 anni). Il grafico che segue riporta sinteticamente la ripartizione dei contributi delle varie fonti.

Questo scenario porta ad una sostanziale stabilizzazione delle emissioni di CO₂. In termini specifici, le emissioni passerebbero a circa 610 g/kWh.

Nel confrontare le Figure 2.8 e 2.10, si disegna in maniera completa il progetto che sta dietro il Piano Energetico Ambientale esposto nel Documento di discussione preliminare. Lo scenario obiettivo vuole favorire un incremento delle fonti rinnovabili (+8%) ma anche utilizzare in maniera sostanziale come combustibile fossile il gas il cui maggior utilizzo (+36%) compensa

un minore ricorso al carbone come combustibile fossile (-27%) e ai prodotti petroliferi (-13%).

Figura 2.10: Ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica in Puglia nello scenario obiettivo ipotizzato dal PEAR [7].



Molto interessante ai fini di questo studio sono anche i dati che riguardano i consumi in Puglia.

La Tabella 2.11 mostra l'andamento dei consumi in Puglia a partire dagli anni '70. E' evidente una crescita costante e, grosso modo, omotetica rispetto al PIL pugliese.

L'area in verde mostra gli esuberanti di produzione rispetto ai consumi.

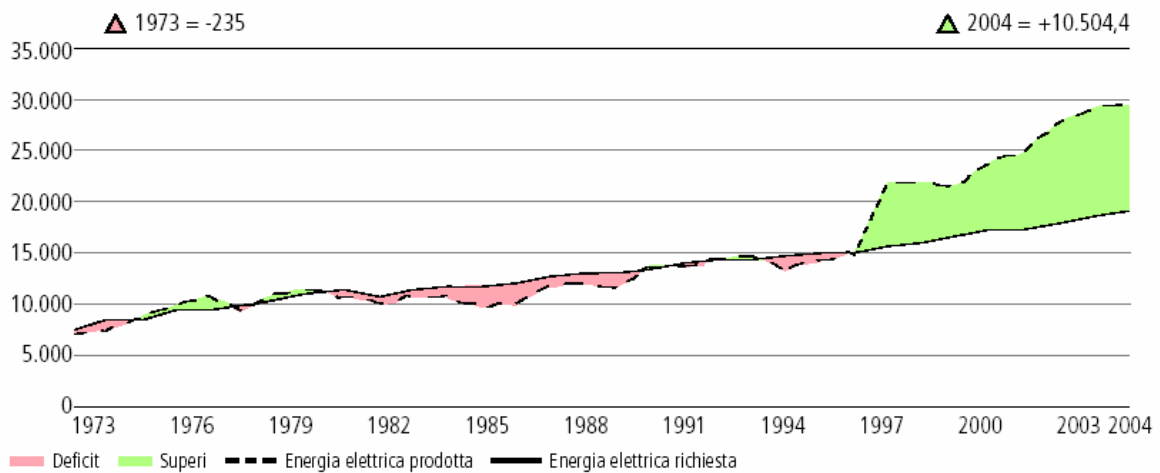
Dalla Tabella 2.11, dalla Figura 2.11 e dalla Figura 2.12 è facile evidenziare **la forte connotazione industriale della provincia di Taranto, nonché il peso rilevante dei consumi di questa provincia rispetto ai consumi totali pugliesi.**



Tabella 2.11: Bilancio dell'energia elettrica nel 2004 (fonte GRTN)

Energia richiesta

Energia richiesta in Puglia	GWh	18.288,2
△ Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	+10.504,4
	%	57,4



Consumi: complessivi 16.797,6 GWh; per abitante 4.150 kWh

Consumi per categoria di utilizzatori e provincia

GWh					
	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestici	Totale ¹
Bari	188,5	1.495,9	1.411,0	1.568,2	4.663,5
Brindisi	44,5	995,8	312,8	424,8	1.777,9
Foggia	119,8	627,9	539,1	619,8	1.906,5
Lecce	69,6	501,3	689,7	859,2	2.119,8
Taranto	49,9	5.025,0	473,2	629,4	6.177,5
Totale	472,2	8.646,0	3.425,6	4.101,4	16.645,3

Figura 2.11: Distribuzione dei consumi per Provincia nel 2004 (fonte [7]).

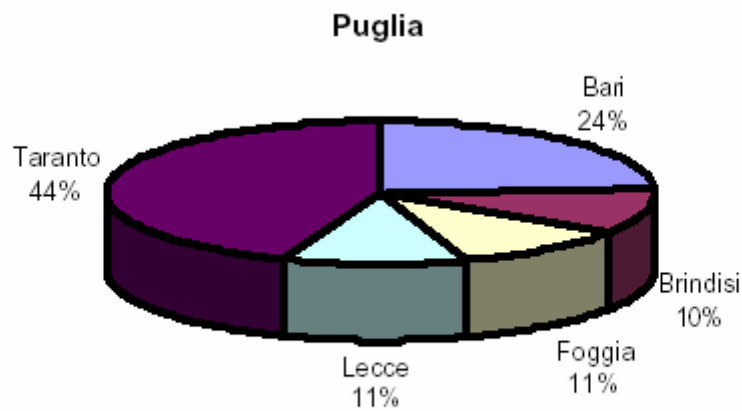
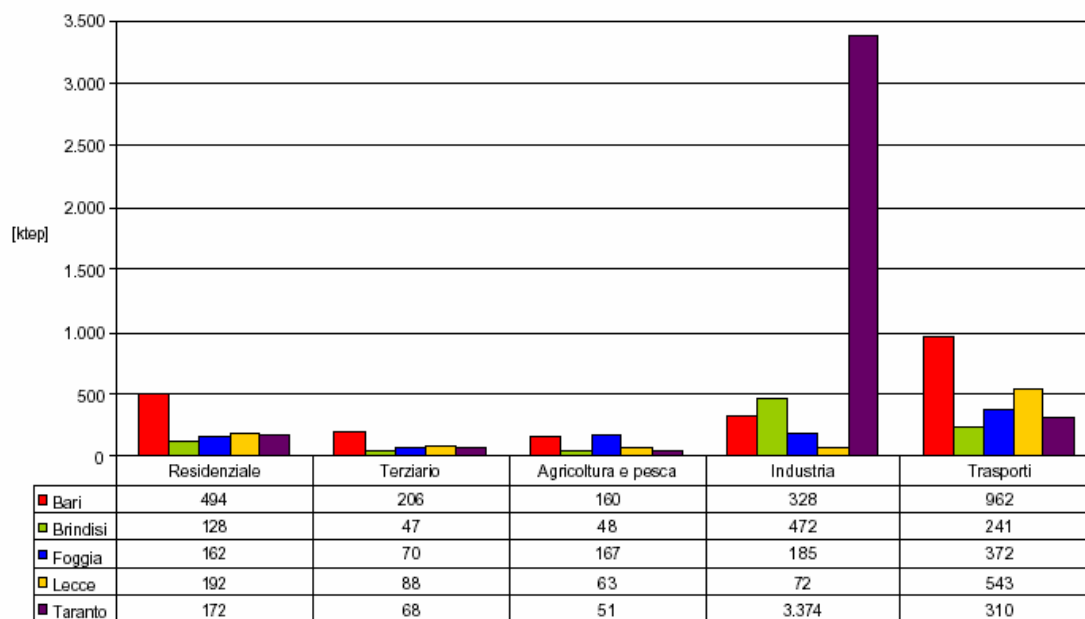


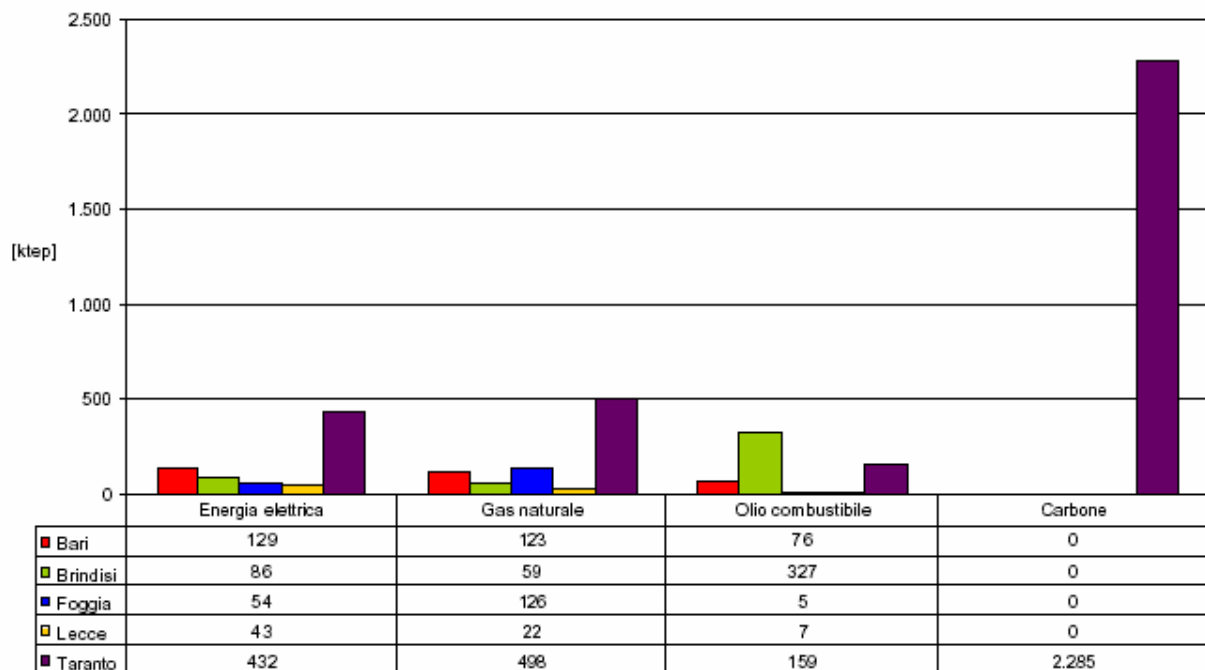
Figura 2.12: Consumi per provincia e per categoria di utilizzatori (fonte [7]).



La Figura 2.13 che segue, tratta dal PEAR [7], mostra la distribuzione dei consumi industriali per vettore energetico.

E' evidente il ruolo giocato dal comparto siderurgico nella provincia di Taranto che è caratterizzato da consumi per uso industriale di carbone. Significativi, ai fini dell'impatto ambientale, sono anche i consumi di olio combustibile

Figura 2.13: Consumi per provincia e per vettore energetico (fonte [7]).



Relativamente al settore siderurgico di Taranto è necessario considerare che gli impianti a ciclo integrale dello stabilimento sono caratterizzati da una capacità produttiva (12 milioni di tonnellate/anno di acciaio) significativamente superiore a quella che fino ad oggi si è sfruttata. A causa di questa condizione è stato definito un piano che prevede l'incremento della produzione ad un valore di circa il 30% rispetto al livello del 2004.

In corrispondenza di ciò, è previsto un incremento dei consumi di fonti energetiche con particolare riguardo al carbone.



Sulla base di questi dati è auspicabile che combustibili, quali il carbone e l'olio combustibile negli impianti di combustione a larga scala, siano sostituiti da sistemi più efficienti che utilizzino combustibili meno impattanti dal punto di vista dei gas serra quali il gas naturale. Il progetto di espansione della Raffineria di Taranto viaggia in questa direzione sostituendo la produzione di calore da olio combustibile con l'utilizzo cogenerativo di un ciclo combinato a gas. Il progetto prevede, tra l'altro, il potenziamento delle infrastrutture energetiche locali prevedendo la realizzazione di un gasdotto da parte di Snam rete gas.

La situazione analizzata per il 2004, si ripropone per grandi linee anche per l'anno 2005. Di seguito sono riportati i principali dati relativi alla offerta e alla domanda di energia elettrica in Puglia.

Tabella 2.12: Bilancio dell'energia elettrica nel 2005 (fonte TERNA)

Energia richiesta

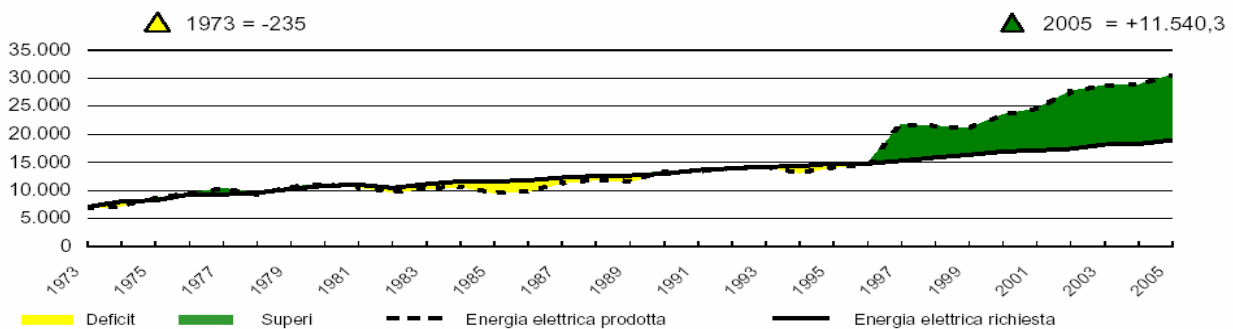
Energia richiesta nella regione Puglia

GWh 18.993,1

Δ = Deficit(-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta

GWh +11.540,3

% 60,8



Consumi: complessivi 17.629,1 GWh; per abitante 4.331 kWh

Consumi per categoria di utilizzatori e provincia GWh

	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestico	Totale ¹
Bari	209,9	1.527,0	1.522,2	1.572,9	4.832,0
Brindisi	48,7	1.075,6	343,3	428,6	1.896,3
Foggia	129,6	634,8	592,5	607,6	1.964,6
Lecce	70,6	503,9	727,4	855,8	2.157,7
Taranto	71,7	5.376,9	538,7	636,4	6.623,7
Totale	530,6	9.118,3	3.724,1	4.101,4	17.474,3



2.5 Confronti con la situazione europea e proiezioni a lungo termine

Un bilancio della generazione elettrica è riportato, in Tabella 2.13, per l'Unione Europea dal 1990 fino al 2030 [9]. E' ancora una volta da notare il ruolo fondamentale che svolgerà l'uso dei cicli combinati a gas nella produzione dell'energia elettrica. E' anche evidente l'incremento di produzione da carbone, in virtù dei suoi costi di produzione più bassi.

Degno di menzione è l'andamento dei rendimenti medi delle centrali che cresceranno gradualmente dal 35,8% del 1997 al 46,6 % del 2030.

Si noti che, in media, mai questi rendimenti eccederanno quelli dei cicli combinati a gas (56%-60%) e che, quindi, sarà nel lungo termine, sempre conveniente sostituire produzione termoelettrica convenzionale con altrettanta generazione ottenuta da questi cicli ad alta efficienza.

Le emissioni specifiche medie europee per la produzione termoelettrica sono mediamente più elevate rispetto al caso italiano a causa di un generalizzato maggior ricorso alle centrali alimentate a carbone.

A titolo di confronto, si ricorda che per l'Europa, nel suo complesso, le emissioni specifiche per la **produzione termoelettrica lorda** sono pari a circa **699 g/kWh**, per la UE 15 sono dell'ordine di 700 g e solo il Lussemburgo è caratterizzato, in Europa, da una emissione specifica minore di quella italiana (431g/kWh) [5].

Le emissioni riferite alla **produzione lorda**, invece, per l'Europa nel suo complesso sono pari a circa **462 g/kWh** mentre per la UE 15 sono dell'ordine di 383 g. In questo caso, numerosi paesi della UE 15 presentano prestazione migliori rispetto al caso italiano (Austria 245 g/kWh, Belgio 250 g/kWh, Finlandia 332 g/kWh, Francia 81 g/kWh valore molto basso a causa della forte



presenza del nucleare, 319 g/kWh Lussemburgo, 466 g/kWh Spagna e Svezia 53 g/kWh per la forte presenza di centrali idroelettriche) [5].

Tabella 2.13: Bilancio dell'energia elettrica dal 1990 al 2030

EUROPEAN UNION: Energy balance summary												
	1990	1997	2000	2010	2020	2030	Annual change					
							1990/1997	1997/2000	2000/2010	2010/2020	2020/2030	2000/2030
Electricity generation (TWh)	2164.9	2444.0	2463.9	2732.1	3193.9	3646.9	8.1 %	1.8 %	12.5 %	14.5 %	16.3 %	1.3 %
Thermal	1153.6	1218.4	1275.3	1479.2	1890.1	2258.3	0.8 %	1.5 %	1.5 %	2.5 %	1.8 %	1.9 %
of which:												
Coal	n.a.	n.a.	0.0	166.7	457.2	801.7	n.a.	n.a.	240.3 %	10.6 %	5.8 %	58.5 %
Gas turbines	46.2	149.0	263.6	444.2	544.8	642.1	18.2 %	20.9 %	5.4 %	2.1 %	1.7 %	3.0 %
Biomass	14.8	24.2	27.3	31.9	35.6	38.3	7.3 %	4.0 %	1.6 %	1.1 %	0.7 %	1.1 %
Nuclear	720.2	859.9	803.9	823.8	816.5	855.9	2.6 %	-2.2 %	0.2 %	-0.1 %	0.5 %	0.2 %
Hydro + geothermal	279.3	319.5	321.4	337.4	351.6	361.0	1.9 %	0.2 %	0.5 %	0.4 %	0.3 %	0.4 %
Solar	0.0	0.0	0.2	2.2	7.4	11.9	27.5 %	63.5 %	30.6 %	13.0 %	4.8 %	15.7 %
Wind	0.2	7.5	15.2	35.7	72.4	103.8	73.7 %	26.6 %	8.9 %	7.3 %	3.7 %	6.6 %
Small hydro	11.6	38.7	48.0	53.7	55.9	56.0	18.8 %	7.4 %	1.1 %	0.4 %	0.0 %	0.5 %
CHP	56.6	226.0	177.5	236.8	247.8	230.7	21.9 %	-7.7 %	2.9 %	0.5 %	-0.7 %	0.9 %
Generation capacity (GW_e)	392.3	546.5	593.9	743.0	840.4	946.4	4.9 %	2.8 %	2.3 %	1.2 %	1.2 %	1.6 %
Thermal	192.0	300.8	338.9	471.6	541.9	621.9	6.6 %	4.1 %	3.4 %	1.4 %	1.4 %	2.0 %
Nuclear	92.4	124.0	124.0	120.0	118.4	123.7	4.3 %	0.0 %	-0.3 %	-0.1 %	0.4 %	-0.0 %
Hydro + geothermal	105.5	110.6	112.3	118.9	124.0	127.5	0.7 %	0.5 %	0.6 %	0.4 %	0.3 %	0.4 %
Solar + wind + small hydro	2.4	11.2	18.7	32.5	56.1	73.2	24.6 %	18.6 %	5.7 %	5.6 %	2.7 %	4.7 %
Average load factor (%)	62.7	50.2	46.4	41.1	42.5	43.2	-3.1 %	-2.6 %	-1.2 %	0.3 %	0.2 %	-0.2 %
Fuel input for thermal power generation (million tonnes)	n.a.	292.7	291.4	299.7	365.1	416.3	n.a.	-0.1 %	0.3 %	2.0 %	1.3 %	1.2 %
Solids	n.a.	187.4	192.1	178.6	230.6	281.5	n.a.	0.8 %	-0.7 %	2.6 %	2.0 %	1.3 %
Oil	43.5	39.9	31.5	28.2	29.2	24.0	-1.2 %	-7.6 %	-1.1 %	0.3 %	-1.9 %	-0.9 %
Gas	32.9	65.4	67.8	92.9	105.3	110.9	10.3 %	1.2 %	3.2 %	1.3 %	0.5 %	1.7 %
Average thermal efficiency (%)	n.a.	35.8	37.6	42.4	44.5	46.6	n.a.	1.7 %	1.2 %	0.5 %	0.5 %	0.7 %
Final energy consumption	n.a.	n.a.	1059.6	1129.9	1197.7	1233.0	n.a.	n.a.	0.6 %	0.6 %	0.3 %	0.5 %
Solids	n.a.	n.a.	42.2	40.2	42.5	42.6	n.a.	n.a.	-0.5 %	0.5 %	0.0 %	0.0 %
Oil	n.a.	n.a.	538.4	554.7	576.6	579.5	n.a.	n.a.	0.3 %	0.4 %	0.1 %	0.2 %
Gas	n.a.	n.a.	240.6	266.0	268.3	260.7	n.a.	n.a.	1.0 %	0.1 %	-0.3 %	0.3 %
Heat	16.9	22.7	22.6	23.4	24.3	25.3	4.3 %	-0.2 %	0.4 %	0.4 %	0.4 %	0.4 %
Electricity	156.7	176.7	187.5	212.8	248.8	282.9	1.7 %	2.0 %	1.3 %	1.6 %	1.3 %	1.4 %
Renewables	n.a.	n.a.	28.4	32.7	37.1	41.9	n.a.	n.a.	1.4 %	1.3 %	1.2 %	1.3 %
by sector:												
Industry	345.1	350.8	359.1	375.9	386.1	383.0	0.2 %	0.8 %	0.5 %	0.3 %	-0.1 %	0.2 %
Transport	n.a.	296.5	309.8	336.2	357.8	371.7	n.a.	1.5 %	0.8 %	0.6 %	0.4 %	0.6 %
Domestic, tertiary and agriculture	340.5	374.4	390.7	417.8	453.8	478.3	1.4 %	1.4 %	0.7 %	0.8 %	0.5 %	0.7 %



SEZIONE III

LETECNOLOGIE DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA ED ELETTRICA ED I CICLI COMBINATI A GAS

3.1 Le tecnologie per la produzione di energia termica ed elettrica.

Il progetto presentato da ENIPower, inerente la realizzazione di una centrale termoelettrica per la produzione di energia termica ed elettricità necessarie all'incremento dell'attività produttiva della Raffineria di Taranto ENI R&M, utilizza come tecnologia un ciclo combinato a gas.

