

**STUDIO
DI FATTIBILITÀ**

**PROGETTO INTEGRATO
MINIERA CENTRALE**

Parte terza

Domanda di energia elettrica
Quadro normativo Miniera
Verifica infrastrutture
Sintesi dello Studio di Fattibilità

Revisione 1 del 28 maggio 2004

STUDIO
DI
FATTIBILITÀ



Parte terza

Domanda di energia
elettrica

Quadro normativo

Miniera

Verifica infrastrutture

Sintesi dello Studio di
Fattibilità

Revisione 1
del 28 maggio 2004

Indice della Parte terza

- Capitolo 3.1.1 Analisi della domanda di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme.
- Premessa
 - Lo stabilimento EurAllumina
 - Lo stabilimento Alcoa
 - Lo stabilimento della Portovesme S.r.l.
 - Lo stabilimento ILA
- Capitolo 3.1.2 Verifica, in termini quantitativi, della possibilità di soddisfare le esigenze esposte con l'ipotesi di soluzione tecnologica individuate.
- Capitolo 3.2.1 Analisi del quadro normativo miniera (reg. CE 1407/2002)
- Premessa
 - Ratio
 - Scelte riservate agli Stati membri
 - Aiuti
 - Vincoli
 - Procedura di notifica
 - Applicabilità
 - Conclusioni
 - Normativa richiamata
 - Precedenti decisioni in tema di aiuti di Stato ex Dec. 3632/93/CECA
 - Allegati
- Capitolo 3.2.2 Raccolta della documentazione aggiornata esistente sull'attività mineraria in corso e sulla relativa pianificazione produttiva della miniera che sarà resa disponibile dalla Regione Sardegna e dal Ministero delle Attività Produttive
- Premessa
 - Documenti disponibili
 - Allegati

- Capitolo 3.2.3 Analisi della documentazione raccolta e disponibile e sintesi delle relative valutazioni finanziarie ed economiche, come definite nel capitolo precedente
- Premessa
 - Documento SRK
 - Documento Amco
 - Business Plan del progetto IGCC Sulcis
 - Conclusioni
- Capitolo 3.2.4 Riformulazione, sulla base del progetto di messa a regime della miniera reso disponibile come riferimento dalla Regione Autonoma della Sardegna, delle nuove condizioni dell'equilibrio economico e finanziario della miniera nell'ambito del progetto integrato oggetto dello studio
- Premessa
 - Costi di produzione
 - Costi di investimento
 - Costi operativi
 - Produzione di clean coal
- Capitolo 3.3 Sostenibilità economico finanziaria del progetto di centrale
- Capitolo 3.3.1 Fattibilità dell'investimento
- Capitolo 3.3.2 Analisi di sensitività
- Capitolo 3.4.1 Verifica dello stato di avanzamento dei lavori di realizzazione della banchina per lo scarico del carbone di importazione ed indicazione di eventuali esigenze di adeguamento
- Premessa
 - Banchina lato Est primo lotto
 - Banchina lato Est secondo lotto
 - Altri lavori per il completamento della banchina
 - Eventuali esigenze di adeguamento
 - Allegati

Capitolo 3.4.2 Definizione di concerto con il Consorzio N.I.S.I. dei programmi per il completamento delle opere e segnalazione di eventuali ostacoli di natura tecnica o finanziaria

- Premessa
- Banchina lato Est primo lotto
- Banchina lato Est secondo lotto
- Lavori di completamento banchina non ancora appaltati
- Altre infrastrutture necessarie alla centrale

Capitolo 3.4.3 Definizione del sito per l'ubicazione della centrale termoelettrica

- Premessa
- Disponibilità del lotto
- Idoneità del sito alla luce del DM 12.03.2003
- Conclusioni
- Allegati

Capitolo 3.4.4 Conferma aspetti relativi alla cessione dell'energia elettrica e suo dispacciamento in rete

- Il quadro di riferimento
- Il parco impianti
- Bilancio dell'energia elettrica in Sardegna
- Evoluzione domanda/offerta
- La rete di trasmissione
- Gli interventi di sviluppo
- Conclusioni
- Allegati

Capitolo 3.4.5 Documento di sintesi sullo stato delle infrastrutture e sul programma del loro adeguamento all'ipotesi di progetto integrato

- Premessa
- Banchina lato Est per lo scarico del carbone di importazione
- Strada di collegamento della banchina con l'asse mediano
- Urbanizzazione primaria del sito centrale
- Adeguamento impianti di depurazione e potabilizzazione

- Adeguamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica

Capitolo 3.5.1 Analisi e sintesi delle condizioni di equilibrio economico e finanziario del progetto integrato Miniera-Centrale termoelettrica

- Premessa
- Valutazione economico-finanziaria
- Sostenibilità economico-finanziaria del progetto
- Caso base scenari alternativi
- Scenario integrato imprese energivore-miniera

Capitolo 3.5.2 Sintesi delle valutazioni sviluppate e conclusioni operative, anche in riferimento alla definizione di concrete ipotesi di attuazione di uno o più contratti di programma

- Premessa
- Parte prima
- Parte seconda
- Parte terza
- Conclusioni

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.1.1 – Analisi della domanda di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme

PREMESSA

Il presente capitolo viene sviluppato tenendo conto delle risultanze dello studio “*Analisi della struttura del sistema elettrico regionale*” predisposto dal prof. Giorgio Cau su ordine emesso da IPI e considerato parte integrante del capitolo 2.1 dello studio di fattibilità “Progetto Integrato Miniera – Centrale”.

Nell’ambito del sistema energetico regionale, oltre al settore petrolifero e a quello elettrico, i quali caratterizzano il sistema sul fronte dell’offerta di energia, rivestono un ruolo di primaria importanza le industrie di base, grandi consumatrici e, talvolta, autoproduttrici, di energia, che caratterizzano invece il sistema sul fronte della domanda. In Sardegna sono infatti presenti importanti industrie di base, operanti in particolare nei settori chimico e petrolchimico, concentrate nei poli industriali di Cagliari (Sarroch e Macchiareddu) e Sassari (Portotorres), e dei metalli non ferrosi, concentrate nel Sulcis, nel polo industriale di Portovesme.

Con particolare riferimento al polo industriale di Portovesme, le aziende più importanti sono l’Eurallumina che produce allumina a partire dalla bauxite, l’Alcoa che produce alluminio metallico a partire da allumina, la Portovesme S.r.l., che produce piombo e zinco, la ILA che produce laminati di alluminio.

Lo stabilimento EurALLUMINA.