In questa sezione, si intende mettere in evidenza come tale tecnologia sia contemplata tra le più efficienti per la produzione di energia termica ed elettrica se confrontata con le altre alternative, basate sulla combustione su larga scala.

Nelle sezioni che seguono si dimostrerà come il progetto sia strettamente dimensionato sulle esigenze di energia termica per la produzione di vapore tecnologico.

Chiarificatore, circa il primo aspetto, è il grafico riportato in Fig. 3.1 tratto dal Reference Document on Best Available Technologies for Large Combustion Plants, realizzato dal gruppo di lavoro Integrated Pollution Preventive Control della Commissione Europea del luglio 2006 [9].

In questo documento, i rendimenti ottenibili dalle varie tecnologie per la produzione di energia elettrica/termica, tramite combustione, sono confrontati con il ciclo ideale di Carnot, la cui efficienza termica è la massima che, teoricamente, si può raggiungere in un ciclo termodinamico.



La definizione di efficienza termica è il rapporto tra il lavoro meccanico utile e la quantità di calore trasferito al mezzo a cui il ciclo termodinamico fa riferimento. Nella pratica, il lavoro meccanico utile è al netto dei servizi ausiliari (pompe di circolazione, etc.) e delle perdite.

Il rendimento di Carnot è pari a:

$$\eta_C = 1 - T_0/T$$

dove T_0 è la temperatura ambiente e T la temperatura a cui si riscalda il fluido del ciclo. E' interessante notare come, in [10], tale rendimento sia stato proposto come fattore di qualità per trasformare le quantità di calore scambiate in quantità di exergia al fine di rendere omogenei i confronti tra energia termica ed energie nobili, quali l'energia meccanica ed elettrica.

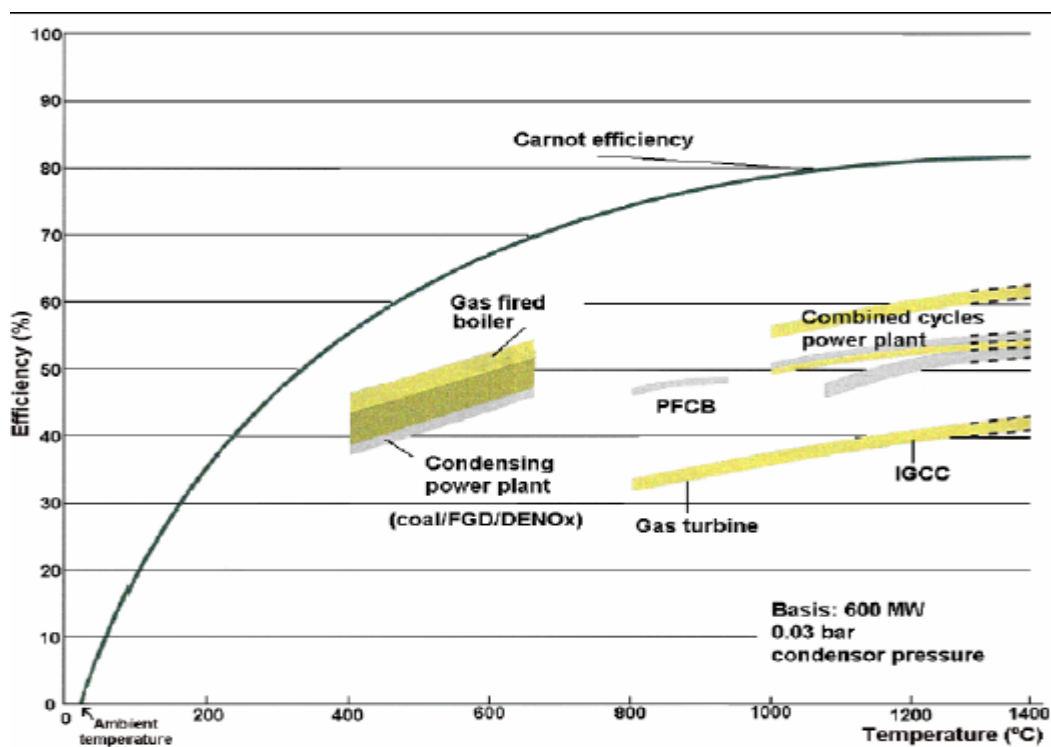
Si può notare come i cicli combinati, in questo grafico, siano la tecnologia migliore oggi disponibile. Infatti, dal grafico appare chiaramente la superiorità anche rispetto alle caldaie per la produzione di vapore alimentate a gas o da altri combustibili fossili, fornaci FBC (Fluidised Bed Combustion), caldaie Pressurised Fluidised Bed Combustion (PFBC), caldaie integrate da Flue Gas Desulphurisation (FGD), Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), etc.

Il trasferimento diretto del calore di combustione, ad alta temperatura, a vapore, caratterizzato da temperature intermedie, avviene a scapito di ingenti perdite exergetiche. A causa di questa constatazione, è cresciuto l'interesse per sistemi di combustione ad alta temperatura che possono dare origine anche alla produzione di energia elettrica (o meccanica) ad alta efficienza. La superiorità dei cicli combinati dipende dal fatto che si sfrutta, contemporaneamente, il calore prodotto e l'energia elettrica (ad alto valore energetico).

E', inoltre, da sottolineare come la scelta dei Cicli Combinati a Gas rappresenti lo stato dell'arte della tecnologia nella produzione di energia elettrica e calore. Gli incredibili progressi tecnologici ottenuti, sia in termini di prestazioni energetiche (potenze unitarie, rendimenti), sia in termini di abbattimento delle emissioni specifiche fanno di questa tecnologia la migliore nel settore della produzione di energia elettrica ed è significativo il contributo che essa può fornire al comparto

elettrico italiano, in termini di miglioramento dei rendimenti di conversione, della qualità dell'aria e del contenimento delle emissioni di gas clima alteranti.

Figura 3.1 Confronto tra le tecnologie più efficienti per la produzione di energia termica/elettrica.



Si è già fatto notare come il rendimento medio del parco termoelettrico italiano sia cresciuto molto lentamente, passando da un rendimento che, negli anni '70, si attestava intorno al 36% ad un rendimento che nel 2003 era circa del 38%.

Solo l'uso dei cicli combinati, negli ultimi anni, ha consentito di elevare il rendimento medio con cui è utilizzato il gas naturale in maniera significativa di almeno il 5% su scala nazionale.



3.2 Cicli Combinati a Gas

Un impianto a ciclo combinato produce energia elettrica tramite alternatori mossi da turbine a gas e da turbine a vapore, che funzionano in modo “combinato”, in virtù dell’utilizzo dei gas di scarico della turbina a gas che, per mezzo di un generatore di vapore a recupero (GVR), generano il vapore necessario ad alimentare la turbina a vapore.

Questa soluzione tecnologica ha trovato recentemente un grande sviluppo, grazie al fatto che essa permette di raggiungere i più alti rendimenti per la produzione di energia elettrica. Come si è visto dal grafico 3.1, per il ciclo teorico di Carnot, l’efficienza di un qualsiasi processo di trasformazione di energia termica in energia meccanica è tanto migliore quanto maggiore è la differenza delle temperature estreme fra cui opera il processo stesso, cioè quanto più è alta la temperatura della fase in cui il calore è fornito al sistema e quanto più è bassa la temperatura della fase in cui il calore è ceduto dal sistema all’esterno.

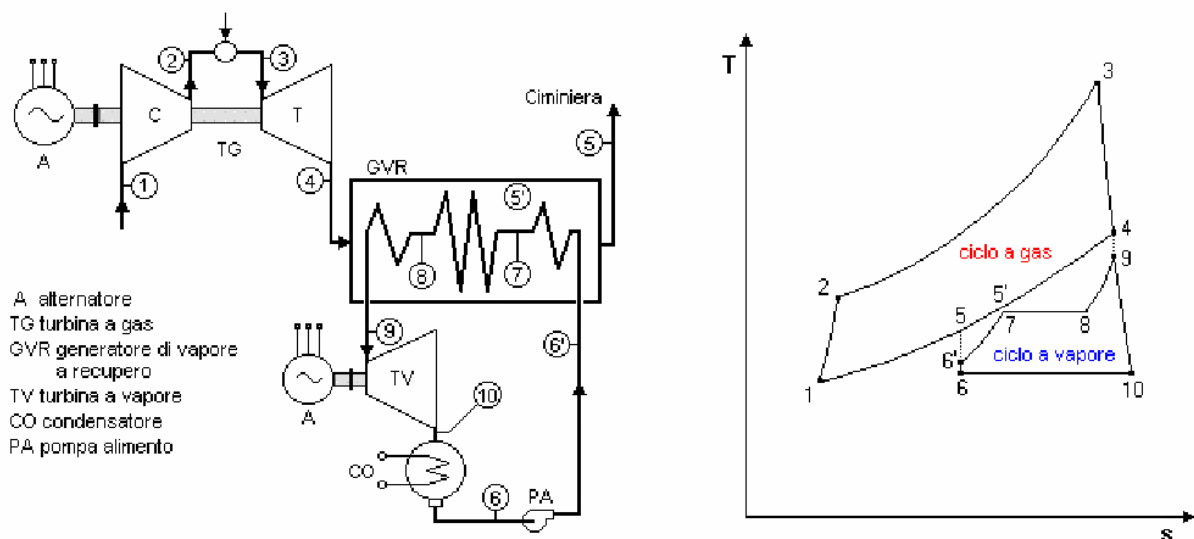
I cicli termodinamici classici, quello a vapore (Rankine) e quello a gas (Brayton), possiedono, in realtà, solo una delle proprietà richiamate e non riescono, perciò, a raggiungere, se presi singolarmente, rendimenti molto elevati. Infatti, il ciclo a vapore opera con una temperatura relativamente bassa durante la fase di apporto di calore (circa 420°C, al massimo fino a circa 550°C) ma presenta il vantaggio di cedere il calore residuo all’ambiente esterno ad una temperatura bassa, assai vicina a quella ambientale. I rendimenti massimi che si possono raggiungere non superano normalmente il 40% ed il trasferimento all’ambiente esterno di una notevolissima quota di energia termica avviene ad una temperatura così bassa da non consentirne praticamente il recupero.

Il ciclo della turbina a gas presenta, invece, una situazione inversa e complementare: la temperatura media, durante la fase di apporto del calore, è ben più alta che nel caso precedente, ma anche quella di cessione del calore residuo è molto elevata. Nello stesso tempo, però, l’energia che viene ceduta

all'esterno con i gas di scarico (pari, nei turbogas più efficienti, a circa i tre quinti di quella fornita con il combustibile), proprio per la sua elevata temperatura, può essere riutilizzata per produrre vapore da far operare in un ciclo Rankine, realizzando così la "combinazione" fra i due cicli.

Il processo complessivo impiega dunque il calore alla temperatura elevata della turbina a gas e cede il calore alla temperatura bassa del condensatore della turbina a vapore, realizzando in definitiva le condizioni ottimali per rendimenti eccellenti, sicuramente superiori al 50%.

Fig. 3.2 Schema di principio e ciclo termodinamico dei cicli combinati



La Figura 3.2 mostra molto schematicamente, il principio di funzionamento di un ciclo combinato nel piano T-S (Temperatura – Entropia). Si può osservare come questa soluzione impiantistica preveda l'accoppiamento in cascata di due cicli termodinamici, per cui il calore scaricato dal primo ciclo costituisce il calore d'ingresso del secondo ciclo. In definitiva, il primo ciclo è costituito da quello classico delle centrali turbogas (Brayton), con i fumi che, prima di essere inviati al camino, vengono convogliati in un Generatore di Vapore a Recupero (GVR).



La turbina a gas converte in energia elettrica più di un terzo dell'energia termica prodotta nella combustione; la restante energia termica è rilasciata come calore residuo nei gas di scarico. Nel GVR tale calore produce vapore che, operando in una turbina a condensazione, genera una ulteriore quantità di energia elettrica, pari a circa la metà di quella prodotta dal turbogas.

Appare conveniente, a questo punto, introdurre le formule che permettono il calcolo dei rendimenti associati al ciclo combinato, poiché esse saranno utilizzate nei calcoli riportati nel capitolo successivo.

Il rendimento di un ciclo combinato è dato da due contributi, ovviamente, associati alla turbina a gas ed al ciclo a vapore:

$$\eta_{CC} = (P_{TG} + P_{CV}) / Q_{in,TG} = \eta_{TG} + P_{CV} / Q_{in,TG}$$

ove: P_{TG} è la potenza generata dal turbogas;

P_{CV} è la potenza generata dal ciclo a vapore;

$Q_{in,TG}$ è la potenza termica assorbita in camera di combustione;

η_{TG} è il rendimento del turbo gas;

η_{CC} è il rendimento complessivo del ciclo combinato;

Assumendo per i gas un calore specifico costante, in prima approssimazione, si può ottenere la relazione:

$$\eta_{CC} = \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG}) \eta_{GV} \eta_{CV} \quad (3.2.1)$$

ove: η_{CV} è il rendimento del ciclo a vapore;

η_{GV} è il rapporto del calore in ingresso al ciclo a vapore ed il calore ceduto dal turbogas al generatore di vapore.

Questa relazione può risultare utile per ricavare i rendimenti del ciclo a vapore, di unità turbogas, del generatore di vapore a recupero e del ciclo combinato qualora siano noti tre di questi rendimenti su quattro. In questo studio, l'equazione precedente verrà utilizzata per valutare il rendimento del



generatore di vapore, essendo noti da catalogo i rendimenti di turbogas e del ciclo a vapore e del ciclo combinato nel suo complesso.

Rispetto agli altri impianti di generazione, le centrali a ciclo combinato presentano caratteristiche peculiari e molto interessanti, oltre a rendimenti termodinamici particolarmente elevati.

I costi di investimento risultano inferiori ad altre tipologie di centrali termoelettriche.

Il costo di realizzazione di un impianto a ciclo combinato è, infatti, sensibilmente minore rispetto a quello di un corrispondente impianto a vapore. Con riferimento ad una taglia di circa 400 MW_e per modulo, si ha che il costo per kW installato di un ciclo combinato può scendere fino al 50% dell' analogo costo di un impianto policombustibile con desolforazione e a circa il 65% di quello di un impianto a vapore che utilizza gas naturale. Questo è anche dovuto alla costruzione modulare e standardizzata di questa tipologia di impianti anche denominati "turn key power station" ovvero "centrali chiavi in mano".

Inoltre, la quota parte del costo di costruzione associato alla variazione dei prezzi ed agli interessi è, a pari taglia, molto minore di quello relativo al ciclo a vapore convenzionale, poiché il tempo di costruzione è nettamente inferiore e la potenza può essere avviata modularmente via via che si completa la centrale, autofinanziando parte dell'investimento in corso d'opera.

Il consumo specifico (la quantità di calore fornito con il combustibile per kWh o Heat Rate) è nettamente migliore rispetto a quello degli impianti termoelettrici classici. Gli sviluppi tecnologici attuali consentono rendimenti globali massimi fino al 60%. La tecnologia delle turbine a gas ha ottenuto grandi miglioramenti con l'impiego di materiali resistenti alle altissime temperature e con sofisticati sistemi di raffreddamento delle parti più sollecitate termicamente.

Per questo motivo, i costi di produzione possono risultare competitivi con altre fonti, sebbene l'utilizzo di un combustibile nobile come il gas naturale pesi significativamente sul prezzo finale di offerta dell'energia elettrica prodotta con tali cicli. A vantaggio di tale tecnologia si annoverano i



minori costi di manutenzione e il valore dei diritti di emissione della anidride carbonica emessa che giocano a favore delle tecnologie più pulite.

I prodotti di combustione possono essere rilasciati a temperature relativamente più basse, poiché il combustibile impiegato è il gas naturale.

I tempi di avviamento sono abbastanza ridotti se confrontati con le grandi centrali termoelettriche a vapore. Questa caratteristica è interessante perché garantisce un esercizio flessibile dell'impianto e, quindi, un'affidabilità maggiore nell'intero processo.

I transitori di avviamento da caldo e da freddo non sono, comunque, trascurabili come si può notare nelle due figure successive.

Si può notare come i transitori di avviamento possono comportare tempi, dell'ordine di un ora, nel caso di avviamento da caldo e dell'ordine delle 2-3 ore se si assume la partenza da freddo. L'anello debole della catena è costituito sempre dal ciclo a vapore che presenta una inerzia termica significativa che vincola anche il ciclo della turbina a gas.

Per quanto riguarda la risposta ad un transitorio di un ciclo combinato in assetto cogenerativo, si può assumere come regola empirica, valida in un numero sufficientemente ampio di casi, che questa tipologia di ciclo sia caratterizzato da rampe di presa di carico dell'ordine dell'1% della potenza nominale per ogni minuto.

Fig. 3.3 Transitori di avviamento da “caldo”

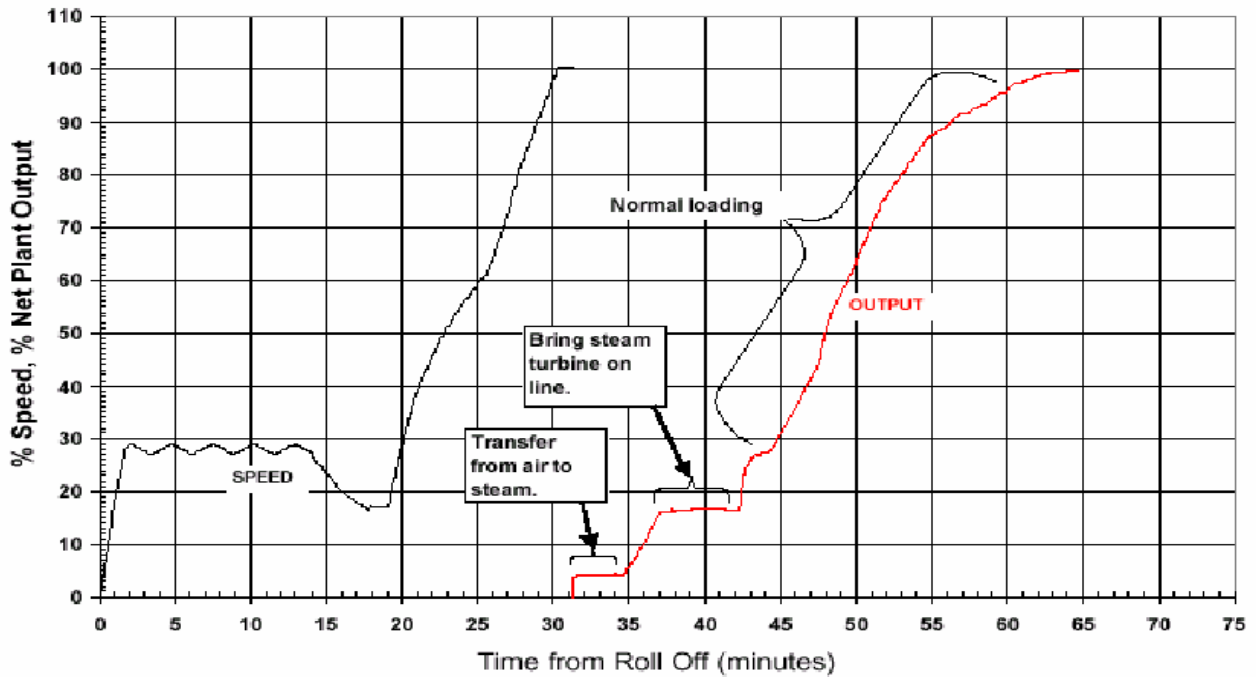
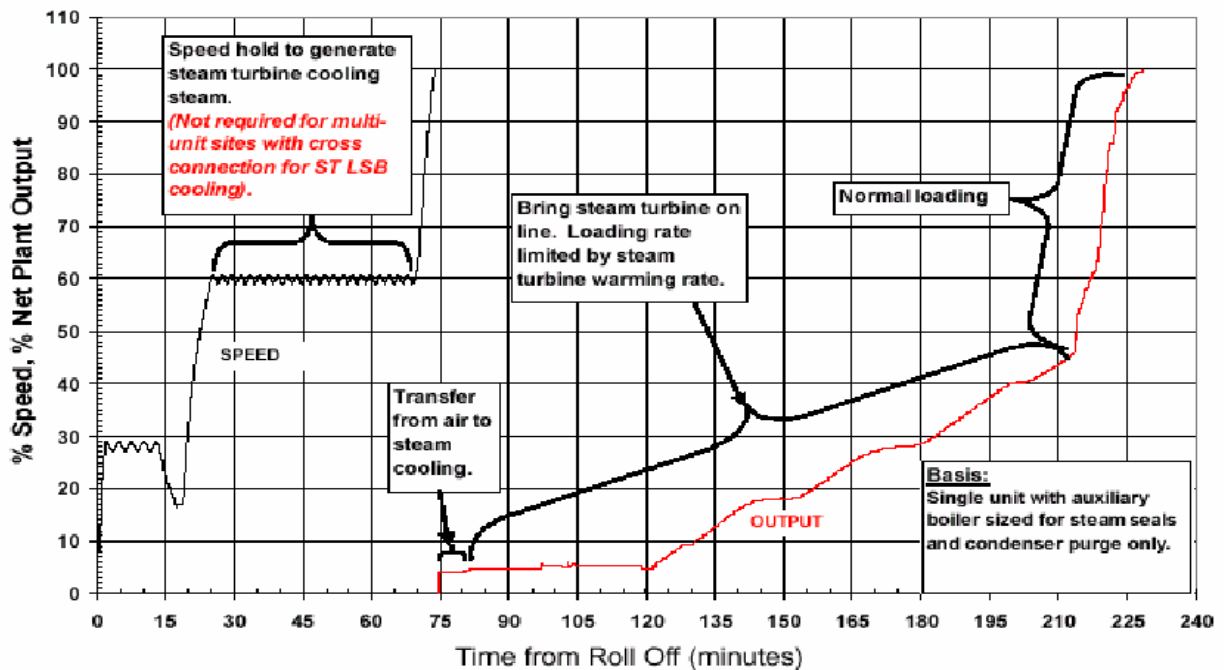


Fig. 3.4 Transitori di avviamento da “freddo”

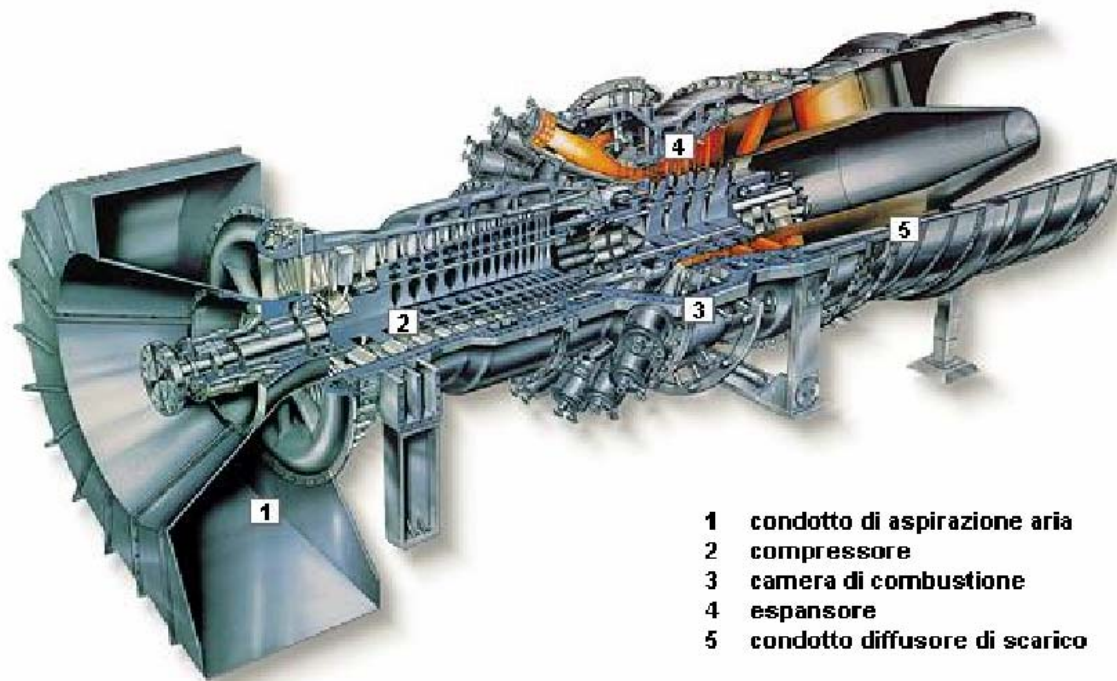


3.3 Un componente essenziale nei Cicli Combinati a Gas: la Turbina a Gas

Per la produzione dell'energia elettrica, l'impianto con turbina a gas più semplice è costituito da una sola linea d'albero e da un compressore multistadio, una camera di combustione (in cui avviene la combustione di combustibile addizionato all'aria compressa), una turbina o espansore (in cui avviene l'espansione dei gas provenienti dal combustore).

La potenza sviluppata nell'espansore viene, in parte, assorbita dal compressore e per la parte restante è fornita al generatore elettrico coassiale. Una significativa potenza termica è associata ai gas di scarico.

Fig. 3.5 Turbina a gas





Negli anni recenti le turbine a gas hanno sempre più incrementato la propria efficienza:

Le unità turbogas della penultima generazione (fino agli anni '90) presentavano potenze elettriche di circa 120 MW, temperature dei gas all'ingresso in turbina di circa 1100°C, temperature dei fumi allo scarico di 530°C, rapporto di compressione 12:1 ÷ 14:1. Il consumo orario di gas naturale, al carico di base di 120 MW, era dell'ordine di 40.000 Nm³/h, corrispondente ad un rendimento netto di circa il 32%. Il corrispondente consumo unitario di combustibile, riferito al potere calorifico inferiore del gas naturale risultava di circa 0,33 Nm³/kWh.

Le attuali turbine a gas, di taglia raddoppiata (circa 250 MW), con rapporto di compressione 16:1 ÷ 30:1, temperature di ingresso turbina pari a 1300÷1400°C, raggiungono valori di rendimento intorno al 38% (consumo unitario di gas naturale 0,275 Nm³/kWh). Queste macchine sono ormai esclusivamente impiegate negli impianti a ciclo combinato che, negli ultimi anni hanno avuto uno sviluppo vertiginoso, grazie soprattutto agli eccellenti rendimenti globali (56%-58%)

Le turbine a gas, ultimamente offerte sul mercato, hanno temperature dei gas combusti che raggiungono i 1500°C e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza pari al 60%.

Tali temperature possono essere raggiunte solo grazie all'adozione di complesse ed efficaci tecniche di raffreddamento delle pale, unitamente all'impiego di materiali speciali per i componenti che risultano maggiormente sollecitati (recentemente si è proposto anche l'uso di nanotecnologie). Oltre alla resistenza ed alla sollecitazione meccanica di origine termica, che nelle parti rotanti è accompagnata dagli sforzi centrifughi, è cruciale la resistenza all'ossidazione e alla corrosione, che sono principalmente dovute all'alta reattività dell'ossigeno, ad elevate temperature e all'erosione dovuta al passaggio di gas ad alta velocità.

Nelle Figure che seguono, si dimostra come l'evoluzione tecnologica dei materiali ed il conseguente innalzamento delle temperature in ingresso in turbina sono strettamente correlate con l'incremento di rendimento del ciclo che rende tale soluzione particolarmente appetibile per la produzione di energia elettrica.

Fig. 3.6 Evoluzione della temperatura di lavoro dei materiali

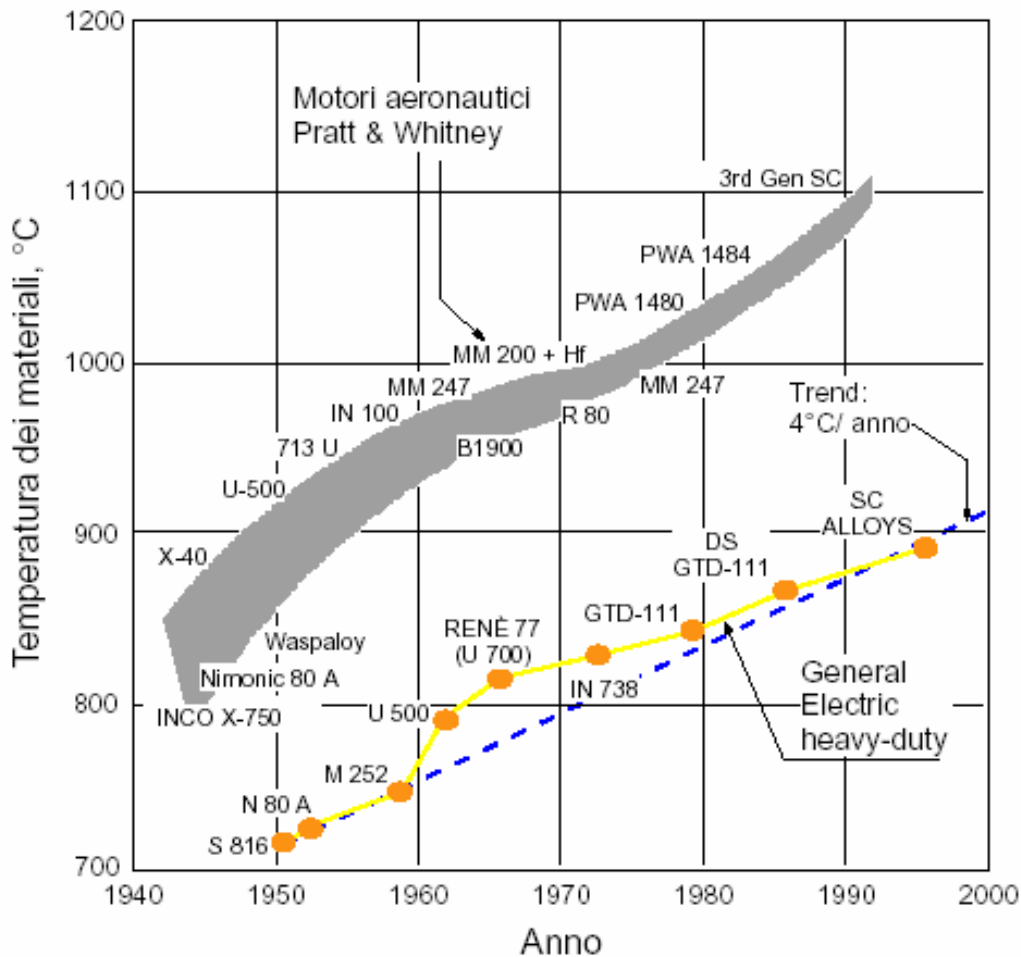
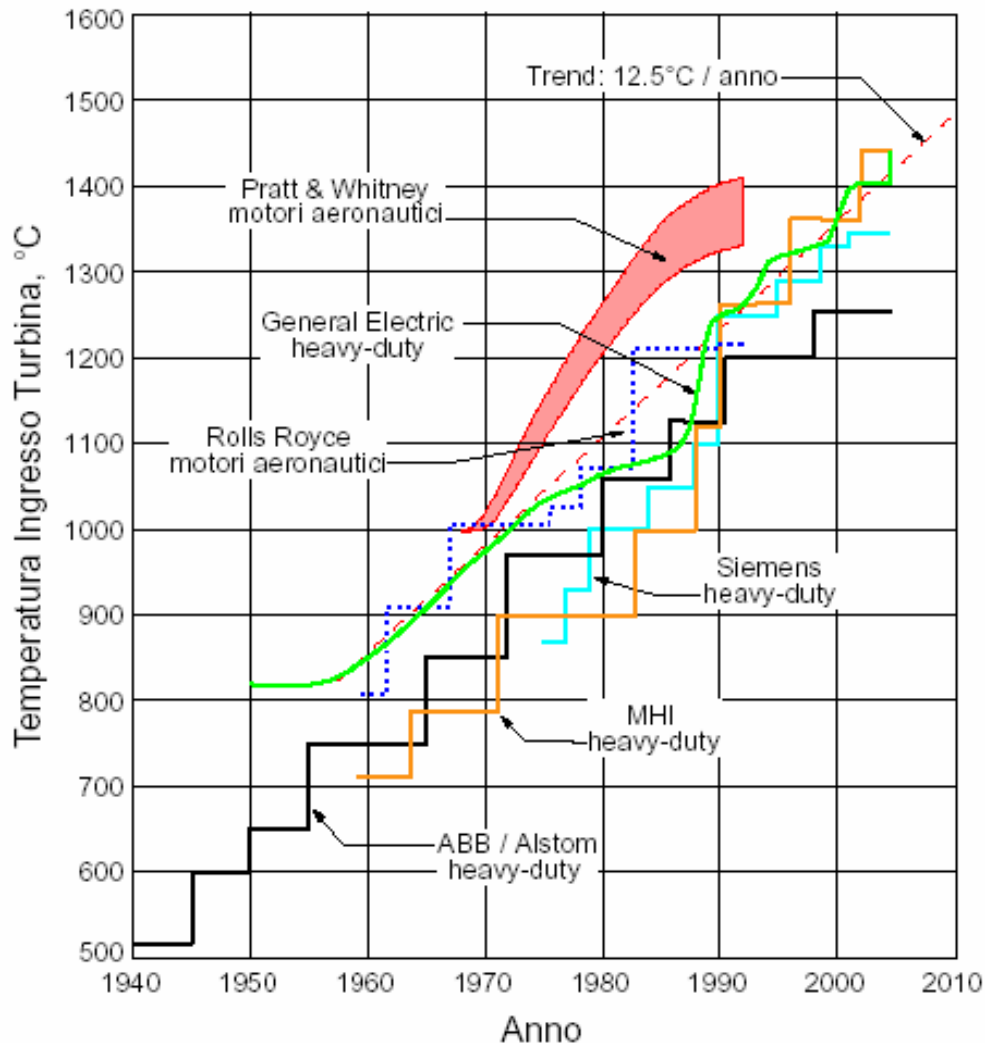
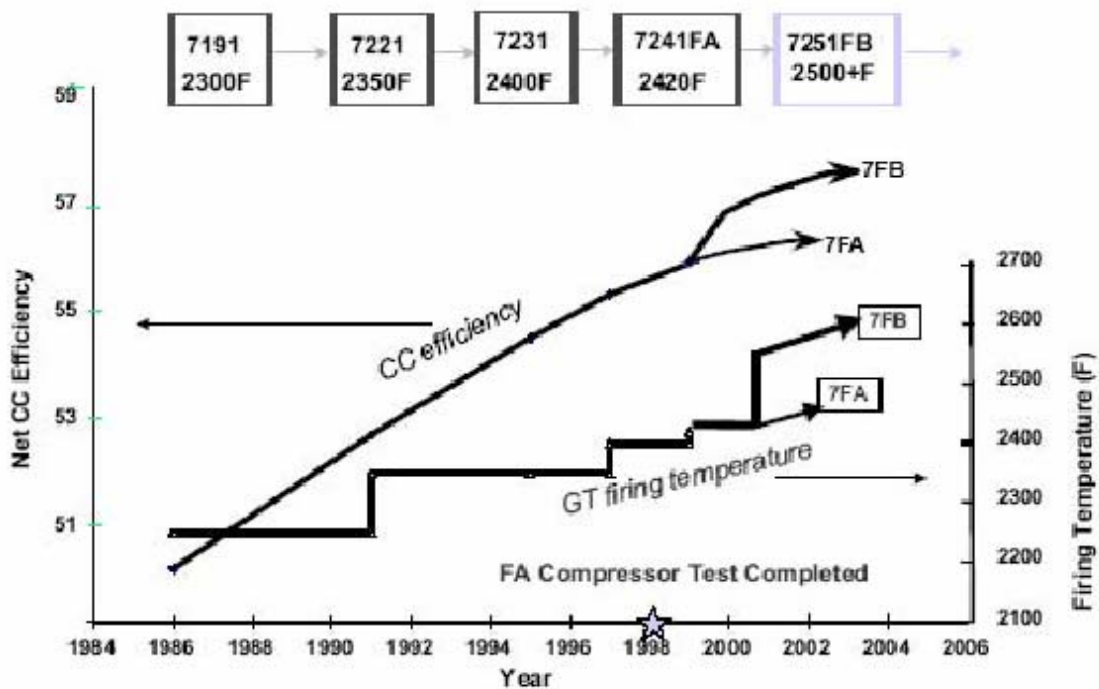


Fig. 3.7 Evoluzione della temperatura di ingresso dei gas in turbina

L'incremento di temperatura dei gas in ingresso in turbina ha permesso l'incremento dei rendimenti delle turbine a gas come mostrato nella Figura 3.8. Questo è stata la chiave di volta che ha permesso di realizzare impianti a ciclo combinato ad alta efficienza. Infatti, negli stessi anni in cui si realizzava il miglioramento delle prestazioni delle unità turbogas, la tecnologia dei cicli a vapore progrediva lentissimamente con miglioramenti assolutamente marginali.

Fig. 3.8 Incremento di efficienza dei cicli combinati a gas nel corso del tempo ed in funzione della temperatura in camera di combustione (dati General Electric anche validi anche per altri costruttori)



Nella Figura 3.9, sono riportate, nel corso del tempo, le principali tecnologie che hanno portato al raggiungimento dei rendimenti attualmente disponibili per i cicli combinati. E' possibile osservare che l'incremento di efficienza dei cicli a vapore, nel corso degli anni, è risultato modesto e che i veri salti tecnologici sono stati ottenuti nel settore delle tecnologie utilizzate per le turbine a gas. Si può notare, infatti, come in corrispondenza del raggiungimento di temperature sempre più alte nella camera di combustione e nello sviluppo di nuovi materiali resistenti a quelle temperature è stato possibile ottenere dei salti tecnologici "discreti" e significativi nei rendimenti raggiunti.

Può essere, inoltre, evidenziata, la presenza della tecnologia della serie F che rappresenta lo stato dell'arte sia in termini di efficienza raggiunta che di affidabilità contando su un periodo di consolidamento della tecnologia sufficientemente lungo.

E' da segnalare, comunque, la nascita di nuove tecnologie, come la H, che permettono di superare il "muro" di efficienza del 60% per i cicli combinati. Tale tecnologia viene fuori, in questo momento, dallo stadio di sviluppo infantile, poiché si cominciano a vedere le prime installazioni per la produzione di energia elettrica su larga scala (Vedi Figura 3.10).

La tecnologia H, si propone, comunque, per taglie molto grandi e, quindi, applicazioni nella produzione di energia su larga scala e non per applicazioni industriali come quella in esame.

Fig. 3.9 Evoluzione della efficienza dei cicli combinati a gas in della tecnologia adottata per i turbogas ed i cicli a vapore.