L’Eurallumina, come detto, produce allumina (Al_2O_3) a partire dalla bauxite. Il processo di produzione dell’allumina consiste nella lisciviazione caustica della bauxite realizzata alla temperatura di circa 250 °C, seguita da un raffreddamento e dall’idrolisi fino a circa 50 °C con produzione finale di idrato di alluminio ($Al(OH)_3$). L’idrato di alluminio viene quindi inviato ai forni di calcinazione nei quali, alla temperatura di circa 1000 °C, viene eliminata l’acqua di cristallizzazione dell’idrato ottenendo come prodotto finale l’allumina;

quest’ultima può essere successivamente utilizzata per la produzione di alluminio metallico mediante elettrolisi.

Lo stabilimento Eurallumina utilizza notevoli quantità di olio combustibile sia nella centrale termica che nei forni di calcinazione (uno a letto fluido e due rotativi); la centrale

termica (3 caldaie, di cui due in esercizio, ciascuna con potenzialità di 170 t/h di vapore surriscaldato a 54 ate e 375 °C) produce il vapore necessario per mantenere il regime di temperatura del processo di lisciviazione caustica.

L'energia elettrica per l'azionamento delle macchine operatrici (pompe, compressori, mulini, nastri trasportatori, ecc.) e per gli usi generali viene acquistata dalla rete GRTN, con un impegno di potenza contrattuale di 34 MW.

La produzione di allumina, in parte utilizzata nel vicino stabilimento Alcoa per la produzione di alluminio ed in parte esportata, risulta attualmente pari ad oltre un milione di tonnellate/anno.

La Tabella 3.1 riporta i consumi annui di energia elettrica, la produzione annua di allumina e il consumo specifico di energia elettrica dello stabilimento EurALLUMINA di Portovesme dell'ultimo decennio, dal 1994 al 2003, e le previsioni fino al 2008.

ANNO	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (MWh)	PRODUZIONE DI ALLUMINA (t/anno)	CONSUMI SPECIFICI DI ENERGIA ELETTRICA (kWh/t)
1994	217.511	852.000	255,29
1995	218.530	857.000	254,99
1996	221.879	881.000	251,84
1997	222.634	912.600	243,95
1998	222.222	930.000	238,95
1999	225.540	973.000	231,80
2000	244.671	1.022.000	239,40
2001	236.653	992.000	238,56
2002	242.239	1.010.000	239,,84
2003	247.958	1.021.000	242,85
2004	256.515	1.047.000	245
2005	256.665	1.065.000	241
2006	256.150	1.090.000	235
2007	256.300	1.100.000	233
2008	256.999	1.103.000	233

Tabella 3.1. Consumi di energia elettrica e produzione dello stabilimento Eurallumina di Portovesme dal 1994 al 2003 (consuntivo) e dal 2004 al 2008 (previsione).

Nell'ultimo decennio, la produzione di allumina è progressivamente aumentata (20% circa) da 852.000 t nel 1994 a 1.021.000 t nel 2003. Corrispondentemente sono aumentati i consumi di energia elettrica (14% circa)

che sono passati da 217.511 MWh nel 1994 a 247.958 MWh nel 2003. Il minore incremento dei consumi rispetto all'aumento della produzione denota un miglioramento dell'efficienza complessiva dell'impianto; i consumi specifici sono infatti diminuiti (5% circa) passando da 255,29 kWh/t a 242,85 kWh/t.

Le previsioni al 2008 considerano un ulteriore aumento della produttività (8% circa) fino a 1.103.000 t nel 2008, con un corrispondente aumento dei consumi di energia elettrica (3,6% circa) fino a 257 MWh, con una conseguente ulteriore riduzione dei consumi specifici (4% circa) fino a 233 kWh/t e, quindi, con un evidente impegno dell'azienda per un ulteriore miglioramento dell'efficienza complessiva dell'impianto. I consumi di energia elettrica, attualmente intorno a circa 250 GWh/anno, risultano pari a circa il 2,2% dei consumi netti regionali.

La tabella 3.2 che segue riporta la potenza massima assorbita per fascia oraria. Mediamente, la potenza assorbita è passata da 28-28,5 MW nel 1994 a 32 MW circa nel 2003, con un aumento dell'ordine del 13-14%.

ANNO	POTENZA MASSIMA ASSORBITA PER FASCIA ORARIA (kW)			
	F1	F2	F3	F4
1994	28.118	28.089	28.003	28.635
1995	28.520	28.750	28.435	27.916
1996	28.520	28.750	28.030	28.500
1997	28.060	28.233	28.463	28.693
1998	28.520	28.118	28.000	29.000
1999	29.000	29.066	29.210	29.038
2000	30.073	30.303	31.798	32.286
2001	30.073	30.303	31.798	32.286
2002	31.262	31.769	32.896	33.499
2003	31.630	32.106	32.205	32.516

Tabella 3.2. Potenza massima assorbita per fascia oraria nello stabilimento Eurallumina di Portovesme nel periodo 1994-2003.

Lo stabilimento ALCOA

Il processo produttivo dello stabilimento ALCOA di Portovesme consiste essenzialmente nell'elettrolisi dell'allumina con la sua trasformazione in alluminio, successivamente preparato in placche, billette e lingotti. A seguito della ristrutturazione della fine degli anni '80, lo stabilimento utilizza una tecnologia molto avanzata, caratterizzata da una alimentazione continua dell'allumina nel bagno elettrolitico, dal controllo del processo con microcalcolatori di cella, dalla captazione dei gas emessi durante il processo direttamente sulle celle e da un elevato grado di meccanizzazione di tutte le operazioni di esercizio sulle celle.

Lo stabilimento Alcoa consuma notevoli quantità di energia elettrica per il processo elettrolitico e per l'alimentazione dei servizi ausiliari, nonché combustibili liquidi (olio combustibile BTZ e GPL) per l'alimentazione dei forni di fusione e di cottura e per altri usi generali (trazione, riscaldamento, ecc.). In relazione alle caratteristiche intrinseche

del processo produttivo, l'energia elettrica, coprendo oltre il 97% dei consumi, rappresenta la fonte energetica di gran lunga più importante.

La Tabella 3.3 riporta i consumi annui di energia elettrica, la produzione annua di alluminio da elettrolisi e il consumo specifico di energia elettrica dello stabilimento ALCOA di Portovesme dell'ultimo decennio, dal 1994 al 2003, e le previsioni fino al 2014.