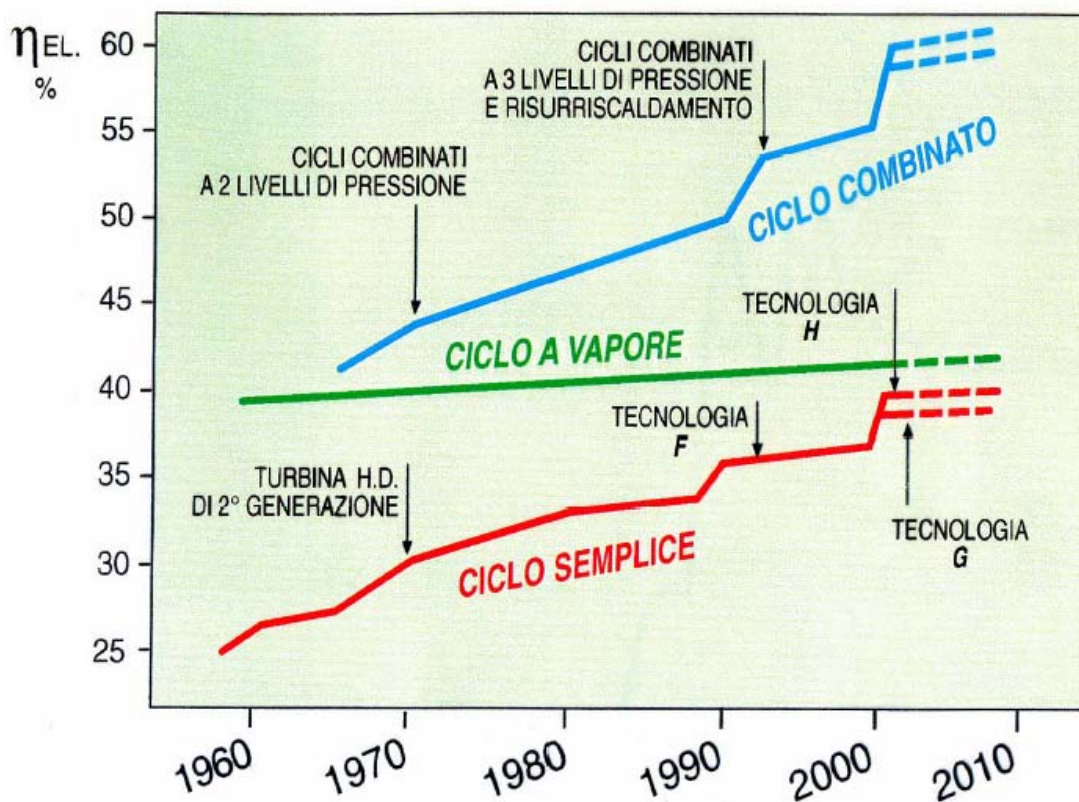


Fig. 3.10 Turbina a gas della serie H

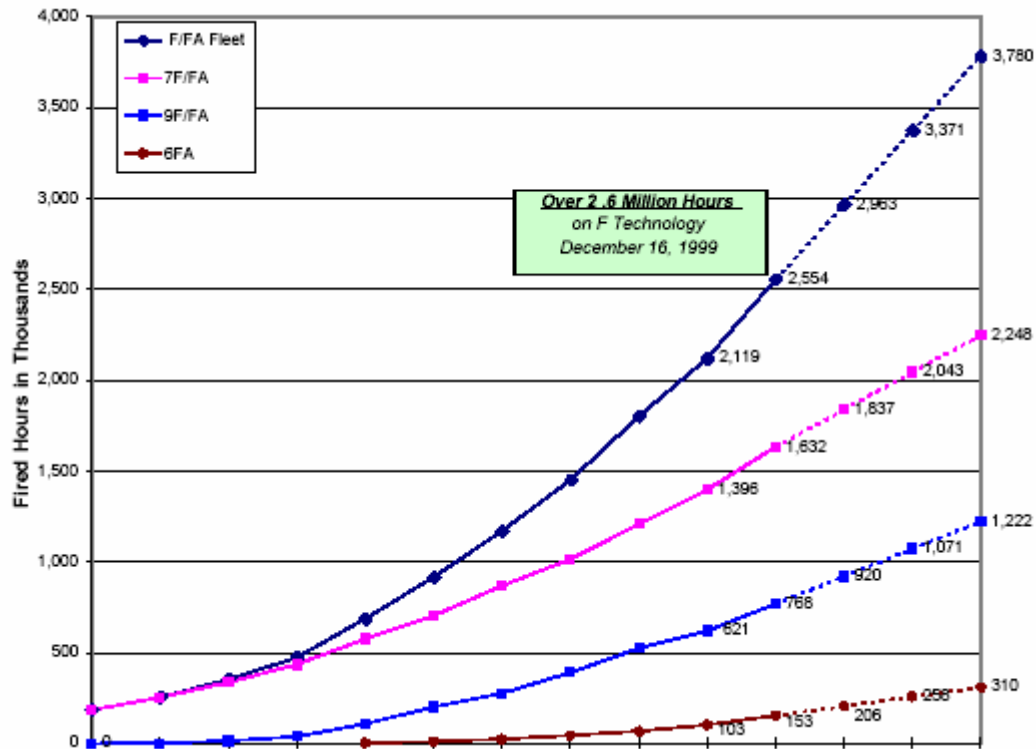
La turbina a gas GE 9H pronta per l'installazione nella centrale di Baglan Bay in Scozia; è la macchina più "calda" oggi in esercizio (temperatura ingresso in turbina attorno a 1450°C) che ottiene in ciclo combinato un rendimento del 60% (fonte: GE).

La affidabilità delle turbine di classe F (ed FA) è ben documentata e può contare su una esperienza di esercizio molto lunga. Questo si può evincere dal grafico riportato in Figura 3.11, dove sono riportati i dati di esercizio di turbine prodotte da General Electric. Tali risultati sono estensibili, senza perdita di generalità, anche agli altri costruttori (Siemens, Alstom, etc.).

In definitiva, lo sviluppo tecnologico che si è verificato nel campo delle turbine a gas, attraverso un'applicazione sempre più estesa delle tecnologie consolidate in campo aeronautico e trasferite nel campo industriale, consente, oggi, di avere disponibili macchine di taglia unitaria sufficientemente grande con rendimenti pari a circa il 56%.

Questo risultato può essere ottenuto grazie alla serie F di turbogas che garantiscono efficienze elevate ed esperienza di esercizio consolidata con affidabilità dell'ordine del 99% e indisponibilità pari al 5%. La serie F, inoltre, è una tecnologia matura che presenta una gamma di turbine "Heavy duty" con potenze comprese tra i 75 e i 280 MW.

Fig. 3.11 Ore di funzionamento Turbine della classe F di GE



3.4 Le emissioni di NO_x nelle turbine a gas

Le emissioni di ossidi di azoto NO_x sono comuni a tutti i processi di combustione ad alta temperatura. Nel caso dei cicli combinati la loro produzione avviene, ovviamente, nel turbogas.

Le emissioni di NO_x dipendono essenzialmente dalla quantità di ossigeno disponibile per la combustione e dalla temperatura di fiamma alla quale avviene la reazione di combinazione azoto ossigeno (la reazione di formazione degli ossidi di azoto è sempre attiva ma aumenta la sua velocità quando si superano i 1400-1600°C).



Per questo motivo, è necessario:

1. bruciare il combustibile adottando accorgimenti che riducano la temperatura di combustione;
2. effettuare il premiscelamento del combustibile con l'aria comburente a monte della fiamma, in modo da rendere la temperatura di combustione il più uniforme possibile, evitando "punti caldi" con elevata produzione di ossidi di azoto.

L'esigenza di impoverire di aria la miscela alle condizioni di carico di base, avvicinando il punto di funzionamento della camera di combustione ai limiti di stabilità di fiamma, contrasta con l'esigenza di garantire una combustione corretta e stabile, in particolare durante l'avviamento ed ai bassi carichi. E', perciò, necessario regolare accuratamente il combustore, modulando le portate d'aria e di combustibile, in modo da mantenere il rapporto di miscela sempre all'interno della zona di stabilità della fiamma.

E', inoltre, da evitare il ricorso troppo frequente a condizioni di funzionamento prossime ai minimi tecnici e, nel caso in cui si sia costretti a funzionare in tali condizioni, è conveniente mantenersi intorno a valori di minimo tecnico piuttosto elevati, al fine di contrastare una eccessiva produzione di NO_x (concetto del Carico Minimo Tecnico Ambientale).

L'intervallo di valori di carico all'interno del quale il turbogas riesce a garantire emissioni contenute è, dunque, limitato dalla necessità di mantenere la necessaria stabilità di combustione.

Il Carico Minimo Tecnico Ambientale (CMTA) è il carico minimo che il turbogas può sostenere per poter garantire che le emissioni in aria (NO_x) siano tollerabili ed inferiori ai limiti di legge. Nei cicli combinati di ultima generazione, il CMTA si attesta intorno a valori pari al 50-60% del massimo carico che il turbogas può sostenere per un tempo indefinito (Carico Massimo Continuo).

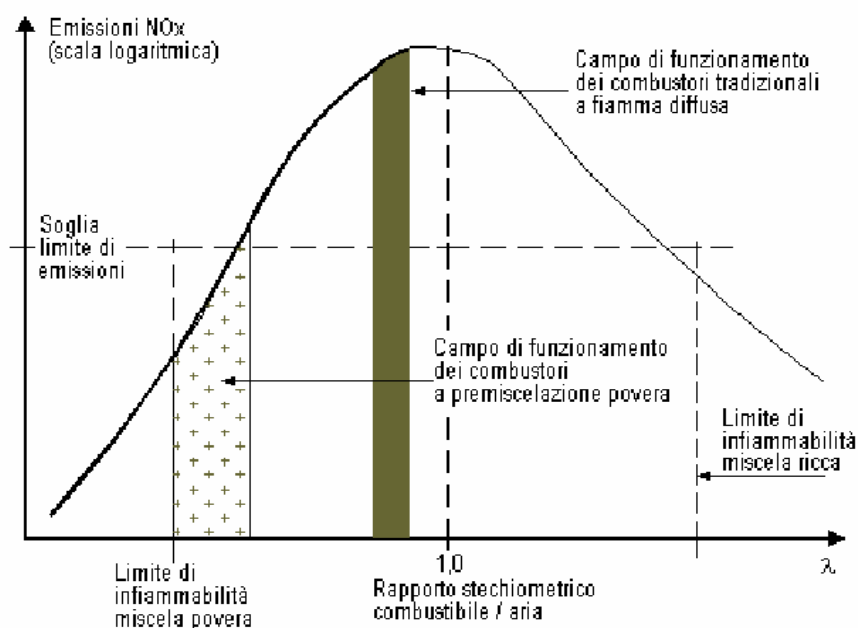
Gli ossidi di azoto, prodotti durante la combustione, sono di tre tipi:

- Fuel NO_x : dovuti all'azoto contenuto nel combustibile;
- Prompt NO_x : derivanti dall'azoto atmosferico e prodotti "all'istante" della combustione;
- Thermal NO_x : derivanti dall'azoto atmosferico e dovuti alla temperatura di combustione.

Il parametro che stabilisce il valore degli ossidi emessi è il rapporto tra la portata del combustibile e la portata dell'aria. In genere, si usa il parametro λ che si ottiene dividendo il rapporto stechiometrico combustibile/aria ed il rapporto effettivo combustibile/aria.

Nella Figura 3.12 è mostrato il concetto per cui il valore di λ deve essere mantenuto sufficientemente basso (miscela povera) o particolarmente alto (miscela ricca) per ridurre le emissioni di ossidi di azoto.

Fig. 3.12 Valori di λ compatibili con i limiti di emissione



Si è già detto che la temperatura in camera di combustione deve essere contenuta per la resistenza dei materiali utilizzati. A questo punto si aggiunge una ulteriore specifica che tende



a limitare la temperatura in ingresso alla turbina ed è legata al controllo delle emissioni di NO_x. Le temperature compatibili con i limiti ambientali sono anche comparabili con i limiti di resistenza dei materiali utilizzati.

Se si assume che la temperatura dell'aria all'uscita del compressore sia pari a 400°C, utilizzando come combustibile il metano, la combustione ideale stechiometrica porterebbe i gas combusti ad una temperatura di circa 2400°C, molto al di là dell'attuale tecnologia costruttiva dei turbogas.

Contenere la temperatura a 1300°C richiede 45 kg di aria per 1 kg di metano, contro un rapporto stechiometrico di 17,2 kg di aria per kg di metano (circa 18,5 m³ di aria per ogni m³ di metano).

Nelle turbine a gas, infatti, il rapporto di equivalenza (quantità di aria effettiva rispetto a quella stechiometrica) risulta essere compreso tra 2,5 e 3,5 per contenere l'aumento di temperatura nel combustore. Conseguentemente, il tenore di ossigeno presente nei gas combusti è assai elevato (mediamente intorno al 15% in volume) e rende possibile utilizzare lo scarico di tali gas come comburente in ulteriori processi di combustione.

Le tecniche usate per diminuire la formazione di NO_x sono basate sui seguenti principi:

- riduzione delle temperature con iniezione di acqua o vapore nel bruciatore. Tale metodo si rivela oneroso sia per il costo dei fluidi aggiunti sia per la riduzione del rendimento del ciclo;
- riduzione delle temperature di fiamma a secco con combustione premiscelata o a stadi basata sulla riduzione di ossigeno (miscele ricche di combustibile a disposizione della combustione nella zona ad alta temperatura e successiva post-combustione, a temperature minori, delle miscele formate nella prima zona).

I metodi di riduzione a secco, con fiamme premiscelate e ricche si basano su:

- arricchimento di combustibile nella prima zona di fiamma; in definitiva, si riduce la quantità di ossigeno e si impedisce alla temperatura di superare la soglia dei 1500 ÷ 1600°C;



- completamento della combustione in stadi successivi alla zona primaria; in questo caso, infatti, gli incombusti, prodotti dalla combustione in difetto d'aria nella prima zona, sono bruciati immediatamente a valle con una combustione a bassa temperatura.

Nei sistemi basati sulle fiamme a diffusione, le temperature raggiungono valori superiori a quella di soglia ed il contenuto di ossidi di azoto è relativamente elevato. In questi casi, infatti, combustibile e comburente si miscelano subito in una zona ad eccesso di aria relativamente basso ($\lambda < 1$); nel contempo, l'aria secondaria viene immessa lateralmente e ciò implica che si realizzino ampie zone (con $\lambda > 1,6$) ad elevata temperatura ed alte concentrazioni di ossidi di azoto.

Nei bruciatori a fiamme premiscelate e "ricche", la temperatura è ridotta in quanto la zona centrale della fiamma è alimentata con una miscela aria-combustibile che contiene minori quantità di ossigeno (Vedi Fig. 3.12, zona con $\lambda > 1$). Non si raggiungono, quindi, le temperature che si riscontrano nel bruciatore a diffusione. La fiamma viene, dunque, diluita termicamente, limitando l'eccesso di aria in modo da non superare la soglia di temperatura dove la quantità di ossidi di azoto prodotta è rilevante. La combustione è, poi, completata da combustibile e aria secondaria iniettati in una zona a temperatura minore.

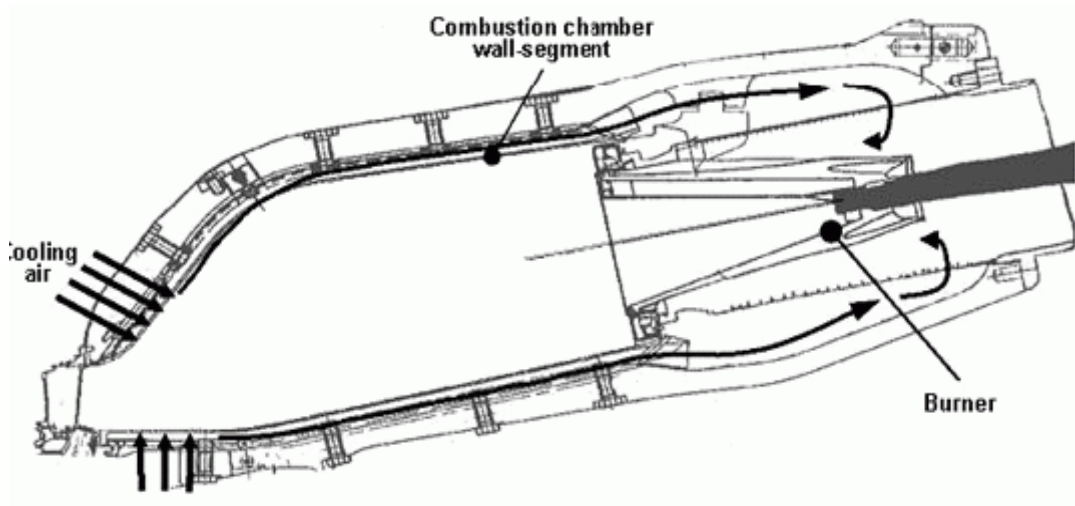
Nei sistemi a fiamma premiscelata "povera", il combustibile viene premiscelato con una quantità di aria in forte eccesso rispetto al valore stechiometrico e immesso nella parte circonferenziale del bruciatore. Anche in questo caso, la temperatura di combustione è ridotta in quanto ci si trova nella parte sinistra della curva di Figura 3.12 (zona con $\lambda < 1$). La stabilità di fiamma viene garantita dalla presenza di una fiamma pilota a diffusione nella parte centrale del bruciatore.

Questi principi sono utilizzati nei sistemi cosiddetti Dry Low NO_x (DLN) che costituiscono la "Best Available Technology" (BAT) per le nuove turbine, in accordo a quanto definito nel Reference Document on Best Available Technologies for Large Combustion Plants- Working Group - Integrated Pollution Preventive Control- Commissione Europea del luglio 2006 [9].

In Fig.3.13, è riportata una rappresentazione schematica del sistema Dry Low NO_x.

Per quanto riguarda le turbine già installate, se non è possibile il passaggio alla tecnologia DLN, è ammesso, sulla base di quanto riportato in [9], utilizzare come BAT, la riduzione delle temperature con iniezione di acqua o vapore nel bruciatore.

Fig. 3.13 Rappresentazione schematica di un sistema Dry Low NO_x





SEZIONE IV

CARATTERISTICHE DELL'INTERVENTO**4.1 Attuale configurazione**

Si riportano, nuovamente, per comodità di lettura e confronto le principali apparecchiature di cui è costituita l'attuale centrale termoelettrica.

Tabella 4.1: Caratteristiche delle Caldaie

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. out [bar g]	T. out [°C]	Prod.ne [t/h]
1	F-7503	A recupero e Postcombustione	IDROTERMICI	1993	61	475	91
					20	250	12
1	F-7501B	Tradizionale	BREDA	1966	61	482	70
1	F-7501C	Tradizionale	BREDA	1966	61	482	70
1	F-7502	Tradizionale	ANSALDO	1982	61	482	140

Attualmente la caldaia F-501 B è ferma.

Tabella 4.2: Caratteristiche dei Turbogeneratori

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. IN [barg]	T. IN [°C]	Potenza [MWe]
3	TG1/2/3	Turbogen. a vapore Condensazione con spillamenti a 15 ATE	ANSALDO	1967	60	475	10
1	TG4	Turbogen. a Vap. a Contropressione	FINCANTIERI	1986	60	475	8
1	TG5	Turbogas	Nuovo Pignone	1993			39



4.2 Assetto futuro

Con riferimento alle apparecchiature oggi utilizzate, l'inserimento dell' impianto a ciclo combinato comporterà la messa fuori servizio di:

- una turbina a condensazione da 10 MW_e;
- la caldaia F-7501B da 70 t/h di vapore, alimentata ad olio combustibile;
- la caldaia F-7501C da 70 t/h di vapore, alimentata ad olio combustibile.

La configurazione risultante, pertanto, è la seguente:

- il turbogas esistente TG5 da 39 MW_e alimentata con gas di raffineria (Fuel Gas) e gas naturale;
- la caldaia F-7503 combinata con il turbogas TG-5 da 39 MW_e;
- le due nuove unità turbogas da 75 MW_e (con sistema di combustione di tecnologia Dry Low NO_x), con le rispettive caldaie a recupero;
- la turbina a vapore da 90 MW_e esercita con spillamento di vapore a 14 bar;
- le turbine a contropressione (TG-4) e miste (TG4 e TG5) che utilizzano il vapore di HP disponibile sul collettore proveniente dalla caldaia F7503 e dai recuperi di processo;
- la caldaia tradizionale F-7502 come "riserva fredda".

La centrale termoelettrica a ciclo combinato sarà costituita dalle seguenti apparecchiature di maggiore importanza:

Tabella 4.3: Caratteristiche delle Caldaie

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. out [bar g]	T. out [°C]	Prod.ne [t/h]
1	F-7503	A recupero e Postcombustione	IDROTERMICI	1993	61	475	91
					20	250	12
1	F-7502	Tradizionale (Riserva Fredda)	ANSALDO	1982	61	482	140
2	31/32 BA 001	Caldaie a recupero	GE	2008	101	552	92
					29	312	13
					8	265	11,8

**Tabella 4.4: Caratteristiche dei Turbogeneratori**

n°	Item	tipo	Costruttore	Anno costruz.	P. IN [barg]	T. IN [°C]	Potenza [MW _e]
2	TG1/2	Turbogen. a vapore Condensazione con spillamenti a 15 ATE	ANSALDO	1967	60	475	10
1	TG4	Turbogen. a Vap. a Contropressione	FINCANTIERI	1986	60	475	8
1	TG5	Turbogas	Nuovo Pignone	1993			39
2	TG6/7	Turbogas tipo PG6111FA	GE	2008			75
1	TG8	Turbogen. a vapore Condensazione	GE	2008	100	550	90

E' da notare che la caldaia tradizionale F-7502 non verrà smantellata, ma di fatto verrà utilizzata solo come "riserva fredda" da avviare in occasione delle fermate programmate del turbogas TG5 o della fermata di uno dei due turbogas da 75MW_e.

L'impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato, in progetto, sarà in grado di fornire allo Stabilimento ENI R&M vapore tecnologico ed energia elettrica necessari ai nuovi fabbisogni, derivanti dall'ampliamento delle attività produttive di questo sito.

L'obiettivo fondamentale del nuovo impianto è quello di produrre, in primo luogo, il vapore necessario allo stabilimento e, secondariamente, l'energia elettrica in maniera efficiente, utilizzando un ciclo combinato a gas in assetto cogenerativo.

Allo stato attuale la fornitura di vapore ed energia elettrica dello stabilimento è affidata ad impianti tradizionali risalenti agli anni '60, consistenti in caldaie ad olio combustibile e turbine a vapore combustibile e, parzialmente, ad un ciclo combinato di piccola taglia risalente agli anni '90.

Il bilancio dei fabbisogni futuri del sito confrontati con gli attuali sono sinteticamente riportati nella Tabella 4.5. Questi dati costituiscono la migliore stima, ad oggi disponibile, dei consumi destinati



alla raffineria e derivano da una indagine analitica svolta da personale della Raffineria di Taranto e da chi scrive.

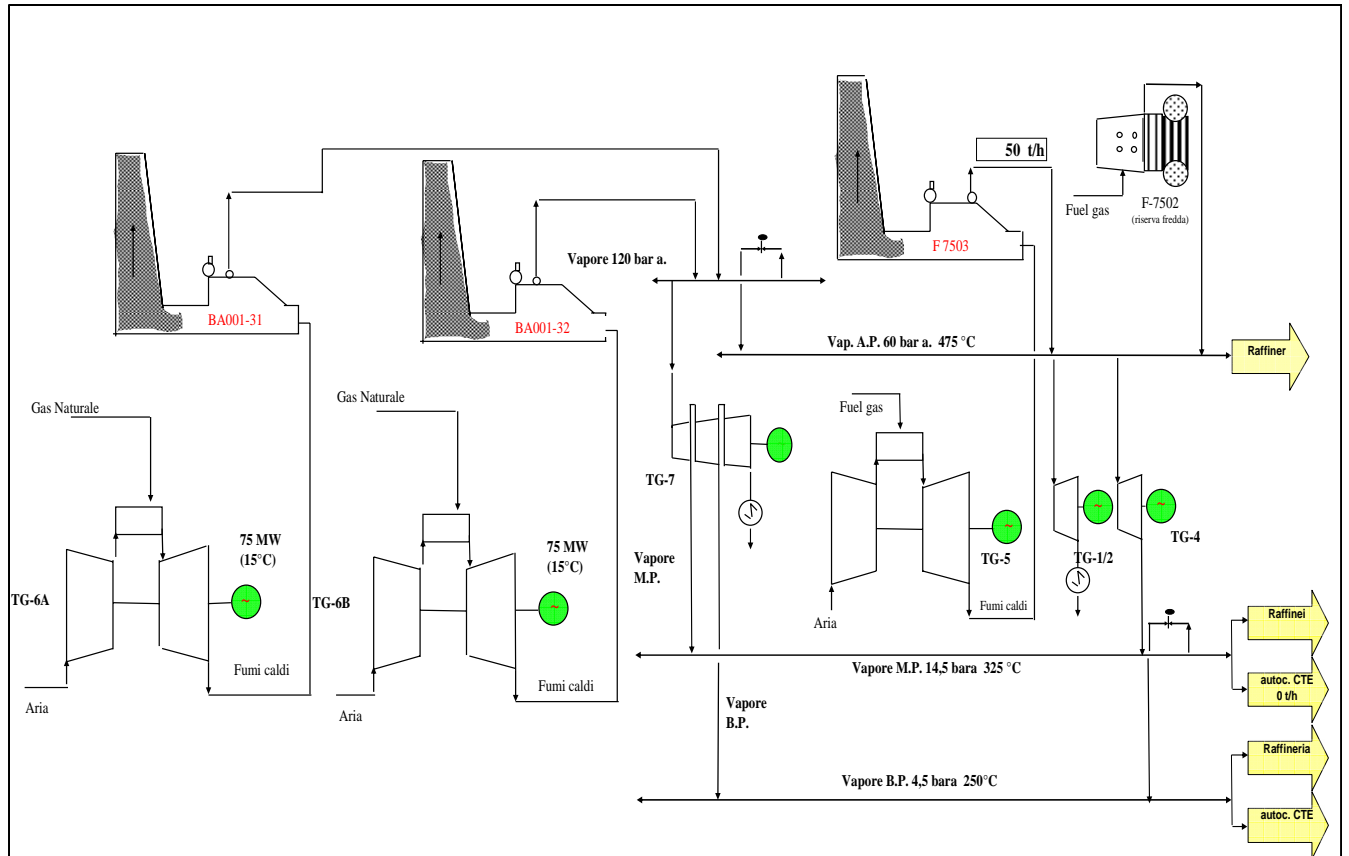
Tabella 4.5: Principali consumi del sito dopo l'incremento della capacità produttiva

Consumi di SITO	u.m.	Attuale	2010	2010
			norm	max
Richiesta di Energia Elettrica	MW	44	83,6	86
Vapore HS (60 bar 475°)	t/h	3	14,5	44,5
Vapore MS (14 bar 325°)	t/h	128	154	165
Vapore LS (3,5 bar 250°)	t/h	10	38	43
Acqua Degasata	t/h	123	203	218

Le due condizioni riportate in Tabella 4.5, si riferiscono ai consumi attuali dello stabilimento e a quelli stimati da ENI R&M ed EniPower per il 2010, in conseguenza dell'incremento produttivo del sito. Inoltre, per quanto riguarda il 2010, si fa riferimento ad una condizione normale di esercizio e ad una condizione di punta (consumi "massimi"); quest'ultima si riferisce al caso in cui vengano meno alcune produzioni di vapore ed elettricità a causa del fermo, per manutenzione o guasto, di alcune caldaie di raffineria, generalmente a recupero, strettamente legate al processo di raffinazione ed al recupero di calore dei fumi dei forni, etc. In aggiunta ai fabbisogni riportati in Tabella, è necessario considerare le quantità di vapore a bassa pressione necessarie alla produzione di acqua degasata e gli apporti di calore derivanti dalle condense di raffineria.

In Figura 4.1 è riportato uno schema di principio della configurazione della futura centrale.

Figura 4.1: Schema di principio un assetto normale di esercizio



4.3 Sicurezza delle forniture di vapore tecnologico: analisi deterministica

Per l'analisi che segue si considerano due assetti:

- Assetto normale;
- Assetto con una delle nuove unità turbogas da 75 MW_e fuori servizio, a causa di un guasto.

L'introduzione del secondo schema deriva da un approccio classico utilizzato negli ambienti industriali, in cui la sicurezza della fornitura dei servizi essenziali (in questo caso energia elettrica e vapore tecnologico) risulta un parametro importante sia per i costi che deriverebbero dalla fermata



dell'impianto sia per la conseguente fase di ripristino (o restoration) delle condizioni di esercizio, fase più o meno lunga in dipendenza del disservizio subito.

L'approccio in questione è denominato, in gergo tecnico, "Sicurezza n-1" ovvero il sistema si ritiene sicuro se è in grado di funzionare correttamente sia nel suo assetto normale con tutti gli "n" componenti in servizio (Sicurezza n) sia nel caso in cui venga meno uno qualsiasi degli n componenti del sistema.

Si tratta di un approccio intrinsecamente deterministico e, si basa sull'assunto per il quale, si considerano improbabili i casi in cui vadano fuori servizio, per guasto, due o più componenti contemporaneamente (Sicurezza n-2 e sicurezza n-k).

Per l'analisi che segue, si considera la fermata accidentale di un turbogas da 75MW_e. La sicurezza dell'approvvigionamento di vapore per la raffineria sarà considerato come test per l'analisi di sicurezza, poiché esso è l'elemento più critico del processo.

Non considereremo, per brevità, il caso della perdita della caldaia F7503 che, comunque, risulterebbe meno gravoso rispetto alla perdita di una unità turbogas, in virtù della minore potenza termica producibile da questa caldaia.

Si suppone il caso di fermata accidentale di un turbogas da 75MW_e poiché il caso della manutenzione non ha interesse per l'analisi di sicurezza; infatti, trattandosi di un evento previsto può essere facilmente superato tramite l'intervento della riserva fredda costituita dalla caldaia F7502.



4.3.1 Esercizio normale (Sicurezza n)

Ciascuno dei nuovi turbogas PG6111FA da 75 MW_e, ipotizzati nel progetto preliminare, è caratterizzato da un Heat Rate pari a 10300kJ/kWh e da una efficienza pari a circa il 35%. Il calore disponibile all'uscita del turbogas sarà, quindi, 6700 kJ per ogni kWh elettrico prodotto. La macchina potrà produrre 75 MWh in condizioni nominali e, conseguentemente, la quantità di calore prodotta sarà 502,5 MJ corrispondenti ad una potenza termica di circa 140 MW_t in condizioni nominali.

Ciascun turbogas è associata ad un generatore di vapore a recupero. Il vapore così prodotto verrà smistato, in maniera flessibile, tra il processo della raffineria e la turbina a vapore da 90 MW_e del ciclo combinato (Vedi Fig. 4.1).

Analizziamo il caso del vapore prodotto per alimentare il processo. Conoscendo dal catalogo General Electric i rendimenti del ciclo combinato e delle turbine a gas ed assumendo un rendimento del ciclo a vapore pari al 35%, si ottiene una stima del rendimento del generatore di vapore intorno al 90% utilizzando la relazione 3.2.1 riportata nella sezione III. Se si considera, pertanto, tale rendimento medio del generatore di vapore è possibile stimare la quantità di calore in uscita dal turbogas e disponibile per il riscaldamento del vapore che risulta pari a 126 MW_t circa. Inoltre, per assicurare la continuità di esercizio della turbina a vapore, si assume che almeno il 10% del carico termico debba essere continuamente inviato a condensazione. La potenza termica sviluppata dalla nuova centrale e disponibile per lo stabilimento è pari al massimo a 227 MW_t.

La caldaia F-7503 sarà fatta funzionare in modo tale da recuperare l'energia termica in uscita dal turbogas TG5 e senza post-combustione così come evidenziato nello Studio di Impatto Ambientale. In tal caso, la caldaia ha una potenzialità che, allo stato attuale, è di circa 60 t/h di vapore a 62 bar e 475° C e 12 t/h di vapore 20 bar a 250°C, utilizzato in camera di combustione del turbo-generatore TG5 per il controllo delle emissioni NO_x. Tenendo presente che il vapore utilizzato per il controllo delle emissioni del TG5 non risulta disponibile per le esigenze di raffineria e che la caldaia a



recupero, vista la naturale obsolescenza di tale impianto, non potrà raggiungere la potenzialità massima, si può stimare che la potenza termica complessiva sviluppabile sarà, nei prossimi anni, pari a circa 55 MW_t in assenza di post-combustione.

Se si sommano le potenze termiche disponibili per la raffineria, attraverso i tre generatori di vapore a recupero, si ottiene la potenza complessiva di 282 MW_t . Altri 22 MW_t saranno disponibili, in condizioni di emergenza, tramite la post-combustione della caldaia F7503.

Se si sommano i fabbisogni energetici necessari a produrre le quantità di vapore necessarie al funzionamento dello stabilimento riportate in Tabella 4.5, si ottiene una potenza termica che è pari a circa 180 MW_t in condizioni normali, e 225 MW_t , in condizioni di massima richiesta di vapore.

Come deducibile dai dati riportati, nelle condizioni normali di esercizio circa il 64% dell'energia termica disponibile è inviata al processo; la restante parte viene utilizzata per produrre energia elettrica nelle turbine a vapore con l'efficienza caratteristica del ciclo combinato.

Nelle condizioni di massima richiesta l'energia termica inviata al processo è pari a circa l'80% del totale disponibile. La regolazione puntuale della richiesta del processo viene fatta diminuendo la quantità di energia termica di recupero destinata alla produzione elettrica, evitando l'utilizzo di sistemi meno efficienti quali la post-combustione o il mantenimento in esercizio di caldaie a produzione diretta di vapore.

Questa struttura di impianto è caratteristica dei sistemi di produzione combinata di energia elettrica e di calore installati all'interno dei petrolchimici e delle raffinerie, in quanto rendono disponibile al sistema un'adeguata riserva termica "rotante" (ovvero disponibile in maniera istantanea in presenza di una variazione rapida della domanda).



E' immediato verificare che la centrale, nella configurazione impiantistica proposta, riesce sicuramente a soddisfare il carico elettrico massimo e a garantire, con la massima efficienza, le richieste termiche del sistema nelle normali condizioni operative.

In ogni caso, è assicurata la “Sicurezza n” ovvero il soddisfacimento delle forniture di vapore e di elettricità con tutti i componenti in servizio.

L'impianto proposto potrebbe modulare la richiesta termica anche attraverso la modifica del carico elettrico delle nuove turbogas, tenendo conto tuttavia dei seguenti vincoli, ovvero:

- mantenere un carico elettrico minimo delle turbogas al di sopra del Carico Minimo Tecnico Ambientale;
- assicurare la disponibilità termica di regolazione puntuale senza repentine e rilevanti variazioni del carico elettrico delle macchine, dato che la “presa di carico” elettrica può avvenire solo gradualmente e con gradienti limitati (come si è visto nel paragrafo 2.3).

Questo significa che, in funzione della condizione di funzionamento dello stabilimento, l'impianto può assumere vari assetti elettrici a partire da quelli che prevedono una sola delle nuove turbogas in esercizio fino alla condizione di esercizio con entrambi i turbogas al carico nominale.

4.3.2 Esercizio con perdita per guasto di un turbogas da 75MW_e e fabbisogno normale di vapore (Sicurezza n-1)

Consideriamo a questo punto, la verifica della Sicurezza n-1. In tal caso, si suppone che una delle turbogas da 75 MW_e sia ferma per guasto e non per manutenzione programmata. In questo caso, non è pensabile il ricorso alla caldaia F7502 a causa degli inevitabili transitori termici che richiederebbero tempi lunghi per il raggiungimento delle condizioni di regime.



La caldaia a recupero tipo 31 BA001 e la caldaia a recupero tipo F 7503, integrata dalla post-combustione che garantisce altri 22 MW_t , riescono a produrre una potenza termica tale da garantire il fabbisogno di vapore per lo stabilimento in condizioni di richiesta normale.

In questo caso, si riuscirebbe appena a soddisfare il carico termico necessario alla raffineria, in condizioni di normale richiesta di vapore, e ad evitare anche il blocco della turbina a vapore del nuovo impianto CCGT mantenendo per essa il minimo tecnico.

Il criterio di sicurezza n-1 è soddisfatto senza margini di potenza termica da utilizzare per il soddisfacimento delle utenze di vapore.

Ipotizzando che si decida di mandare in blocco la turbina a vapore del nuovo impianto CCGT si potrebbe soddisfare con qualche margine l'utenza vapore della raffineria.

4.3.3 Esercizio con perdita per guasto di un turbogas da 75 MW_e e fabbisogno di vapore massimo (Sicurezza n-2)

Nel caso in cui venisse meno una delle due unità turbogas durante le ore, per cui si ha la massima richiesta di vapore, si avrebbe una disponibilità di energia termica pari a 177 MW_t contro una richiesta che potrebbe arrivare a 225 MW_t . Questa situazione è altamente improbabile dato che il valore massimo di richiesta di vapore è determinato dall'accadimento contemporaneo di una serie di circostanze contingenti.

Si avrebbe, in questo caso, un deficit di circa 48 MW_t . Non si riuscirebbe, in questo caso, ad assicurare tutte le utenze di vapore.

Sulla base di queste considerazioni, è opportuno consigliare un sistema per il monitoraggio ed l'eventuale distacco automatico delle utenze vapore di raffineria secondo una lista di priorità, al fine di escludere le utenze meno privilegiate ed evitare inconvenienti al sistema produttivo



di raffineria. Questo accorgimento consentirebbe di superare condizioni transitorie indesiderabili e di giungere in maniera sicura ad una condizione di regime in cui sia operante la caldaia di riserva.

Va osservato, comunque, che la condizione per cui si realizza un picco di richiesta di vapore contemporaneamente ad un fuori servizio di un turbogas è una condizione che corrisponderebbe ad una doppia contingenza e, cioè, ad una analisi di sicurezza cosiddetta (n-2). I calcoli probabilistici proposti nel prosieguo possono tener in conto debitamente le probabilità con cui entrambe le contingenze si manifestano.

4.3.4 Osservazioni conclusive sull'analisi di sicurezza deterministica

La centrale a ciclo combinato ENI Power è caratterizzata dalle seguenti caratteristiche progettuali:

1. il fabbisogno di energia termica del sito produttivo, nelle condizioni di massima richiesta di vapore, è confrontabile con l'energia termica prodotta da entrambe le unità turbogas in marcia, a riprova della scelta minima della taglia della potenza della Centrale Termoelettrica;
2. nelle condizioni di normale richiesta di vapore, è possibile disporre di energia termica immediatamente disponibile anche al verificarsi di un fuori servizio accidentale di un turbogas;
3. in condizioni di massima richiesta di vapore da parte della raffineria, è possibile disporre di energia termica sufficiente alle esigenze della raffineria;
4. in condizioni di massima richiesta di vapore da parte della raffineria e, di fuori servizio accidentale di un turbogas, non sarebbe possibile soddisfare pienamente la richiesta di vapore.

Queste considerazioni mostrano come le scelte progettuali siano orientate alla produzione "affidabile", secondo il paradigma della Sicurezza n-1, del vapore tecnologico che è l'elemento più importante per poter svolgere le attività di raffinazione che si svolgono nello stabilimento.



L'energia elettrica è, in qualche modo, un sottoprodotto, molto pregiato sia dal punto di vista economico che exergetico, nella produzione di vapore.

4.4 Sicurezza delle forniture di vapore tecnologico: analisi probabilistica

Si valuta a questo punto, in termini probabilistici, l'affidabilità del sistema di produzione di vapore tecnologico al servizio della raffineria. Si abbandona, quindi, il concetto di sicurezza "n-1" basato su tecniche deterministiche e si passa ad esaminare il problema in termini più squisitamente probabilistici. In questa analisi, non si considera più la possibilità che si perda un singolo componente per volta ma si assume che più componenti possano andare fuori servizio. Ogni assetto di esercizio così definito viene pesato dalla probabilità di accadimento che lo caratterizza.

Si assume, sulla base dei dati forniti dal produttore, una affidabilità media delle unità turbogas da 75 MW_e e del generatore di vapore associato pari al 99% mentre per la caldaia F7503 è possibile assumere un valore confrontabile con il 95%, sulla base dei dati di esercizio raccolti. Si assume, inoltre, che l'assetto normale perduri per il 95% del tempo, e che la condizione di punta si realizzi solo per il 5% delle ore annue. Si assume, inoltre, che il fuori servizio inatteso di una qualunque delle tre unità produttrici di vapore sia un fenomeno statisticamente indipendente dal fuori servizio di un'altra unità.

Si esaminano, quindi, tutte le possibilità che possono realizzarsi relativamente al fuori servizio delle tre unità prese in considerazione. Tutte le possibilità sono riportate nelle prime tre colonne della Tabella 4.6 che segue. La colonna successiva indica la probabilità che si realizzino le condizioni esaminate tenendo anche in conto la probabilità che si realizzi la condizione di richiesta di vapore ipotizzata. Di conseguenza, conoscendo le potenzialità delle caldaie, è possibile calcolare il carico termico non servito. La quinta colonna indica se l'esercizio nelle condizioni specificate debba richiedere o meno un distacco di carico termico ed, infine, l'ultima colonna indica i MWh termici che non sono stati serviti all'utenza.



Sulla base di questa analisi, è possibile valutare l'indisponibilità della piena capacità produttiva della potenza termica necessaria a produrre il vapore tecnologico in ore anno. Per ottenere questo risultato basta considerare la somma delle probabilità che caratterizzano gli eventi che portano al non soddisfacimento del carico termico, assumendo, quindi, che tali eventi siano statisticamente disgiunti, e moltiplicare la probabilità risultante per il numero di ore di un anno.

Si può notare come l'approccio probabilistico pesi opportunamente le condizioni di funzionamento più improbabili che, non vengono considerate con la stessa probabilità come nel caso deterministico della sicurezza n-2 , n-3, etc.

Tabella 4.6: Analisi affidabilistica durante le ore di esercizio in condizioni normali

Condizioni di funzionamento delle unità produttrici di vapore			Probabilità di accadimento dell'evento	Riduzione carico termico	Energia termica non fornita MWh
F7503	31BA001	32BA002			
off	off	off	0,000005	si	-7,5
off	off	on	0,000470	si	-325,4
off	on	off	0,000470	si	-325,4
on	off	off	0,000090	si	-81,4
off	on	on	0,046555	no	0
on	off	on	0,008935	no	0
on	on	off	0,008935	no	0
on	on	on	0,884540	no	0

Nel caso in esame, l'indisponibilità della piena capacità produttiva di vapore per lo stabilimento, nelle condizioni di esercizio definite normali (e non di punta), è pari a 9 ore/anno. In 157 ore/annue, durante i periodi di normale richiesta di vapore, si è supposto l'utilizzo della post-



combustione al fine di minimizzare la quantità di energia termica non fornita allo stabilimento. L'energia termica media non fornita, in queste condizioni, ammonta a circa 0,74 GWh.

Valutiamo, quindi, l'indisponibilità della piena capacità produttiva di vapore durante le ore di punta che costituiscono il 5% delle ore complessive annue (Tabella 4.7).

In questo caso, l'indisponibilità della piena capacità produttiva dello stabilimento, nelle condizioni di esercizio in cui si ha la massima richiesta di vapore è pari a circa 9 ore/anno (sulle 438 ore durante le quali perdura la punta). Anche in questo caso, si è supposto l'utilizzo della post-combustione, per 8 ore critiche dell'anno, al fine di ridurre la quantità di energia termica non fornita allo stabilimento. L'energia termica media non fornita, in queste condizioni, ammonta a circa 0,43 GWh.