ANNO	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	ALLUMINIO DA ELETTROLISI (t/anno)	CONSUMI SPECIFICI DI ENERGIA ELETTRICA (MWh/t)
1994	2.096,0	133.800	15,67
1995	2.102,7	136.000	15,46
1996	2.163,1	141.900	15,24
1997	2.164,2	143.800	15,05
1998	2.194,5	144.900	15,14
1999	2.226,8	144.500	15,41
2000	2.298,9	146.300	15,71
2001	2.294,2	143.800	15,95
2002	2.334,1	147.200	15,86
2003	2.366,6	148.000	15,99
2004	2.354,6	149.800	15,72
2005	2.360,0	150.000	15,73
2006	2.360,0	150.000	15,73
2007	2.360,0	150.000	15,73
2008	2.366,5	150.400	15,73
2009	2.360,0	150.000	15,73
2010	2.360,0	150.000	15,73
2011	2.360,0	150.000	15,73
2012	2.366,5	150.400	15,73
2013	2.360,0	150.000	15,73
2014	2.360,0	150.000	15,73

Tabella 3.3. Consumi di energia elettrica e produzione dello stabilimento ALCOA di Portovesme dal 1994 al 2003 (consuntivo) e dal 2004 al 2014 (previsione).

Come si evince dalla Tabella 3.3, nell'ultimo decennio la produzione di alluminio elettrolitico ha avuto un incremento pressoché continuo del 10-11%, con un corrispondente incremento dei consumi di energia elettrica del 13%

circa, cosa che denota una diminuzione di efficienza complessiva caratterizzata da un consumo specifico medio del 2% circa.

Dalla tabella 3.3 si evince anche la rilevanza a livello regionale di tali consumi, che rappresentano in pratica oltre il 20% dei consumi di energia elettrica della Sardegna.

Le previsioni per il prossimo decennio considerano una costanza della produzione e dei consumi di energia elettrica, attestati sui valori di riferimento di 150.000 t/anno e di 2.360 GWh/anno rispettivamente, con un corrispondente consumo specifico di energia elettrica pari a 15,73 kWh/kg.

La tabella 3.4 che segue riporta i valori di potenza media, potenza oraria massima e di punta massima nei 15 minuti relativi all'ultimo periodo 1995-2003 e presunti per il periodo 2004-2008. Tali valori, in ordine anche alle previsioni di produzione costante nel prossimo decennio, sono anch'essi pressoché costanti e si attestano intorno a 270 MW per quanto riguarda la potenza media assorbita e a 275 MW per quanto riguarda la punta massima nei 15 minuti. Da tali dati si deduce un modesto scostamento tra punta oraria e potenza media, mediamente intorno a 6-7 MW, dell'ordine quindi del 2-2,5% circa, che caratterizzano l'ALCOA come un'utenza significativa per quanto riguarda la composizione della base del diagramma di carico del sistema elettrico regionale.

ANNO	Potenza media assorbita (MW)	Potenza oraria massima (MW)	Punta massima nei 15 minuti (MW)
1995	240,0	243,6	245,5
1996	246,3	249,9	250,7
1997	247,1	250,8	255,0
1998	250,5	254,3	257,8
1999	254,2	258,0	262,8
2000	261,7	265,6	268,6
2001	261,9	265,8	271,7
2002	265,5	270,4	274,8
2003	270,2	274,2	281,2
2004	268,1	272,1	276,0
2005	269,4	273,4	275,0
2006	269,4	273,4	275,0
2007	269,4	273,4	275,0
2008	270,1	274,2	275,0

Tabella 3.4. Potenza media e massima assorbita nello stabilimento Alcoa di Portovesme dal 1995 al 2003 (consuntivo) e dal 2004 al 208 (previsione).

Lo stabilimento della Portovesme S.r.l.

Lo stabilimento della Portovesme S.r.l. è un moderno impianto metallurgico per la produzione integrata di Zinco e Piombo. Il sistema è costituito da un impianto termico "Imperial Smelting", in funzione dal 1972, per la produzione di piombo e zinco, a cui si affiancano un impianto di produzione di zinco elettrolitico, in esercizio dal 1984 e un impianto Kivcet KSS (Kivcet-Nuova Samim-Snamprogetti) per la produzione di

piombo termico, in esercizio dal 1986. Il ciclo di produzione del piombo si completa con una raffinazione termica e recupero metalli preziosi ubicata a S. Gavino.

L'impianto Imperial Smelting consiste, nel suo complesso, di un impianto Waeltz, di un impianto di bricchettaggio, di un impianto di agglomerazione, di un impianto di purga del cadmio, di un forno Imperial Smelting e di un impianto di raffinazione dello zinco.

L'impianto Waeltz è costituito da due forni rotativi Waeltz che trattano fumi d'acciaieria e residui di lisciviazione di impianti elettrolitici dello zinco. Il processo consiste in una riduzione dello zinco, ottenuta con l'uso di antracite, ed una successiva ossidazione. L'ossido prodotto è inviato ad un impianto di lavaggio per l'eliminazione del cloro e può essere utilizzato in entrambi gli impianti di bricchettaggio e di agglomerazione a valle.

L'impianto di bricchettaggio utilizza come carica l'ossido prodotto dai forni Waeltz per la produzione di bricchette a caldo da utilizzare nel forno Imperial Smelting.

L'impianto di agglomerazione utilizza concentrati di piombo e zinco con materiali di riciclo ed ossidati miscelati con i fini sinter che vengono utilizzati come carica per la macchina d'agglomerazione tipo Dwight Lloyd. All'interno della macchina la carica viene desolforata e il gas ricco di SO₂ è convogliato all'impianto di produzione di acido solforico.

Le polveri catturate nella sezione lavaggio gas dell'impianto acido solforico sono trattate nell'impianto purga del cadmio che produce bricchette di cadmio metallo.

Il forno Imperial smelting viene caricato dall'alto con sinter, coke e bricchette, mentre dal basso viene soffiata aria calda a circa 1000 °C. Lo zinco, ridotto e vaporizzato nel forno, viene condensato, raffreddato e inviato alla raffinazione. Il piombo separato durante il processo viene inviato all'impianto Kivcet.

Tutta la produzione di zinco è quindi inviata ad un impianto di raffinazione costituito da tre colonne di distillazione che produce zinco di varia purezza.

L'impianto di produzione di zinco elettrolitico è costituito da un reparto arrostitimento, un impianto di produzione di acido solforico, di un reparto lisciviazione, di una sala celle, e di un reparto fusione.

Ne reparto arrostitimento le blende vengono arrostitite con il processo "flash roasting" che produce calcinato e gas solforosi.

Questi vengono trattati, unitamente ai gas solforosi provenienti dal forno dell'impianto del piombo Kivcet con un impianto a doppia catalisi che produce zolfo puro al 98,5%.

Il calcinato prodotto dall'impianto di arrostitimento viene quindi inviato all'impianto di lisciviazione. I fanghi prodotti possono essere trattati nell'impianto Kivcet per il recupero dei metalli contenuti (Piombo e argento).

Il minerale di zinco separato nell'impianto di lisciviazione viene quindi inviato alla sala celle, dove con processo elettrolitico si estrae zinco metallo.

I catodi di zinco prodotto dal processo elettrolitico vengono infine trasformati in lingotti.

L'impianto piombo Kivcet-KSS è destinato alla produzione di piombo a partire da concentrati di piombo e materiali solfossidati quali residui provenienti dagli impianti elettrolitici dello zinco.

Il forno Kivcet consiste di una sezione di flash smelting e di una sezione elettrotermica costituenti un'unità compatta nella quale il piombo solfuro/solfato è trasformato in piombo ossido che viene quindi ridotto a piombo metallico.

La tabella 3.5 sintetizza la capacità produttiva della Portovesme S.r.l., mentre la tabella 3.6 che segue riporta i dati relativi ai consumi totali di energia elettrica nel polo integrato della società Portovesme S.r.l., stabilimenti di Portovesme e di S. Gavino, e i dati di produzione di zinco e piombo per gli anni dal 2000 al 2002 resi disponibili dalla Portovesme srl e relativi all'ultimo decennio 1995-2003.

Produzione (t/anno)	Imperial Smelting	Impianto elettrolitico	Impianto Kivcet KSS	Totale
Zinco	90.000	110.000		200.000
Piombo	35.000		85.000	120.000
Acido solforico	130.000		240.000	370.000
Cadmio		300		300

Tabella 3.5. Capacità produttiva della Portovesme S.r.l.

ANNO	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (GWh)	PRODUZIONE DI ZINCO I.S. (t/ANNO)	PRODUZIONE DI ZINCO ELETTR. (t/ANNO)	PRODUZIONE DI PIOMBO I.S. (t/ANNO)	PRODUZIONE DI PIOMBO KSS (t/ANNO)
1995	563	----	----	----	----
1996	616	----	----	----	----
1997	593	----	----	----	----
1998	540	----	----	----	----
1999	----	----	----	----	----
2000	644	90.000	110.000	35.000	85.000
2001	647	90.000	110.000	35.000	85.000
2002	635	90.000	110.000	35.000	85.000
2003	469	----	----	----	----

Tabella 3.6. Consumi di energia elettrica (dal 1995 al 2003) e produzione di zinco e piombo (dal 2000 al 2003) della Portovesme S.r.l.

La tabella 3.7 che segue riporta infine la potenza massima assorbita per fascia oraria dallo stabilimento della Portovesme S.r.l. nell'anno 2002. I valori riportati in tabella, secondo quanto dichiarato dalla Portovesme S.r.l. sono rappresentativi dell'andamento degli assorbimenti di potenza rilevati negli anni precedenti.

ANNO	POTENZA MASSIMA ASSORBITA PER FASCIA ORARIA (kW)			
	F1	F2	F3	F4
2002	82,0	84,5	80,2	84,6

***Tabella 3.7.** Potenza massima assorbita per fascia oraria nello stabilimento della Portovesme S.r.l. nell'anno 2002.*

Lo stabilimento ILA

Lo stabilimento ILA (Industrie Laminazione Alluminio S.p.A.) opera nel settore della laminazione dell'alluminio con due famiglie di prodotti:

- nastri nudi e verniciati per svariati settori ma principalmente per il settore dell'edilizia;
- laminati sottili per il settore dell'imballaggio domestico.

Il ciclo produttivo adottato alla ILA consente di ottenere tali prodotti in un unico stabilimento estremamente compatto. La capacità produttiva dello stabilimento ILA di Portovesme è pari a circa 27.000 t/anno, di cui 14.000 t/anno di alluminio verniciato e 13.000 t/anno di foglio sottile. Nello stabilimento operano i seguenti impianti:

- 3 linee di colata continua, a tecnologie Hunter, costituite ciascuna da un forno fusorio, un forno di attesa e una macchina di colata, per la produzione dello sbozzato di alluminio e sue leghe. Ciascuna linea ha una potenza installata pari a 112 kW con velocità di colata max di 1,5 m/min. Gli sbozzati ottenuti possono avere uno spessore compreso tra 5 e 8 mm, mentre la larghezza può variare tra 1100 e 1680 mm. La capacità produttiva delle tre linee è pari a circa 35.000 t/anno.
- Un laminatoio pesante per la riduzione dello spessore dello sbozzato, con spessore in ingresso fino a 8 mm e spessore in uscita fino a un minimo di 0,15 mm e con larghezza compresa fra 1.050 e 1.700 mm. La velocità massima della macchina è di circa 800 m/min, con una potenza installata pari a 1.900 kW e con capacità produttiva di circa 36.000 t/anno con spessore medio in uscita di 0,5 mm.
- Due laminatoi sottili per l'ulteriore riduzione dello spessore del nastro, fino a spessori compresi tra 0,25 e 1,5 mm e larghezza compresa tra 1.000 e 1.540 mm. La linea dispone di una sezione di pretrattamento, cabine di verniciatura, forni di cottura delle vernici. La lunghezza complessiva della linea è pari a 130 m, la velocità operativa è di 60 m/min, con una potenza installata di circa 1.200 kW e con una capacità produttiva di circa 18.000 t/anno.

Nella stessa area industriale di Portovesme la ILA possiede un impianto per la rifusione in bagni salini di rottami di alluminio.

Il mercato di sbocco dei laminati di alluminio prodotti dalla ILA è composto prevalentemente da trasformatori del prodotto (produttori di vaschette alimentari e rotolini, produttori di controsoffitti, tapparelle, coperture, ecc.).

La Tabella 3.8 riporta i consumi annui di energia elettrica, la produzione annua totale di laminati di alluminio e il consumo specifico di energia elettrica dello stabilimento ILA di Portovesme del periodo dal 1995 al 2003, e le previsioni per il periodo 2004-2006.

ANNO	CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA (MWh)	PROFILATI DI ALLUMINIO (t/anno)	CONSUMI SPECIFICI DI ENERGIA ELETTRICA (kWh/t)
1995	31.000	21.700	1,43
1996	29.800	17.000	1,75
1997	33.200	20.500	1,62
1998	35.300	26.000	1,36
1999	33.000	24.000	1,38
2000	29.900	19.900	1,50
2001	31.000	17.800	1,74
2002	29.900	18.700	1,60
2003	31.000	19.000	1,63
2004	32.600	22.600	1,44
2005	33.500	23.500	1,43
2006	35.000	25.000	1,40

Tabella 3.8. Consumi di energia elettrica e produzione dello stabilimento ILA di Portovesme dal 1995 al 2003 (consuntivo) e dal 2004 al 2006 (previsione).