**Tabella 4.7: Analisi affidabilistica durante le ore di esercizio
in condizioni di richiesta massima del vapore**

Condizioni di funzionamento delle unità produttrici di vapore			Probabilità di accadimento dell'evento	Riduzione del carico termico	Energia termica non fornita MWh
F7503	31BA001	32BA002			
off	off	off	0,0000003	si	-0,5
off	off	on	0,0000248	si	-26,9
off	on	off	0,0000248	si	-26,9
on	off	off	0,0000048	si	-6,2
off	on	on	0,0024503	no	0,0
on	off	on	0,0004703	si	-185,4
on	on	off	0,0004703	si	-185,4
on	on	on	0,0465548	no	0,0



Andando, quindi, a cumulare i risultati ottenuti per le condizioni di esercizio normali e di richiesta massima di vapore tecnologico, si ottiene una indisponibilità complessiva della piena capacità produttiva dell'impianto pari a circa 18 ore/anno ed una energia termica media non fornita pari a circa 1,17 GWh.

Questa analisi mostra come l'impianto soddisfi le esigenze di affidabilità della fornitura di energia elettrica e di vapore al processo, pur non eliminando del tutto, nella condizione improbabile in cui si verificano una serie di eventi critici contemporaneamente, il rischio di un deficit di energia termica per la produzione di vapore, a riprova del fatto che il progetto considerato, per quanto riguarda la parte termica, non appare sovradimensionato rispetto ai fabbisogni strettamente necessari al processo di raffinazione.

L'analisi del rischio in termini di energia media non fornita è un tipico indicatore probabilistico utilizzato in questo tipo di analisi che probabilmente sottostima la severità delle condizioni contingenti realizzatesi a seguito dell'indisponibilità di una o più unità generatrici di vapore. Più corretto sarebbe moltiplicare questi valori per il danno economico che eventualmente si verrebbe a creare a valle di un distacco di vapore significativo. Non si dispone di dati legati a contingenze di questo tipo per lo stabilimento in esame.

4.5 Costruzione di una Centrale a Ciclo Combinato di minore capacità produttiva

Si passa ad esaminare l'alternativa progettuale sulla base della quale si considera la produzione combinata di energia elettrica e vapore con centrali di taglia più piccola.

Come evidenziato, nella sezione 3, la General Electric possiede al momento la tecnologia più avanzata nella produzione di energia elettrica e vapore da ciclo combinato a gas. Infatti, questa società possiede la tecnologia della cosiddetta serie H che è caratterizzata dai rendimenti più elevati in questo settore che hanno raggiunto la fatidica barriera del 60%.



La Serie H, purtroppo, allo stato attuale, è ancora allo stadio infantile essendo ancora poche le macchine prodotte. Inoltre, tale serie è caratterizzata da taglie piuttosto grandi ed orientate alla produzione termoelettrica su larga scala.

La Tecnologia F è quella che risulta la più avanzata dal punto di vista tecnologico (rendimenti del 55% in ciclo combinato, Dry Low NO_x per la riduzione delle emissioni, etc.) e, nel contempo, presenta taglie disponibili compatibili con il progetto in esame. A questa serie appartiene, infatti, il ciclo combinato a gas che si intenderebbe utilizzare per la raffineria di Taranto (Turbogas tipo PG6111FA e ciclo combinato tipo MS6001FA).

Ipotizziamo a questo punto di voler realizzare una centrale a ciclo combinato che permetta la produzione di vapore necessaria allo stabilimento, di taglia minore ed una capacità produttiva di energia elettrica minore rispetto al caso considerato da ENI R&M per il suo progetto.

La taglia immediatamente più piccola per General Electric è costituita da turbogas di 42 MW_e (ad esempio PG6581B) e da cicli combinati che equipaggiati con queste unità turbogas (ad esempio MS6001B) producono 64,3 MW_e.

La prima osservazione è che tali turbine a gas appartengono alla serie E, quindi, ad una tecnologia affidabile ma che, ormai, non rappresenta più lo stato dell'arte dal punto di vista dell'efficienza del ciclo. Infatti, con queste turbine si possono raggiungere efficienze del ciclo combinato dell'ordine del 49% con una perdita di efficienza rispetto alla serie F di almeno 6 punti percentuali. Questa riduzione dell'efficienza si traduce in un incremento del Heat Rate che passa da 6582 kJ/kWh (del ciclo combinato presentato in progetto da ENI) a 7340 kJ/kWh.

Sulla base di quanto riportato in [11], un incremento della efficienza nella combustione produce effetti positivi sia per quanto riguarda i consumi di combustibile e, quindi, sui costi di produzione sia per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica.

Questi effetti positivi possono essere qui rapidamente stimati:

Risparmio di combustibile: $\Delta e = 1 - \eta_1 / \eta_2$;

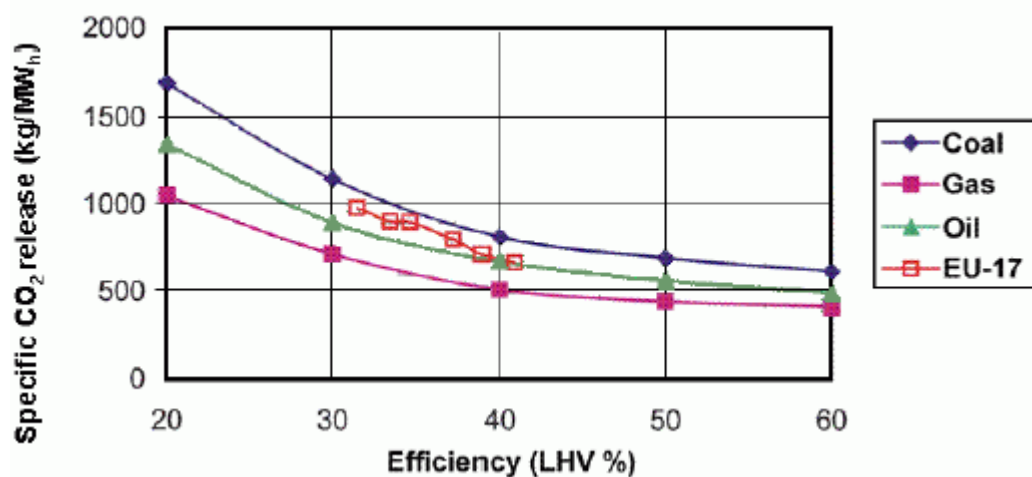
Riduzione di emissioni di anidride carbonica: $\Delta C = 1 - \eta_1 / \eta_2$;

dove: η_1 è il rendimento prima dell'intervento migliorativo;

η_2 è il rendimento dopo l'intervento migliorativo.

La Figura seguente mostra come all'incremento di efficienza corrisponde una riduzione della anidride carbonica emessa secondo Steen [12].

Figura 4.2: Emissioni specifiche di CO₂ in funzione della efficienza



Applicando, quindi, queste relazioni si ottiene che nel passaggio dalle unità turbogas di serie E a quelle della serie F si ottiene una riduzione:

- del consumo di combustibile pari a circa l'11%;
- delle emissioni di anidride carbonica di circa l'11%.



La seconda osservazione riguarda l'effettiva possibilità che un sistema di questo tipo possa servire a soddisfare i fabbisogni di vapore tecnologico della raffineria. Come si è già detto, il fabbisogno termico, per la produzione delle quantità di vapore necessarie alla raffineria, ammonta a circa 180 MW_t, in condizioni normali, e 225 MW_t, in condizioni di massima richiesta di vapore.

Ipotizzando di utilizzare turbogas da 42 MW_e, i cui gas di scarico siano convogliati in un generatore di vapore, si ottiene una potenza termica disponibile di circa **70 MW_t**, considerando un rendimento del generatore di vapore del 80% (stimato dai dati GE sulla base della formula 3.2.1) e delle turbogas pari al 32% (per esempio, per la turbina a gas PG6581B si ha un heat rate di 11227 kJ/kWh).

Per mantenere le stesse condizioni di disponibilità termica per il processo, si potrebbero utilizzare le seguenti due soluzioni alternative:

- configurazione con tre nuovi turbogas da 42 MW_e con relative caldaie a recupero e una turbina a vapore da circa 60 MW_e per un totale di 186 MW_e (la potenza termica complessiva della centrale, compresa la caldaia F-7503 esistente in assenza di post-combustione, disponibile per il sito, risulta di 244 MW_t);
- configurazione con due turbogas da 42 MW_e con caldaie a recupero dotate di post-combustione e una turbina a vapore sempre da 60 MW_e.

La prima alternativa permette di ottenere un'adeguata affidabilità, ma con un rendimento exergetico in ciclo combinato non superiore al 49%. Nella seconda alternativa la produzione elettrica massima si ridurrebbe a circa 144MW_e e il rendimento scenderebbe a valori intorno al 46% a causa della post- combustione.

Entrambe le soluzioni non consentono di ottenere livelli di efficienza energetica confrontabili con la Best Available Technology, con effetti negativi sia sul consumo di combustibile che sulle emissioni di CO₂.



In aggiunta, si noti che una soluzione con due turbogas da 42 MW_t non può essere considerata in quanto palesemente non garantisce un'adeguata affidabilità al sistema già in termini di sicurezza n-1.

Infatti, nel caso di perdita di una unità turbogas, anche ricorrendo alla caldaia F7503 ed alla sua post-combustione, bisognerebbe fornire ulteriori 33 MW_t per garantire la normale fornitura di vapore e ben 81 MW_t in condizioni di massima richiesta, ipotizzando di utilizzare tutta la capacità termica a disposizione.

L'unica opzione interessante, ai fini di questo studio, è quella basata su una configurazione di 3 turbogas da 42MW_e integrati dalla caldaia F7503 esistente.

Infatti, la potenza termica disponibile per il sito (244MW_t) sarebbe in grado di soddisfare pienamente, in Sicurezza n, i fabbisogni di vapore ed elettricità.

Si può osservare che, in caso di guasto di un solo turbogas, verrebbero meno circa 70 MW_t per cui si avrebbero a disposizione 174 MW_t. Utilizzando la post-combustione di F7503, si potrebbe ottemperare alle richieste di vapore del sito in condizioni normali.

Pertanto, il criterio della sicurezza n-1 viene soddisfatto.

Nel caso in cui si realizzasse un upset di un turbogas durante le ore di massima richiesta di vapore, si avrebbe un ammanco di energia termica per la produzione di vapore pari a circa 29 MW_t anche utilizzando la post-combustione.

In questo caso, la doppia contingenza (Sicurezza n-2) metterebbe in crisi la fornitura di vapore.



Dopo aver effettuato questa prima analisi deterministica, si passa ad effettuare, come nel precedente paragrafo, una analisi probabilistica.

Si assume, sulla base dei dati forniti dal produttore, una affidabilità media dei turbogas da 42 MW_e e del generatore di vapore associato pari al 99% mentre per la caldaia F7503 è possibile assumere un valore confrontabile con il 5% sulla base dei dati di esercizio raccolti. Si assume, inoltre, che l'assetto normale perduri per il 95% del tempo mentre la condizione di punta si realizzi solo per il 5% delle ore annue. Analogamente a quanto visto nel paragrafo precedente, si esaminano, quindi, tutte le possibilità che possono realizzarsi relativamente al fuori servizio delle tre unità prese in considerazione.

Tabella 4.8: Analisi affidabilistica durante le ore di esercizio in condizioni normali

Condizioni di funzionamento delle unità produttrici di vapore				Probabilità di accadimento dell'evento	Riduzione del carico termico	Energia termica non fornita MWh
F7503	TG1	TG2	TG3			
off	off	off	off	0,000000048	si	-0,075
off	off	off	on	0,000004703	si	-5,4
off	off	on	off	0,000004703	si	-5,4
off	on	off	off	0,000004703	si	-5,4
on	off	off	off	0,000000903	si	-0,8
on	off	off	on	0,000089348	si	-42,3
on	off	on	off	0,000089348	si	-42,3
on	on	off	off	0,000089348	si	-42,3
off	on	off	on	0,000465548	si	-248,8
off	on	on	off	0,000465548	si	-248,8
off	off	on	on	0,000465548	si	-248,8
on	on	on	off	0,008845403	no	0,0
on	on	off	on	0,008845403	no	0,0
on	off	on	on	0,008845403	no	0,0
off	on	on	on	0,046089203	no	0,0
on	on	on	on	0,875694848	no	0,0



Sulla base di questa analisi è possibile valutare l'indisponibilità della piena capacità produttiva della potenza termica necessaria a produrre il vapore tecnologico in ore anno. Nel caso in esame, l'indisponibilità della piena capacità produttiva dello stabilimento, nelle condizioni di esercizio definite normali (e non di punta), è pari a 15 ore/anno. L'uso della post-combustione, durante le condizioni di richiesta normale di vapore, si è reso necessario per almeno 235 ore anno. L'energia termica mediamente non fornita alle utenze ammonta a circa 0,89 GWh.

Valutiamo, quindi, l'indisponibilità della piena capacità produttiva di vapore durante le ore di punta che costituiscono il 5% delle ore complessive annue.

Tabella 4.9: Analisi affidabilistica durante le ore di esercizio in condizioni di richiesta massima del vapore

Condizioni di funzionamento delle unità produttrici di vapore				Probabilità di accadimento dell'evento	Riduzione del carico termico	Energia termica non fornita MWh
F7503	TG1	TG2	TG3			
off	off	off	off	0,000000003	si	-0,005
off	off	off	on	0,000000248	si	-0,4
off	off	on	off	0,000000248	si	-0,4
off	on	off	off	0,000000248	si	-0,4
on	off	off	off	0,000000048	si	-0,1
on	off	off	on	0,000004703	si	-4,1
on	off	on	off	0,000004703	si	-4,1
on	on	off	off	0,000004703	si	-4,1
off	on	off	on	0,000024503	si	-22,8
off	on	on	off	0,000024503	si	-22,8
off	off	on	on	0,000024503	si	-22,8
on	on	on	off	0,000465548	si	-118,3
on	on	off	on	0,000465548	si	-118,3
on	off	on	on	0,000465548	si	-118,3
off	on	on	on	0,002425748	si	-765,0
on	on	on	on	0,046089203	no	0,0



Durante le 438 ore per cui perdura la condizione di massima richiesta di vapore, l'indisponibilità della piena capacità produttiva dello stabilimento, ammonta a 34 ore/anno. La post-combustione della caldaia a recupero F7503, in questo caso, si rende necessario per circa 33,6 ore/anno. Il carico medio interrotto in queste condizioni ammonta a circa 1,2 GWh.

Andando, quindi, a cumulare i risultati ottenuti per le condizioni di esercizio normali e di richiesta massima di vapore tecnologico, si ottiene una indisponibilità complessiva della piena capacità produttiva dell'impianto pari a circa 49 ore/anno ed un carico termico mediamente distaccato pari a 2,1 GWh.

Questa analisi mostra come l'affidabilità dell'impianto, nonostante la presenza di tre turbine a gas di taglia più piccola, sia peggiorata significativamente rispetto al caso precedente.

Si ritiene, quindi, che la soluzione progettuale basata sull'uso di due turbogas da 75 MW_e sia da preferire alla soluzione appena esaminata per le migliori prestazioni in termini di efficienza energetica e di impatto ambientale e per le garanzie di maggiore affidabilità riguardanti la fornitura del vapore alla raffineria.

Le considerazioni fatte fino a questo punto per macchine della General Electric possono estendersi anche ad altri fornitori quali Alstom , Siemens , etc. Ad esempio, nel segmento di mercato di interesse, Siemens propone cicli combinati caratterizzati da turbogas da 68MW_e (SGT 100F) o Alstom propone il ciclo combinato KA8C2-2 che nel complesso produce 165 MW_e con efficienza 50%.

Il mercato di queste centrali anche denominate "turn key power station" ovvero centrali "chiavi in mano" è caratterizzato da tecnologie abbastanza standardizzate che propongono taglie simili a quelle esaminate e prestazioni abbastanza confrontabili tra loro. Infatti, da un punto di vista strettamente legato al marketing di questa tecnologia, è risultata vincente l'idea per la quale centrali elettriche a ciclo combinato debbano essere caratterizzate da taglie standardizzate e da una serie di componenti



modulari che possono permettere la facile adattabilità dei prodotti alle esigenze del cliente, riducendo nel contempo i tempi di costruzione e di “commissioning” dell’impianto. Durante gli anni '90, quindi, l’uso di moduli standardizzati nelle centrali a ciclo combinato ha introdotto, in questo settore, una concezione industriale che ha permesso di contrarre tempi e costi di realizzazione.

4.6 Bilancio energetico

Si riportano a titolo di confronto alcuni dati relativi alla produzione di energia elettrica e vapore della Centrale Termoelettrica EniPower negli anni precedenti. Sono riportati i dati del 2003 e del 2004 per i quali va, comunque, tenuto presente che nel 2003 si è realizzata una fermata generale di Raffineria e si è effettuata la manutenzione generale del turbogas TG7501-G5 mentre nel 2004 a causa di un guasto ad un trasformatore della stessa turbogas si è determinata una fermata prolungata di questo gruppo. Questi dati sono confrontati con quelli del 2005 che si assume come anno di riferimento non avendo sperimentato i problemi degli anni precedenti.

Si ritiene, pertanto, che il 2005 sia l’anno più significativo per stimare l’attuale produzione della centrale CTE di EniPower.

Di seguito, si riportano i bilanci energetici delle principali voci inerenti la centrale EniPower. Al fine di confrontare su base omogenea i dati relativi a energia elettrica e termica si farà riferimento al contenuto exergetico delle varie forme di energia.



Tabella 4.10: Produzione di energia elettrica e vapore nel periodo 2003-2005

Produzioni CTE		2003	2004	2005
Energia Elettrica prodotta lorda	[GWh]	405	351	460
Vapore totale prodotto	[kton]	1187	1241	1340
Exergia Vapore	GWh	309	323	349
Exergia Totale	GWh	714	674	809*
Variazione produzione rispetto al 2005	%	-11,6	-16,6	-

*dato ufficiale riportato in [13].

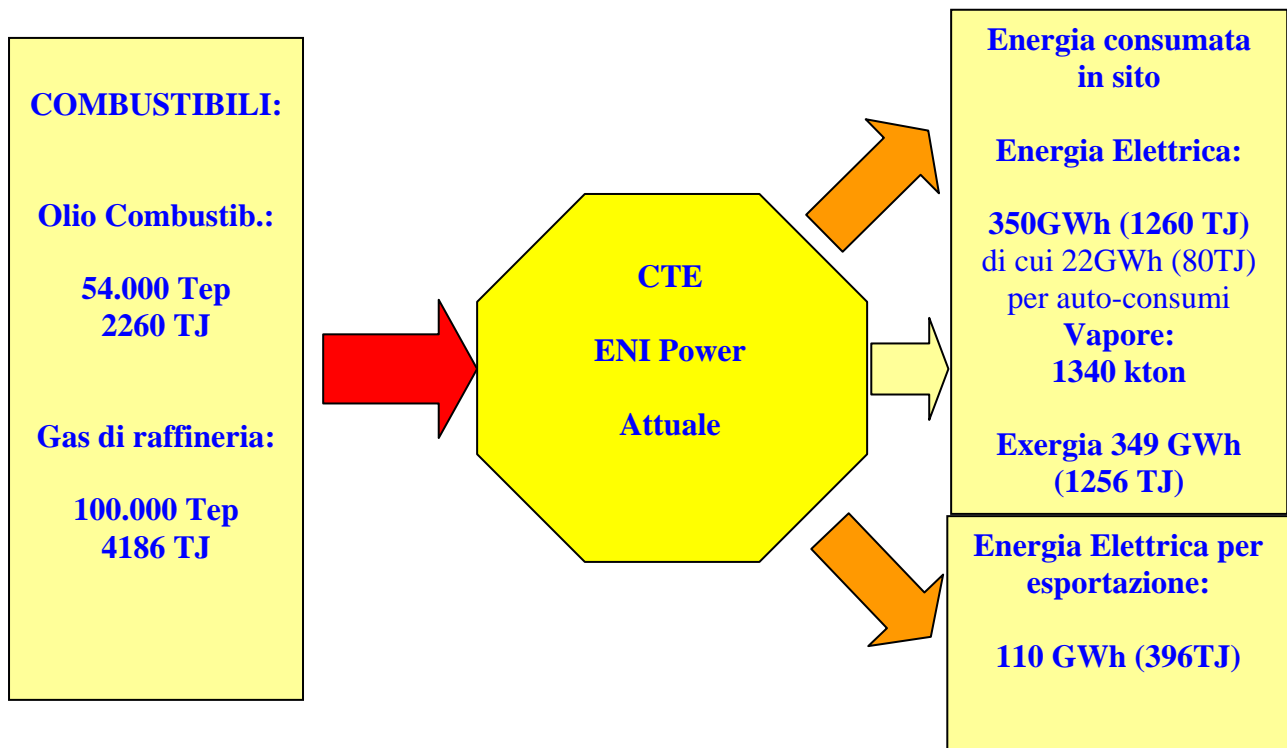
Tabella 4.11: Produzione di energia elettrica nel 2005

Energia Elettrica			Totale (GWh/anno)
Energia Elettrica Lorda			459.60
Autoconsumi elettrici			21.89
Energia Elettrica Netta	Per la Raffineria	Per gli impianti EniPower	Per il mercato esterno
	307.0	20	110.7
			437.71