La potenza assorbita dalla ILA, infine, si attesta sistematicamente nel campo 5,5-6 MW.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

3.1.2. Verifica, in termini quantitativi, della possibilità di soddisfare le esigenze esposte con le ipotesi di soluzione tecnologica individuate

I consumi energetici previsti per le principali attività industriali descritte nel precedente paragrafo rappresentano la quasi totalità della domanda complessiva di energia elettrica e individuano le esigenze di potenza dell'intero sistema industriale di Portovesme. La tabella 3.9 riporta al proposito un quadro riassuntivo della situazione sui consumi di energia elettrica e delle esigenze di potenza delle singole Aziende summenzionate e complessiva al 2003, insieme ad una previsione al 2012 basata in parte sulla programmazione già effettuata da alcune delle Aziende in parola.

AZIENDA	SITUAZIONE AL 2003			PREVISIONE AL 2012	
	Potenza richiesta (MW)	CONSUMI EN. EL. (GWh)	% CONSUMI REGIONALI 2003	Potenza richiesta (MW)	CONSUMI EN. EL. (GWh)
EURALLUMINA	32,5	248	2,16	34	260
ALCOA	281	2367	20,58	280	2360
PORTOVESME S.R.L.	85	469	4,08	85	640
ILA	6	31	0,27	6	35
TOTALE	404,5	3.115	27,09	405	3.295

Tabella 3.9. Consumi di energia elettrica ed esigenze di potenza delle Aziende operanti nel polo industriale di Portovesme al 2003 e presunti al 2012.

La tabella 3.9 mostra che i fabbisogni di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme considerato ammontavano, nel 2003, ad oltre 3.100 GWh, pari ad oltre il 27% dell'intero fabbisogno regionale (stimato pari a circa 11.500 GWh, dato provvisorio del 2003), con un corrispondente impegno di potenza di oltre 400 MW. Considerate le previsioni fino al 2008 della Eurallumina (Cfr. Tab. 3.1) e fino al 2014 dell'Alcoa (Cfr. Tab. 3.3), che peraltro rappresenta di gran lunga il maggiore utilizzatore di energia elettrica di tutto il sistema industriale di Portovesme, si può affermare che tali fabbisogni non subiranno, nel prossimo decennio, sensibili variazioni. La realizzazione di una nuova centrale da 650 MW consente tecnicamente quindi di coprire l'intero fabbisogno del sistema industriale di Portovesme con una eccedenza, in termini di potenza, di 250 MW circa, da destinare alle esigenze generali della rete.

Sul piano gestionale, si possono considerare due diverse soluzioni estreme (con tutte le possibili soluzioni intermedie) la cui scelta è dettata esclusivamente da considerazioni di bilancio economico, oltre che da vincoli di natura tecnico-normativa stabiliti dagli eventuali provvedimenti legislativi promulgati ad hoc e dagli accordi che possono essere liberamente stipulati dai vari operatori industriali coinvolti.

- 1) La centrale soddisfa l'intero fabbisogno di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme, per una potenza complessiva dell'ordine di 400 MW. La restante produzione, corrispondente ad una potenza di 250 MW circa, per impianto operante in condizione nominali, potrebbe essere quindi ceduta al GRTN a prezzo incentivato.

In termini di energia elettrica l'ipotesi che la nuova centrale operi per 8000 ore/anno, a fronte di una produzione totale di 5200 GWh, 3300 GWh potrebbero venire destinate al soddisfacimento del fabbisogno energetico esaminato e le restanti 1900 GWh cedute al GRTN a prezzo incentivato. La parte ceduta al GRTN sarebbe pari a circa il 56% del teorico incentivabile considerato nella Parte prima dello studio di fattibilità (3375 GWh corrispondenti a 450 MW per 7500 ore/anno).

- 2) La centrale cede al GRTN, a prezzo incentivato, la massima quantità possibile di energia elettrica (corrispondente ad una potenza di 450 MW con riferimento al DPR 28 gennaio 1994) destinando allo sviluppo economico dell'area la restante quota corrispondente ad una potenza di circa 200 MW, pari al 50% circa dell'intero fabbisogno del sistema industriale di Portovesme.

In termini di energia elettrica e nella stessa ipotesi che la nuova centrale operi a circa 8000 ore/anno, l'energia al GRTN sarebbe l'energia totale incentivabile considerata nella Parte prima dello studio di fattibilità (3375 GWh corrispondente a 450 MW per 7500 ore/anno) e la parte rimanente potrebbe essere disponibile per lo sviluppo economico dell'area industriale di Portovesme nella misura di 1825 GWh pari al 55% del totale dei consumi considerato.

La restante quota del 45% verrebbe quindi acquistata dal GRTN.

La possibilità teorica di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme è pertanto certamente assicurata. Anzi, la realizzazione della nuova centrale a carbone va oltre le specifiche esigenze del sistema industriale in oggetto poiché, come ampiamente discusso nel rapporto *“Analisi della Struttura del Sistema Elettrico Regionale”*, parte integrante del presente studio, essa fornisce un importante contributo all'incremento della capacità produttiva dell'intero sistema regionale di generazione elettrica, della inerente riserva di potenza e, quindi, alla sicurezza dello stesso.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.2.1 – Analisi del quadro normativo miniera (reg. CE 1407/2002)

Premessa

Questo regolamento, che disciplina le regole della concessione di aiuti di Stato per la ristrutturazione dell'industria carboniera, è entrato in vigore dopo la scadenza fissata per il 23 luglio 2002 del trattato CECA e della decisione n. 3632/93/CECA. Il legislatore comunitario, al fine di *“garantire di trarre pieno vantaggio dalle disposizioni in esso contenute”*, ha stabilito espressamente che il regolamento abbia efficacia retroattiva.

Due gli elementi guida tenuti presenti dal legislatore nella predisposizione del Regolamento:

- a) gli aspetti sociali e regionali della ristrutturazione del settore;
- b) la necessità di mantenere, a titolo di misura precauzionale, una quantità minima di fonti interne di produzione di carbone che consenta di garantire un accesso alle riserve.

Ratio

Gli aiuti di Stato per il mantenimento di capacità di produzione carboniera sono giustificati dall'*esigenza di rafforzamento della sicurezza energetica dell'Unione Europea*.

L'idea su cui si fonda il Regolamento è che una produzione minima di carbone, unitamente ad altre misure, potrebbe contribuire a mantenere una pluralità di fonti interne di energia primaria. In osservanza a quanto indicato nel Libro verde del 29.11.2000, dove si auspica la diversificazione delle fonti energetiche *“per zone geografiche e per prodotti”*.

Scelte riservate agli Stati membri

Il presente Regolamento conferma la libertà degli Stati membri di poter scegliere le fonti di energia che concorrono al proprio approvvigionamento.

Eventualità e quantità degli aiuti dipenderanno dal rispetto delle norme applicabili a ciascuna categoria di fonti di energia, *“tenuto conto dei rispettivi meriti”*.

Aiuti

Gli aiuti riguardano esclusivamente i costi del carbone “*destinato alla produzione di elettricità, e alla produzione combinata di calore e di elettricità*”.

Queste le categorie individuate dal Regolamento nel capo 2:

- 1) aiuti alla riduzione dell’attività (art. 4);
- 2) aiuti all’accesso alle riserve carboniere (art. 5), costituiti da:
 - aiuti all’investimento iniziale;
 - aiuti alla produzione corrente;
- 3) aiuti alla copertura di oneri eccezionali (art. 7), costituiti da:
 - costi a carico delle sole imprese che procedono o hanno proceduto a ristrutturazioni;
 - costi connessi con il risanamento ambientale di vecchi siti di estrazione di carbone;
 - costi a carico di più imprese.

Gli aiuti accordati dagli Stati membri saranno quindi limitati, nell’ambito di un piano di accesso alle riserve carboniere, alla copertura dei *costi di investimento iniziale* (art. 5 par. 2) o delle perdite della *produzione corrente* (art. 5 par. 3). Al comma 1 dello stesso articolo 5, il regolamento chiarisce espressamente come questi aiuti «non possono essere cumulati».

Le imprese potranno inoltre beneficiare di aiuti destinati alla copertura di costi che non influiscono sul costo di produzione. Tali aiuti sono finalizzati a coprire oneri eccezionali, più precisamente gli “*oneri residui*” (es. bonifica delle discariche presenti all’interno dell’area della miniera).

Le unità di produzione *non ammissibili agli aiuti* finalizzati a mantenere l’accesso alle riserve di carbone, dovranno beneficiare, temporaneamente, di aiuti diretti ad attenuare le conseguenze sociali e regionali legate alla loro chiusura e favorire una riconversione sociale ed economica di quelle aree.

Gli Stati membri possono anche concedere all’industria carboniera, aiuti:

- a) alla ricerca e allo sviluppo;
- b) a favore della tutela dell’ambiente;
- c) alla formazione.

Vincoli

I vincoli principali sono riassumibili in 8 punti:

- 1) La produzione di carbone sovvenzionato **dovrà** essere *“limitata allo stretto necessario per contribuire efficacemente all’obiettivo di sicurezza energetica”*.
- 2) La Comunità **dovrà** garantire la fissazione, il mantenimento e il rispetto di condizioni normali di concorrenza: prezzi e quantità di carbone devono derivare dalla libera accettazione delle parti contraenti in relazione alle condizioni dominanti sul mercato mondiale.
- 3) Per il mercato dell’elettricità: gli aiuti all’industria carboniera **non possono** influire sulla scelta, da parte dei produttori di energia elettrica, delle loro fonti di approvvigionamento di energie primarie.
- 4) Gli Stati membri **devono** notificare alla Commissione un riepilogo completo (ragioni, scopo) di tutti gli interventi che intendono effettuare direttamente o indirettamente a favore dell’industria carboniera.
- 5) Gli aiuti alla ricerca, allo sviluppo, a favore della tutela dell’ambiente, alla formazione **possono** essere concessi **solo** alle condizioni e secondo i criteri stabiliti dalla Commissione per queste forme di sostegno.
- 6) Il volume complessivo degli aiuti concessi all’industria carboniera (ex artt. 4 e 5) **non deve** superare *“nell’esercizio di qualsiasi anno dopo il 2003, l’importo autorizzato dalla Commissione ex artt. 3 (“Aiuti al funzionamento”) e 4 (“Aiuti per la riduzione di attività”) della decisione n. 3632/93/CECA per l’esercizio 2001”*. Nel dettaglio i due articoli, qui richiamati, della Decisione CECA del 28.12.1993 prevedevano (la Decisione non è più in vigore) rispettivamente:

Articolo 3

Aiuti al funzionamento

1. Gli aiuti al funzionamento destinati alla copertura del divario tra il costo di produzione e il prezzo di vendita risultante dalla libera accettazione da parte dei contraenti delle condizioni dominanti nel mercato mondiale possono essere considerati compatibili con il mercato comune soltanto ove sussistano tutti i requisiti seguenti:

- l’aiuto notificato per ogni tonnellata non eccede per ogni impresa o unità produttiva il divario tra il costo di produzione e le entrate prevedibili per il successivo esercizio relativo all’attività carboniera;*
- l’aiuto effettivamente versato è oggetto di un conguaglio annuo in base ai costi e alle entrate effettivi entro e non oltre la chiusura dell’esercizio relativo all’attività carboniera, successivo a quello per il quale è stato concesso l’aiuto; se gli aiuti sono concessi nel quadro d’un massimale di*

finanziamento pluriennale, il conguaglio definitivo ha luogo alla fine dell'anno successivo a detta operazione di finanziamento pluriennale;

- l'importo dell'aiuto al funzionamento per tonnellata non può dar luogo a prezzi per il carbone comunitario inferiori a quelli praticati per i carboni di analoga qualità dei paesi terzi;

- salve le disposizioni degli articoli 8 e 9, gli Stati membri forniscono alla Commissione in un primo tempo tutte le informazioni relative al calcolo della previsione dei costi di produzione e delle entrate per tonnellata, e in un secondo tempo quelle relative al calcolo del conguaglio effettuato in base ai costi di produzione e alle entrate effettivi;

- gli aiuti non devono causare distorsioni della concorrenza tra utenti del carbone.

2. Gli Stati membri che, per gli esercizi relativi all'attività carboniera dal 1994 al 2002, prevedono di concedere gli aiuti al funzionamento di cui al paragrafo 1 ad imprese carboniere, trasmettono preliminarmente alla Commissione un piano di ammodernamento, razionalizzazione e ristrutturazione per il miglioramento della redditività di dette imprese che sarà realizzato mediante la riduzione dei costi di produzione.