Tabella 4.12: Produzione di vapore nel 2005

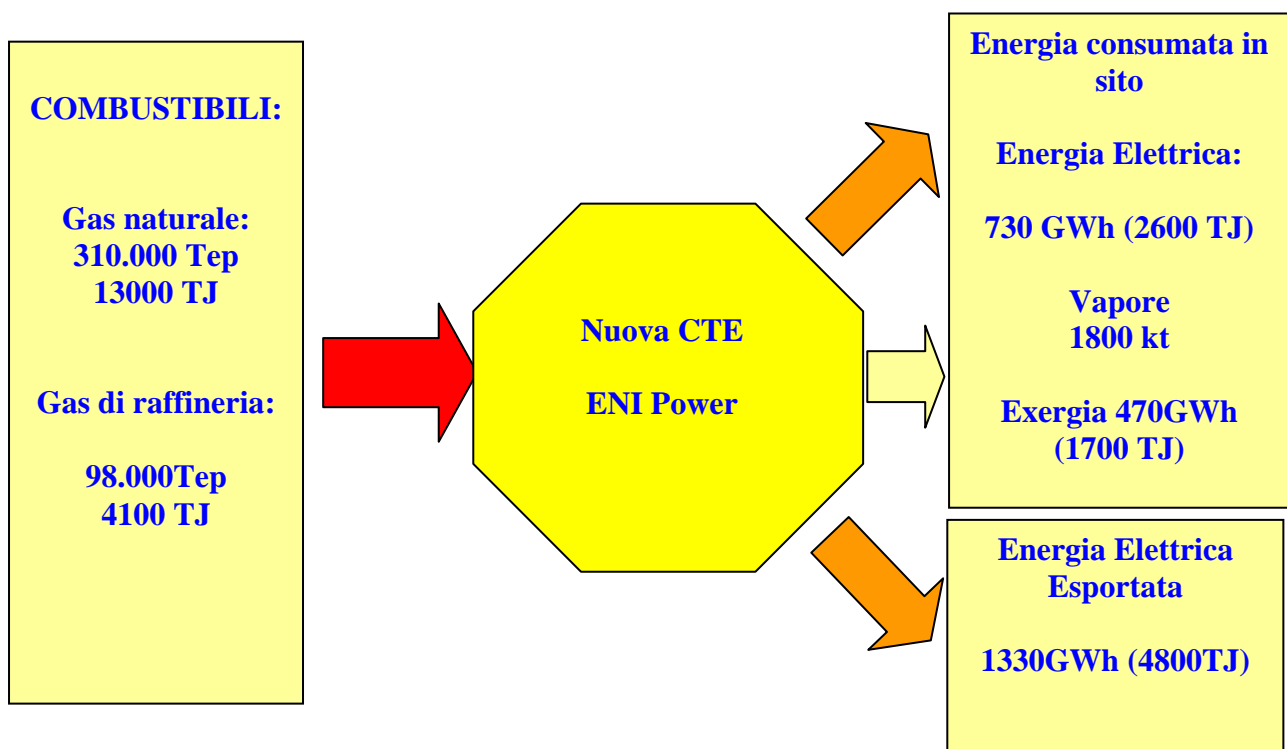
Vapore	Per la Raffineria	Per gli impianti EniPower	Totale (l'anno)
Alta Pressione	2.190		2.190
Media Pressione	1.077.300	231.000	1.308.300
Bassa Pressione	29.700		29.700
			1.340.190

Figura 4.3: Bilancio energetico della CTE nel 2005



Sulla base dei dati di progetto, è possibile stimare il fabbisogno energetico della nuova centrale EniPower in assetto Cogenerativo. Si riporta sinteticamente in figura 4.4 tale stima.

Figura 4.4: Stima del Bilancio energetico della nuova CTE



Dal confronto dei due bilanci energetici, si può evincere come la nuova iniziativa dal punto di vista del rendimento exergetico comporti un miglioramento. Infatti, allo stato attuale il rendimento exergetico è pari al 44% mentre nell'assetto futuro si realizza un rendimento del 53%. Questo in altre parole significa che si fa un migliore utilizzo della cosiddetta "energia buona" (exergia).

Se si confrontano i consumi complessivi di energia elettrica ed exergia termica del sito, si può notare come questi siano passati da circa 2520 TJ a 4300 TJ. Ovviamente, questo è dovuto alle



maggiori necessità dello stabilimento che, nel progetto in esame, vede incrementare la capacità di lavorazione da 6,5 a 11 milioni di tonnellate/anno.

Se si confrontasse la domanda di exergia complessiva, a parità di prodotto, si potrebbe rilevare che i consumi in situ sono all'incirca confrontabili.

Confrontando il dato relativo al nuovo impianto, con quello attuale, si può riscontrare un surplus di energia elettrica pari a circa 1600GWh. L'incremento di efficienza del processo rende disponibile una maggiore quantità di energia elettrica nel progetto di ampliamento della centrale termoelettrica.

Un incremento del 9% del rendimento energetico corrisponde ad una condizione per cui, a parità di combustibile utilizzato, si rende disponibile, a causa del miglioramento dell'efficienza energetica, circa il 20% di exergia in più rispetto all'assetto attuale della centrale termoelettrica.

In definitiva, a causa del miglioramento dell'efficienza energetica con cui si produce il calore, si è resa disponibile una maggior quantità di energia “nobile” che si manifesta con un surplus di energia associato, prevalentemente, all'energia elettrica disponibile per l'esportazione.

4.7 La Cogenerazione

I parametri energetici del nuovo processo risultano tutti superiori alle soglie minime prescritte dalla Deliberazione della Autorità dell'Energia Elettrica ed il Gas n. 42/02. Infatti, l'indice IRE ed il limite termico sono superiori ai limiti fissati dalla Deliberazione.

L'energia elettrica prodotta viene distribuita localmente su rete in media tensione contribuendo tramite il “coefficiente p” della già citata Deliberazione a ridurre le perdite di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica utilizzata per gli autoconsumi (del 4,3%).



L'energia elettrica in più prodotta con un ciclo molto efficiente (il ciclo combinato a gas che si sta considerando ha efficienza pari al 55%) va a sostituire energia prodotta dalle centrali del parco termoelettrico italiano o europeo caratterizzate da efficienze dell'ordine del 38% nel caso italiano (fonte GRTN vedi paragrafo 2.2) ed europeo (vedi paragrafo 2.5). Anche nelle proiezioni a lungo termine (2030) il parco europeo non eccederà efficienze superiori al 46% (vedi paragrafo 2.5).

Diciamo che tale energia “sostituisce” quella prodotta con impianti termoelettrici meno efficienti perché sarà, senz'altro, caratterizzata da un prezzo di offerta competitivo con le fonti convenzionali.

Infatti, il prezzo rifletterà:

- un costo di produzione competitivo per la maggiore efficienza del ciclo termodinamico;
- un costo dell'impianto che può essere considerato un “sunk cost” visto che l'impianto comunque si sarebbe dovuto realizzare per l'incremento della produzione dello stabilimento ENI R&M;
- l'effetto degli “emission credit” che andranno a penalizzare la produzione termoelettrica più impattante dal punto di vista delle emissioni di CO₂ a vantaggio dei Cicli combinati a gas (si è stimato che possano attestarsi sui 20 €/tCO₂ Vedi paragrafo 2.1);
- per gli incentivi e le agevolazioni fiscali di cui possono godere questi impianti;

Già, perché la cogenerazione è considerata un mezzo per la produzione combinata di energia elettrica e calore da promuovere in virtù dei benefici ambientali che essa è in grado di creare grazie ad un uso efficiente delle risorse primarie.

Infatti, già il Decreto Bersani, ovvero il Decreto legislativo 79/99 che recepiva la Direttiva 96/92/CE sulle norme comuni per il mercato elettrico dell'energia elettrica, mette sullo stesso piano fonti rinnovabili e cogenerazione. Lo stesso decreto prevede, infatti, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione.



Successivamente, sono stati prodotti numerosi atti normativi e legislativi che sostengono la “priorità di dispacciamento” delle fonti rinnovabili e della cogenerazione proprio in virtù dell’alto valore che queste fonti hanno nella salvaguardia dell’ambiente grazie ad un uso efficiente e razionale dell’energia.

Si rammenta, tra i tanti, l’ultimo atto legislativo, il D. Lgs. n. 20/07 (Decreto) del 6 marzo 2007 che attua la “*direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE*”.

La cogenerazione ad alto rendimento è incentivata con privilegi accordati nelle diverse fasi della filiera, tra cui spiccano: garanzia di accesso alla trasmissione, priorità di dispacciamento ed obbligo di connessione a carico dell’impresa distributrice, analogamente a quanto avviene per le fonti rinnovabili.

L’art. 7 attribuisce all’AEEG il potere di stabilire entro tre mesi le condizioni tecniche ed economiche per la connessione delle unità di cogenerazione alle reti elettriche i cui gestori sono obbligati a predisporre l’accesso ai terzi, imponendo che le condizioni suddette rispettino alcune prescrizioni, tra le quali la pubblicazione degli standard tecnici per la connessione, procedure e costi per l’espletamento della fase istruttoria e i criteri per la ripartizione dei costi di connessione. La costruzione di nuove centrali è agevolata attraverso l’estensione della normativa prevista nel D.L. 7/02 agli impianti di potenza termica superiore a 300 MW, mentre per quelli aventi potenza inferiore è previsto un procedimento unico conforme alle prescrizioni della L. 241/1990.

Questo Decreto prevede per la cogenerazione ad alto rendimento la priorità di dispacciamento, analogamente a quanto avviene per le fonti rinnovabili. Questo fatto ribadisce, ancora una volta, l’interesse del legislatore all’utilizzo di questo sistema di produzione di energia elettrica e vapore e, nel contempo, garantisce che queste fonti possano sostituire effettivamente le attuali produzioni di energia elettrica a più basso rendimento.



Significativo sarà nel prossimo futuro l'effetto degli "emission credit". Il fattore di emissione di anidride carbonica di un impianto CCGT a gas naturale si aggira intorno ai valori del benchmark, circa 0,4 t/MWh, da imporre al parco termoelettrico del prossimo futuro (2010)) e negli impianti più recenti è addirittura inferiore a tale soglia. Dunque, se a ciascun impianto termoelettrico di qualsiasi tipologia e combustibile, il piano di assegnazione dei diritti di emissione assegnasse il benchmark suddetto, gli impianti CCGT a gas naturale non subirebbero alcun incremento di costo. Viceversa, le altre tipologie di impianti termoelettrici, in particolare quelle a carbone, che hanno un fattore di emissione medio intorno a 0,9 t/MWh, subirebbero un aggravio di costo marginale di produzione, dovendo acquistare sul mercato dell'ETS permessi di emissione per $(0,9 - 0,4) = 0,5$ t/MWh.

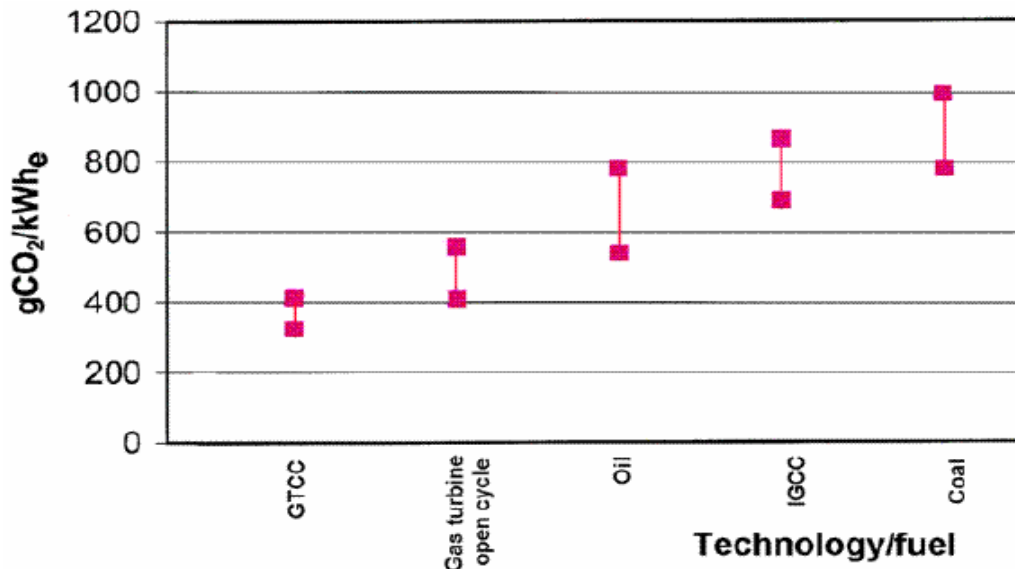
Ad un prezzo dei crediti di emissione intorno a 20 €/t, l'aggravio sarebbe di circa 10 €/MWh e potrebbe tendere ad avvantaggiare le produzioni meno impattanti ed ad annullare il differenziale di prezzo tra carbone e gas a vantaggio dei Cicli Combinati a Gas.

4.8 Le Emissioni di anidride carbonica

Come si è più volte messo in evidenza in questa relazione, la tecnologia utilizzata per la produzione combinata di vapore ed elettricità è, in questo momento, la migliore disponibile commercialmente.

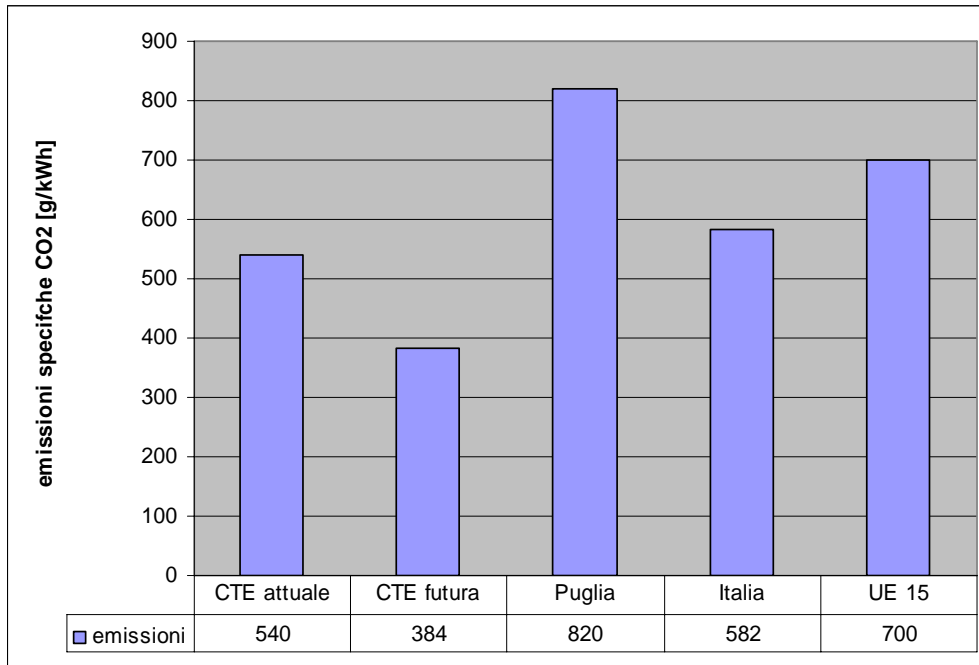
Nella Figura seguente estratta da "IPPC Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" pubblicato nel luglio 2006, si evidenzia come la tecnologia scelta, cioè la GTCC (Gas Turbine Combined Cycle) sia quella che maggiormente garantisce emissioni specifiche contenute [9,12].

Sulla base di questi elementi, le emissioni specifiche della nuova centrale GTCC di ENI Power sono stimabili in 384 gCO₂/kWh.

Figura 4.5: Emissioni specifiche di CO₂ in funzione delle tecnologie

In Figura 4.6, sono riportati gli indici di emissione della attuale Centrale Termoelettrica EniPower confrontati con quelli del parco termoelettrico nazionale e pugliese e con le emissioni della centrale elettrica EniPower successivamente alla realizzazione della nuova centrale. Il dato relativo alle attuali emissioni della centrale EniPower è preso dal Rapporto di sostenibilità ambientale di EniPower del 2006 [13] e fa riferimento alle emissioni specifiche del 2005 per il sito di Taranto. Tale dato è valutato per kWh di exergia prodotta ed è determinato sulla base delle metodologie di calcolo definite nella Decisione CE (2004) 130 del 29 gennaio 2004. I dati relativi al parco termoelettrico nazionale e pugliese, già introdotti nella sezione II, sono anche riportati in [5,7] e fanno riferimento al 2005.

Figura 4.6: Confronto delle emissioni specifiche di CO₂



In Tabella 4.13, sono riportate le stime relative alle emissioni totali annue di anidride carbonica originate dalla produzione combinata di energia elettrica e di energia termica necessaria alla produzione del vapore. Per comparare su base omogenea i contenuti energetici di energia elettrica e calore, si fa riferimento al contenuto exergetico complessivo della produzione della centrale termoelettrica.

In Tabella 4.13, le emissioni di anidride carbonica riferite al 2005 sono tratti dal Rapporto di sostenibilità ambientale di EniPower, 2006 [13].

Come è possibile constatare dalla Tabella 4.13, la produzione di CO₂ della Centrale Termoelettrica nella sua configurazione futura, aumenta significativamente, rispetto alla situazione attuale, in dipendenza della maggiore energia prodotta dal ciclo combinato.

**Tabella 4.13: Emissioni totali di CO₂ annue della CTE EniPower in assetto attuale e futuro**

	Assetto Attuale (2005)		Assetto Futuro		Variazioni	
	[GWh/a]	[t/a]	[GWh/a]	[t/a]	[GWh/a]	[t/a]
Produzione CTE	809	421.576	2.530	971.520	1.721	549.944
Consumi del sito	679	353.832	1.200	460.800	521	106.968
Cessione a Esterno	130	67.744	1.330	510.720	1.200	442.976

Orbene, allargando il dominio della nostra analisi alla realtà pugliese ed assumendo che le unità dello stabilimento EniPower siano dispacciate in modo tale da eliminare dal mercato le unità meno efficienti (a causa di offerta competitiva sul mercato e di un dispacciamento prioritario), si può osservare come il bilancio delle emissioni di CO₂ sia favorevole alla costruzione della nuova centrale. In questo caso, le emissioni delle centrali pugliesi, caratterizzate da emissioni specifiche pari a 820 g/kWh, per produrre i 1200 GWh/a che saranno ceduti all'esterno dalla centrale EniPower nell'assetto futuro (al netto dell'energia elettrica esportata nel 2005 pari a 130 GWh) emetterebbero in aria 984.000 tonnellate di CO₂. Queste tonnellate di anidride carbonica risparmiate vanno largamente a compensare l'incremento dovuto all'aumento della produzione della CTE EniPower, pari a 549.944 t/a. Il saldo a vantaggio dell'ambiente è pari a circa 434.000 t/a.

La realizzazione della centrale darebbe origine ad un saldo negativo, cioè si ridurrebbero le emissioni in Puglia rispetto alla situazione attuale, di ben 434.000 tonnellate di CO₂ all'anno, nonostante l'ampliamento dell'insediamento produttivo .



Di contro, assumendo che la produzione di energia elettrica esportata dalla centrale EniPower di Taranto vada a rimpiazzare energia elettrica, prodotta da unità meno efficienti sul mercato italiano, è possibile notare che, anche in questo caso, si otterrebbe una riduzione delle emissioni in aria, poiché la media nazionale è pari a 582g/kWh. In tal caso, per produrre i 1200 GWh/a, aggiuntivi rispetto al 2005, esportati dalla centrale EniPower, le centrali italiane dovrebbero emettere, mediamente 698.000 tonnellate di CO₂ all'anno.

Il nuovo insediamento produttivo ENI Power produrrebbe, quindi, complessivamente un saldo negativo di circa 148.000 tonnellate/anno di CO₂, nonostante l'ampliamento dell'insediamento produttivo.

Val solo la pena osservare che se si confrontassero le emissioni specifiche medie europee per la produzione termoelettrica, si otterrebbero valori nettamente più confortanti essendo tali emissioni mediamente più elevate rispetto al caso italiano. A titolo di confronto, si ricorda, quanto già visto nel capitolo II. Per l'Europa, nel suo complesso, le emissioni specifiche per la **produzione termoelettrica lorda** sono pari a circa **699 g/kWh**, per la UE 15 sono dell'ordine di 700 g e solo il Lussemburgo è caratterizzato in Europa da una emissione specifica minore di quella italiana (431g/kWh) [5].

Se la produzione di CTE Taranto riuscisse a ridurre le importazioni italiane dal resto di Europa si otterrebbe una riduzione delle emissioni globali emesse pari a circa 838.800 tonnellate di CO₂.

Ancora una volta, su scala europea, il saldo netto delle emissioni sarebbe a vantaggio della realizzazione del nuovo impianto a ciclo combinato di ENI Power di ben 289.000 t/a.

Se l'ampliamento della raffineria fosse avvenuto senza alcun miglioramento della efficienza ed una riduzione delle emissioni specifiche, si sarebbe avuto un incremento netto dei consumi e delle emissioni in proporzione all'incremento stesso.