Nel piano saranno previste le opportune misure e sforzi considerevoli per ottenere una riduzione tendenziale dei costi di produzione, ai prezzi del 1992, nel periodo 1994-2002.

L'attuazione di questo piano sarà controllata regolarmente e la Commissione esaminerà la situazione nel 1997.

3. Se all'interno di una stessa impresa, determinate unità produttive beneficiano di aiuti alla riduzione di attività, in conformità dell'articolo 4, mentre altre beneficiano di aiuti al funzionamento, il costo di produzione di tali unità in fase di riduzione di attività non sarà incluso nel calcolo dei costi di produzione medi dell'impresa, al fine di valutare il conseguimento da parte della stessa dello scopo definito al paragrafo 2 del presente articolo.

Articolo 4

Aiuti per la riduzione d'attività

1. Gli aiuti volti alla copertura dei costi di produzione delle imprese o unità produttive che non potranno adempiere le condizioni dell'articolo 3, paragrafo 2 potranno essere ritenuti compatibili con il mercato comune, a condizione che siano conformi alle disposizioni dell'articolo 3, paragrafo 1, purché si iscrivano in un piano di chiusura la cui scadenza si situi anteriormente a quella della presente decisione.

Se tale chiusura ha luogo dopo la scadenza della presente decisione, gli aiuti volti alla copertura dei costi di produzione saranno autorizzati soltanto se sono giustificati da motivi sociali e regionali eccezionali e si iscrivono in un piano di riduzione progressiva e costante dell'attività che prevede una notevole diminuzione prima della scadenza della presente decisione.

- 7) Gli aiuti per la riduzione di attività **non possono** essere concessi oltre il 31.12.2007.
- 8) Il volume complessivo degli aiuti concessi all'industria carboniera (ex artt. 4 e 5) **deve** diminuire progressivamente in modo da ridursi "*in maniera significativa*".

Procedura di notifica

Gli Stati membri che concedono aiuti all'industria carboniera comunicano alla Commissione:

- tutte le informazioni che, in relazione al contesto energetico, consentono di giustificare la capacità di produzione stimata che rientra nel *piano di accesso a riserve carboniere*;
- il livello minimo di produzione necessario per garantire il suddetto accesso;
- le forme di aiuto appropriate, in ordine alle categorie di aiuti di cui al presente regolamento, tenendo conto delle peculiarità dell'industria carboniera in ciascuno Stato.

Gli Stati membri che avessero previsto di concedere gli aiuti alla riduzione della attività ex art. 4 avrebbero dovuto notificare preventivamente alla Commissione, entro il 31.10.2002, un piano di chiusura delle unità di produzione interessate.

Gli Stati membri che avessero previsto di concedere gli aiuti per l'accesso alle riserve carboniere ex art. 5 par. 2 ("aiuti all'investimento iniziale") avrebbero dovuto notificare preventivamente alla Commissione, entro il 31.12.2002, un piano provvisorio di accesso alle riserve carboniere.

Gli Stati membri che avessero previsto di concedere gli aiuti per l'accesso alle riserve carboniere ex art. 5 par. 3 ("aiuti alla produzione corrente") avrebbero dovuto notificare preventivamente alla Commissione, entro il 31.10.2002, un piano provvisorio di accesso alle riserve carboniere.

Gli Stati membri possono, ove ciò sia debitamente giustificato, notificare alla Commissione, entro giugno 2004, l'individuazione specifica delle misure a sostegno per ogni unità di produzione che rientra nei piani di cui ai paragrafi 4 (*aiuti riduzione attività*) e 6 (*aiuti alla produzione corrente*) dell'art. 9.

Applicabilità

Il periodo di applicazione del presente regolamento va dal **24.7.2002** al **31.12.2010**.

Conclusioni

Il presente regolamento fissa in modo esplicito alcuni *limiti* e alcuni *vincoli*, che restringono le ipotesi percorribili per la concessione di eventuali aiuti di Stato a favore della miniera di Nuraxi Figus.

I *limiti temporali* sono rappresentati dalle scadenze:

1. 31.10.2002, fissata dall'art. 9 comma 4 per la presentazione di piani di accesso alle riserve carboniere con concessione degli aiuti previsti dall'art. 4;
2. 31.10.2002, fissata dall'art. 9 comma 6 per la presentazione di piani di accesso alle riserve carboniere con concessione degli aiuti previsti dall'art. 5 par. 3;
3. giugno 2004, fissata dall'art. 9 comma 8, per la notifica alla Commissione dell'individuazione specifica delle misure previste a sostegno della riduzione di attività per l'unità di produzione;
4. 31.12.2007, limite massimo per gli aiuti alla riduzione di attività, come fissato dall'art. 6 comma 1;
5. 31.12.2010, limite massimo per gli aiuti all'accesso alle riserve carbonifere, come fissato dall'art. 5 comma 2.

Il *vincolo* principale è quello espresso dall'art. 5 comma 1 che vieta, per una stessa unità produttiva, il cumulo tra gli aiuti all'*investimento iniziale* e quelli alla *produzione corrente* in quanto lo stato di necessità dell'impresa, che richiede l'aiuto di Stato, deve essere riferibile a una sola situazione (apertura, continuazione o chiusura). L'eventuale ammissibilità del cumulo per la stessa unità, significherebbe ammettere aiuti motivati da situazioni contraddittorie e contrastanti. Al contrario, aiuti statali diversamente giustificati sono ammissibili solo in caso di più unità produttive.

Un'ipotesi di lavoro, che sulla base della normativa esaminata non appare percorribile, ma che potrebbe essere oggetto di approfondimento e di verifica da parte del Ministero delle Attività Produttive, riguarda l'applicabilità dei limiti fissati dall'art. 9 commi 4 e 6 alla concessione degli aiuti alla *riduzione dell'attività* e all'*investimento iniziale*:

- a) notificando alla Commissione - entro la scadenza del giugno 2004 - «l'individuazione specifica delle misure previste a sostegno della riduzione di attività per l'unità di produzione, sino alla scadenza fissata del 31.12.2007»;
- b) richiedendo, a decorrere da tale data, aiuti all'*investimento iniziale* per una “nuova” unità produttiva.

Sono invece da considerarsi soluzioni certamente percorribili per l'ammissibilità degli aiuti di Stato alle miniere del Sulcis, viste le scadenze temporali fissate dagli articoli 5, 6 e 9 e il vincolo stabilito dall'art. 5, quelle che prevedono di:

1. notificare alla Commissione (entro la scadenza del giugno 2004) l'individuazione specifica delle misure previste a sostegno della *produzione corrente* per l'unità di produzione in esame. Misure che non potranno essere corrisposte oltre il 31.12.2010;

2. richiedere *aiuti alla copertura di oneri eccezionali* derivanti dalla razionalizzazione e dalla ristrutturazione dell'industria del carbone e non correlati alla produzione corrente, così come previsto dall'art. 7.