Nella soluzione che qui viene proposta, l'incremento delle emissioni totali di CO₂ della nuova centrale è solo apparente in quanto, per effetto del miglioramento della efficienza nella produzione di energia elettrica e calore, la produzione elettrica, destinata al mercato esterno, avviene con una riduzione significativa delle emissioni di CO₂ su base annua con riferimento alla media nazionale o, addirittura, con una drastica riduzione su scala regionale.

4.9 Ampliamento della Raffineria ENI R&M e rapporto con il PEAR

Sulla base delle conclusioni del precedente paragrafo, ci sentiamo di poter affermare che l'ammodernamento della Centrale Termoelettrica EniPower contribuirà al miglioramento della emissione specifica regionale, in linea con quanto riportato nel PEAR.

Infatti, come si è già evidenziato nel secondo capitolo, il Piano Energetico Ambientale nel Documento di discussione preliminare vuole favorire, nello *scenario tendenziale*, un incremento decisivo delle fonti rinnovabili (+7%) e privilegiare un combustibile pulito come il gas il cui maggior utilizzo (+27%) deve compensare un minore ricorso al carbone come combustibile fossile (-17%) e ai prodotti petroliferi (-13%).

Lo *scenario obiettivo* manifesta, in maniera completa, il progetto che sta dietro il Piano Energetico Ambientale esposto nel Documento di discussione preliminare. Si vuole favorire un incremento delle fonti rinnovabili (+8%) ma anche utilizzare, in maniera sostanziale, come combustibile fossile, il gas il cui maggior utilizzo arriva addirittura al +36%, compensando un minore ricorso al carbone come combustibile fossile (-27%) e ai prodotti petroliferi (-13%).

In questa logica, si pone l'intervento per la realizzazione di una centrale a ciclo combinato a gas di 240 MW_e presso la Raffineria di Taranto.



La nuova centrale produrrà, come si è innanzi ampiamente dimostrato, la potenza termica strettamente necessaria agli usi finali di raffineria. Come surplus genererà una quantità di energia elettrica sovrabbondante rispetto ai consumi di raffineria. L'esportazione di energia elettrica tenderà a sostituire una eguale quantità di energia elettrica del parco termoelettrico nazionale e regionale, caratterizzata da emissioni specifiche mediamente molto più alte. Il bilancio delle emissioni climalteranti sarà, come appena visto, comunque a favore della realizzazione della nuova centrale.

Infine, è opportuno prendere in considerazione gli obiettivi generali per la Regione Puglia e le scelte politiche necessarie al raggiungimento dei risultati previsti così come sono esposti nei documenti sviluppati per il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, la politica energetica regionale si pone i seguenti obiettivi generali:

1. mantenimento e rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;
2. riduzione dell'impatto sull'ambiente, sia a livello globale che a livello locale. In particolare, nel medio periodo, stabilizzazione delle emissioni di CO₂ del settore rispetto ai valori del 2004;
3. diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti e nella compatibilità di cui all'obiettivo precedente;
4. sviluppo di un apparato produttivo ad alta efficienza energetica.

Inoltre, la politica regionale per raggiungere gli obiettivi precedentemente distinti deve, tra l'altro, realizzare:

1. la diversificazione delle fonti e la riduzione dell'impatto ambientale globale e locale che passa attraverso la necessità di limitare gradualmente l'impiego del carbone e degli oli combustibili incrementando, nello stesso tempo, l'impiego del gas naturale e delle fonti rinnovabili;



2. le condizioni per cui i nuovi impianti per la produzione di energia elettrica siano inseriti in uno scenario che non configuri una situazione di accumulo, in termini di emissioni di gas climalteranti, ma di sostituzione, in modo da non incrementare ulteriormente tali emissioni in relazione al settore termoelettrico;
3. le condizioni per cui, coerentemente con l'incremento dell'impiego del gas naturale, si realizzino le infrastrutture sul territorio regionale ne consentano l'approvvigionamento, per una capacità tale da poter soddisfare sia i fabbisogni interni che quelli di aree limitrofe;
4. le condizioni per cui si provveda al rinforzo dei punti deboli del sistema di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

La realizzazione della nuova centrale risponde agli obiettivi generali disegnati dalla Regione Puglia nel PEAR.

Infatti, viene rafforzata una capacità produttiva che è di rilievo per lo sviluppo delle attività produttive nella provincia di Taranto, diversificando le risorse primarie tramite l'uso di gas naturale. L'intervento potrà produrre su scala regionale e nazionale una riduzione delle emissioni climalteranti grazie all'ammodernamento di un sito produttivo che si avvale della migliore tecnologia disponibile in termine di efficienza energetica. L'intervento, inoltre, potenzierà le infrastrutture energetiche esistenti tramite la realizzazione di un gasdotto e di un elettrodotto.



SEZIONE V

CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Recentemente ENI ha considerato la possibilità di incrementare l'attività di raffinazione dello Stabilimento ENI Refining & Marketing (ex Raffineria Agip Petroli di Taranto).

A fronte di nuovi investimenti orientati ad incrementare la capacità di lavorazione della raffineria da 6,5 a 11 milioni di tonnellate/anno, ENI ha affrontato la questione del miglioramento dell'efficienza energetica della produzione di energia elettrica e vapore, essenziale per questa attività industriale, al fine di ottenere la migliore prestazione economica ed ambientale dell'attività produttiva.

La Società EniPower, Società del gruppo ENI, ha sviluppato un progetto per la realizzazione di un impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 240 MW_e alimentato da gas naturale ubicato presso lo Stabilimento ENI Refining & Marketing (ex Raffineria Agip Petroli di Taranto). Allo stato attuale è avviato l'iter autorizzativo con la trasmissione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) e la pubblicazione dell'Avviso al pubblico, avvenuto il giorno 26 marzo 2007.

L'impianto sarà composto da due turbogas da circa 75MW_e ed una turbina a vapore da circa 90 MW_e che verranno **alimentati esclusivamente da gas naturale**. L'approvvigionamento di gas naturale si realizzerà attraverso un punto di connessione ad un nuovo gasdotto di Snam Rete Gas, in corso di autorizzazione.



L'intervento prevede la sostituzione delle caldaie più obsolete, a bassa efficienza ed alimentate ad olio combustibile, con un ciclo combinato a gas ad **alto rendimento (55%)** di potenza, pari a circa 240 MW elettrici. Questa tecnologia presenta il duplice vantaggio di realizzare una produzione di vapore ed energia elettrica più efficiente, tale da compensare la differenza di costo tra gas naturale ed olio combustibile (bruciato nelle vecchie caldaie) e, nel contempo, in grado di limitare l'impatto ambientale, eliminando ogni emissione di SO_x, riducendo le emissioni di NO_x e particolato. Tutto questo grazie all'impiego del gas naturale come combustibile ed all'utilizzo di combustori **DNL (Dry Low Emission)**, in grado di ridurre al minimo la formazione degli ossidi di azoto nella camera di combustione dei turbogas. Per ottenere cicli ad alta efficienza, si sono scelti turbogas GE appartenenti alla tecnologia della **serie F** che costituisce, sulla base di una efficienza pari al 35%, lo stato dell'arte nel settore .

La centrale a ciclo combinato utilizza, quindi, le migliori tecnologie (Best Available Technologies) per la produzione combinata di elettricità e calore, in accordo a quanto indicato nel "Reference Document on Best Available Technologies for Large Combustion Plants-Integrated Pollution Preventive Control", prodotto dalla Commissione Europea nel luglio 2006.

Tale impianto sarà in grado di fornire l'energia elettrica ed il vapore necessario al processo di raffinazione dello stabilimento. Allo stato attuale la fornitura di vapore ed energia elettrica dello stabilimento è affidata parzialmente ad impianti tradizionali risalenti agli anni '60 consistenti in caldaie ad olio combustibile e parzialmente ad un ciclo combinato di piccola taglia risalente agli anni '90.

Complessivamente, in condizioni nominali, saranno prodotti in assetto normale cogenerativo 193 MWe e circa 1.800.000 ton/anno di vapore (comprensivi degli autoconsumi di centrale)

In questo studio, è stata condotta una preliminare analisi di affidabilità della fornitura di energia termica destinata alla produzione del vapore per la raffineria. L'analisi è stata condotta sia in



termini deterministici, sulla base del concetto di “Sicurezza n-1” sia in termini probabilistici, valutando le ore/annue di indisponibilità della completa copertura dei fabbisogni di vapore e l’energia termica media non fornita.

Ancora, è stato evidenziato, tramite questa analisi, che il progetto della nuova centrale termoelettrica è dimensionato strettamente sulla base del fabbisogno termico di raffineria per la produzione del vapore tecnologico. L’energia elettrica è, in qualche modo, un sottoprodotto molto pregiato sia dal punto di vista economico che exergetico, della produzione di vapore.

Infatti, la centrale a ciclo combinato ENI Power è caratterizzata dalle seguenti caratteristiche progettuali:

1. il fabbisogno di energia termica del sito produttivo, nelle condizioni di massima richiesta di vapore, è confrontabile con l’energia termica prodotta da entrambe le unità turbogas in marcia, a riprova della scelta minima della taglia della potenza della Centrale Termoelettrica;
2. nelle condizioni di normale richiesta di vapore, è possibile disporre di energia termica immediatamente disponibile anche al verificarsi di un fuori servizio accidentale di un turbogas;
3. in condizioni di massima richiesta di vapore da parte della raffineria, è possibile disporre di energia termica sufficiente alle esigenze della raffineria;
4. in condizioni di massima richiesta di vapore da parte della raffineria e, di fuori servizio accidentale di un turbogas, non sarebbe possibile soddisfare pienamente la richiesta di vapore.

L’analisi affidabilistica, condotta con una metodologia probabilistica, mostra come l’impianto, così progettato, dia origine ad una indisponibilità complessiva della piena capacità produttiva di vapore pari a 18 ore/anno ed una energia termica media non fornita pari a 1,17GWh.



Questa analisi mostra come l'impianto soddisfi alle esigenze di affidabilità della fornitura di energia elettrica e di vapore al processo, pur non eliminando del tutto, nella condizione altamente improbabile in cui si verificano una serie di eventi critici contemporaneamente, il rischio di un deficit di energia termica per la produzione di vapore, a riprova del fatto che il progetto considerato, per quanto riguarda la parte termica, non appare sovradimensionato rispetto ai fabbisogni strettamente necessari del processo di raffinazione.

Si sono considerate una serie di alternative progettuali, tra cui la scelta di turbine a gas di taglia immediatamente inferiore e commercialmente disponibili. Le alternative proposte non soddisfano, prioritariamente, i requisiti di affidabilità richiesti per la produzione del vapore e, comunque, non ultimo, va sottolineato che esse fanno uso di tecnologie a più bassa efficienza determinando così un maggiore impatto ambientale.

Dal confronto dei due bilanci energetici, riferiti alla centrale termoelettrica allo stato attuale e dopo la realizzazione del nuovo impianto, si può evincere come la nuova iniziativa, dal punto di vista del rendimento energetico, comporti un considerevole miglioramento.

Infatti, allo stato attuale il rendimento exergetico è pari al 44% mentre, nell'assetto futuro, si realizzerà un rendimento del 53%. Questo, in altre parole, determina sicuramente un migliore utilizzo della cosiddetta "energia buona" (exergia).

I parametri energetici del nuovo processo risultano tutti superiori alle soglie minime prescritte dalla Deliberazione della Autorità dell'Energia Elettrica ed il Gas n. 42/02. Infatti, l'indice IRE ed il limite termico sono superiori ai limiti fissati dalla Deliberazione.

Questo studio ha evidenziato che la cogenerazione è considerata un mezzo per la produzione combinata di energia elettrica e calore, da promuovere in virtù dei benefici ambientali che essa è in grado di creare, grazie ad un uso efficiente delle risorse primarie. Si ricorda, tra i tanti, l'ultimo atto legislativo, il D. Lgs. n. 20/07 (Decreto) del 6 marzo 2007 che attua la



“direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE”.

La cogenerazione è incentivata da privilegi accordati nelle diverse fasi della filiera, tra cui spiccano: garanzia di accesso alla trasmissione, priorità di dispacciamento ed obbligo di connessione a carico dell’impresa distributrice, analogamente a quanto avviene già per le fonti rinnovabili.

E’ opportuno qui precisare che la legislazione vigente prevede, per la cogenerazione, la priorità di dispacciamento, in analogia a quanto avviene per le fonti rinnovabili. Ciò evidenzia, da un lato, l’interesse del legislatore verso l’utilizzo di questo sistema di produzione di energia elettrica e vapore che viene messo sullo stesso piano delle fonti rinnovabili; dall’altro, consente di garantire “l’effettiva sostituzione” di energia elettrica prodotta, attualmente, dalle centrali a più basso rendimento.

Le emissioni specifiche della centrale ENI Power, si ridurranno con gli interventi previsti e passeranno a 384 g/kWh, ben inferiori ai valori stimati per la produzione termoelettrica media pugliese (820 g/kWh), per quella nazionale (582 g/kWh) ed europea UE15 (700 g/kWh).

La produzione di CO₂ della Centrale Termoelettrica, nella configurazione futura, aumenta significativamente, rispetto alla situazione attuale, in dipendenza della maggiore energia prodotta dal ciclo combinato.

Se si assume che le unità dello stabilimento EniPower siano dispacciate in modo tale da eliminare dal mercato le unità meno efficienti a causa di un’offerta particolarmente competitiva sul mercato e di un dispacciamento prioritario, si può osservare come il bilancio delle emissioni di CO₂ risulti favorevole alla iniziativa in esame.



Se l'energia prodotta dalla nuova centrale sostituisce quella mediamente prodotta in Puglia, si ridurrebbero le emissioni in Puglia, di ben 434.00 tonnellate di CO₂ all'anno, nonostante l'ampliamento del insediamento produttivo ENIPower.

Se, invece, assumiamo che la produzione di energia elettrica esportata dalla centrale EniPower di Taranto vada a rimpiazzare l'energia elettrica prodotta da gruppi termoelettrici meno efficienti sul mercato italiano, le emissioni complessive di anidride carbonica si ridurrebbero di 148.000 t/a.

Nella soluzione che viene proposta, l'incremento delle emissioni totali di CO₂ della nuova centrale è solo apparente in quanto, per effetto del miglioramento della efficienza nella produzione di energia elettrica e calore, la produzione elettrica, destinata al mercato esterno, avviene, in pratica, con una significativa riduzione, rispetto alla situazione attuale, dei gas climalteranti con riferimento alla media nazionale o, addirittura, con una drastica riduzione su scala regionale.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, **la politica energetica regionale** si pone i seguenti obiettivi generali:

- **mantenimento e rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;**
- **riduzione dell'impatto sull'ambiente, sia a livello globale che a livello locale. In particolare, nel medio periodo, stabilizzazione delle emissioni di CO₂ del settore rispetto ai valori del 2004;**
- **diversificazione delle risorse primarie utilizzate nello spirito di sicurezza degli approvvigionamenti e nella compatibilità di cui all'obiettivo precedente;**
- **sviluppo di un apparato produttivo ad alta efficienza energetica.**

La realizzazione della nuova centrale risponde agli obiettivi generali disegnati dalla Regione Puglia nel Piano Energetico Ambientale Regionale. Infatti, viene rafforzata una capacità produttiva che è di rilievo per lo sviluppo delle attività produttive nella provincia di Taranto,



diversificando le risorse primarie tramite l'uso di gas naturale. L'intervento potrà produrre, su scala regionale e nazionale, una riduzione delle emissioni climalteranti grazie all'ammodernamento di un sito produttivo che si avvale della migliore tecnologia disponibile in termini di efficienza energetica. L'intervento, inoltre, potenzierà le infrastrutture energetiche esistenti tramite la realizzazione di un gasdotto e di un elettrodotto.

Bari, 11 aprile 2007

Prof. ing. Massimo La Scala



BIBLIOGRAFIA

- [1] Relazione annuale 2006 della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2006.
- [2] Delibera CIPE n. 123, 2002.
- [3] Dati statistici 2005, TERNA, 2005.
- [4] Rapporto Energia e Ambiente 2005, ENEA, 2006.
- [5] Confronti Internazionali 2005, TERNA.
- [6] Dati Statistici GRTN 2004, GRTN 2005.
- [7] Documento di Discussione preliminare Piano Energetico Ambientale Regionale –Puglia, 2006.
- [8] M. La Scala et al. "Disclosing environmental attributes to incentivate Green Power Marketing", Proc. of IEEE Winter Meeting, Singapore, Jan. 2000.
- [9] Reference Document on Best Available Technologies for Large Combustion Plants- Working Group - Integrated Pollution Preventive Control- Commissione Europea del luglio 2006.
- [10] Electrabel, "Combined Heat and Power. A way towards rational use of energy", 1996.
- [11] UBA (2000). "Stand der Technik für Großfeuerungsanlagen in Österreich im Hinblick auf die IPPC-RL", Austrian Environment Agency Vienna.
- [12] Steen, M. (2001). "Greenhouse gas emissions from fossil fuel-fired power generation systems".
- [13] Rapporto di sostenibilità ambientale di EniPower, 2006



ALLEGATO I

AVVISO AL PUBBLICO DEL 26 MARZO 2007

Avviso al Pubblico

Progetto di una nuova centrale elettrica a ciclo combinato

Richiesta di autorizzazione unica

Ai sensi della Legge n. 349 dell' 8 luglio 1986 e s.m.i., che ha istituito la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, come richiamato dall'art. 2 della Legge 9 aprile 2002, n.55, di conversione del decreto legge n. 7 del 7 febbraio 2002 "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" si comunica quanto segue:

la Società proponente:

EniPower S.p.A.

Sede Legale in San Donato Milanese, Piazza Vanoni, 1.

annuncia di aver predisposto il Progetto di Massima e lo Studio di Impatto Ambientale e di aver inoltrato, in data 20 marzo 2007, al Ministero dello Sviluppo Economico richiesta di autorizzazione unica, ai sensi della Legge 9 aprile 2002, n. 55, per la costruzione e l'esercizio di una centrale elettrica di cogenerazione a ciclo combinato a gas naturale, con potenza di circa 240 MW elettrici, sita all'interno della Raffineria Eni Divisione Refining & Marketing di Taranto (TA) e finalizzata alla produzione sia dell'energia termica che dell'energia elettrica necessarie alla Raffineria stessa. L'area individuata è destinata a uso industriale dal Piano Regolatore Generale vigente nel suddetto Comune. L'opera rientra nelle categorie di cui all'art. 1, comma 1, lettera b) del del DPCM 377/1988. La nuova centrale elettrica in ciclo combinato ad alta efficienza utilizzerà come combustibile gas naturale e sarà costituita da due turbine a gas, da due caldaie a recupero e una turbina a vapore. Le turbine a gas saranno di ultima generazione e dotate di combustori del tipo DLN a basse emissioni. L'impianto necessita per il proprio funzionamento di alcune opere connesse. Esse sono costituite da:

- connessione alla Rete Elettrica Nazionale mediante realizzazione di un elettrodotto a 150 kV in doppia terna di circa 12,8 km (di cui circa 3,8 km in cavo e 9 km in linea aerea) che attraverserà i Comuni di Taranto e Massafra e collegherà la nuova sottostazione interna della centrale a una nuova sottostazione di interconnessione sulla quale si raccorderanno le linee esistenti "Palagianò - Taranto Nord" e "Palagianò - Sural";
- connessione attraverso un raccordo di circa 200 m a un nuovo collettore del gas naturale (a cura di Snam Rete Gas).

La realizzazione della centrale è necessaria per garantire l'affidabilità delle forniture di energia termica ed energia elettrica alla Raffineria di Taranto e costituisce un intervento di risanamento ambientale in quanto consentirà la disattivazione di alcuni impianti obsoleti e il non utilizzo di olio combustibile. L'energia elettrica prodotta non consumata dalla Raffineria sarà immessa nella RTN. Contestualmente al presente annuncio sono state rese disponibili copie per la pubblica consultazione del Progetto di Massima dell'impianto e delle opere connesse, dello Studio di Impatto Ambientale e della relativa Sintesi non Tecnica presso:

Regione Puglia
Settore Ecologia dell'Assessorato all'Urbanistica e Ambiente
Viale Magnolie, 6
Zona Industriale
70026 MODUGNO (BA)

Provincia di Taranto
Via Anfiteatro, 4
74100 TARANTO (TA)

Comune di Taranto
Ambiente Salute Qualità della Vita
Via Plinio, 75
74100 TARANTO (TA)

Comune di Massafra
Via Nicola Lazzaro, 3
74016 MASSAFRA (TA)

nonché presso:

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA (RM)

Ministero per i Beni e le Attività Culturali
Via S. Michele, 22
00153 ROMA (RM)

In conformità alle leggi vigenti, eventuali istanze, osservazioni o pareri sul piano scientifico e tecnico potranno essere presentati, in forma scritta, da qualunque cittadino, entro trenta giorni dalla pubblicazione del presente annuncio ai soggetti di cui sopra.

San Donato Milanese, li 26 marzo 2007