Pertanto saranno queste ultime le ipotesi prese in considerazione nei successivi capitoli dello studio, ai fini dell'analisi economico-finanziaria del progetto.

Normativa richiamata

1. Precedenti Decisioni in tema di aiuti di Stato ex Dec. 3632/93/CECA;
2. Regolamento CE N. 1407/2002;
3. Artt. 87, 88, 89 e 93 Trattato istitutivo CE;
4. Decisione n. 3632/93/CECA del 28.12.1993 (non più in vigore);
5. Libro Verde 29.11.2000;
6. Direttiva 2001/80/CE;
7. Regolamento CE 659/1999.

Precedenti Decisioni in tema di aiuti di Stato ex Dec. 3632/93/CECA

Bollettino UE 6-1998

Energia (9/10)

Aiuti di Stato

Decisioni di non sollevare obiezioni

Settore dei combustibili solidi

Riferimento: decisione 3632/93/CECA relativa al regime comunitario degli interventi degli Stati membri a favore dell'industria carboniera - GU L 329 del 30.12.1993 e Boll. 12-1993, punto 1.2.125

1.3.100. Decisioni della Commissione relative agli aiuti a favore dell'industria carboniera in Spagna.

Adozione da parte della Commissione in data 3 giugno. Tenendo conto delle condizioni sociali e regionali in cui si inserisce il processo di ristrutturazione dell'industria carboniera spagnola, la Commissione europea ha approvato tre decisioni relative all'autorizzazione di aiuti di Stato a favore dell'industria carboniera in Spagna per un importo complessivo di 438 miliardi di ESP; la prima decisione riguarda aiuti complementari a titolo degli anni 1994, 1995 e 1996 e le altre due concernono aiuti di Stato a favore dell'industria carboniera a titolo degli anni 1997 e 1998. Tali aiuti sono composti da un aiuto al funzionamento ai sensi dell'articolo 3 della decisione n. 3632/93/CECA, sino alla concorrenza di 106 790 milioni di ESP, un aiuto alla riduzione di attività ai sensi dell'articolo 4 della decisione, sino alla concorrenza di 157 394 milioni di ESP e un aiuto alla copertura di oneri eccezionali ai sensi dell'articolo 5 della decisione, di cui una parte, di un importo di 149 516 milioni di ESP, è destinata a coprire gli oneri sociali eccezionali da versare ai lavoratori che hanno perso il loro posto di lavoro in seguito a misure di ristrutturazione dell'attività carboniera spagnola e l'altra mira a coprire, per un importo di 24 404 milioni di ESP, i costi supplementari per la chiusura degli impianti in seguito a queste stesse misure. La Commissione ha inoltre formulato un parere positivo al piano di modernizzazione, di razionalizzazione, di ristrutturazione e di riduzione delle attività dell'industria carboniera relativo alla fase 1998-2002, ritenendolo conforme agli obiettivi generali e specifici della decisione n.3632/93/CECA.

Bollettino UE 6-1998

Energia (10/10)

1.3.101. Decisione della Commissione relativa agli aiuti a favore dell'industria carboniera tedesca.

Adozione da parte della Commissione in data 10 giugno. La Commissione ha deciso di autorizzare, in conformità alla decisione 3632/93/CECA, gli aiuti a favore di diverse imprese dell'industria carboniera nella Repubblica federale di Germania per un importo complessivo di

10,4 miliardi di DEM. Questi aiuti sono così ripartiti: un aiuto al funzionamento ai sensi dell'articolo 3 della decisione per un importo di 6 299 milioni di DEM, un aiuto alla riduzione delle attività previste dall'articolo 4 della decisione per un importo di 3 205 milioni di DEM, un aiuto nel quadro del regime inteso a mantenere la manodopera di fondo nelle miniere sotterranee ai sensi dell'articolo 3 della decisione per un importo di 87 milioni di DEM e due aiuti per la copertura degli oneri straordinari ai sensi dell'articolo 5 della decisione per un importo rispettivamente di 200 e 609,2 milioni di DEM.

Bollettino UE 12-1998

Energia (13/14)

Aiuti di Stato

Decisioni di non sollevare obiezioni

Germania

Riferimenti: Decisione n. 3632/93/CECA relativa al regime comunitario degli interventi degli Stati membri a favore dell'industria carboniera - GU L 329 del 30.12.1993 e Boll. 12-1993, punto 1.2.125

Decisione della Commissione relativa a aiuti all'industria carboniera tedesca per il 1997 - GU L 324 del 2.12.1998 e Boll. 6-1998, punto 1.3.101

1.2.150. Decisione della Commissione relativa ad aiuti di Stato all'industria carboniera tedesca per l'anno 1998.

Adozione da parte della Commissione in data 2 dicembre. Poiché dopo la decisione della Commissione sugli aiuti di Stato all'industria carboniera per il 1997, la Germania si è impegnata a far sì che le produzioni di carbone consumate dall'industria e dai privati avessero prezzi che coprissero i costi di produzione, nel valutare il piano di ristrutturazione dell'industria carboniera tedesca, la Commissione ha ritenuto necessario attenuarne l'impatto sociale e regionale in regioni con tassi di disoccupazione superiori alla media nazionale e ha quindi autorizzato, per il 1998, aiuti per 9,4 miliardi di DEM (4,8 miliardi di ecu), così suddivisi: un aiuto al funzionamento (articolo 3 della decisione) per 5,171 miliardi di DEM; un aiuto alla riduzione di attività (articolo 4 della decisione) per 3,164 miliardi di DEM; un aiuto di 81 milioni di DEM, vincolato al regime che mantiene il numero di minatori delle miniere sotterranee entro i limiti dell'articolo 3 della decisione e un aiuto a copertura di oneri eccezionali (articolo 5 della decisione) per 1,011 miliardi di DEM a favore di cinque imprese.

Bollettino UE 12-1998

Energia (14/14)

1.2.151. Decisione della Commissione relativa a aiuti di Stato all'industria carboniera tedesca per l'anno 1999.

Adozione da parte della Commissione in data 22 dicembre. La Commissione ha autorizzato, con gli stessi criteri dell'anno 1998 (punto 1.2.150) 9,2 miliardi di DEM (4,7 miliardi di ecu) di aiuti all'industria carboniera tedesca per l'anno 1999, analogamente suddivisi: un aiuto al funzionamento (articolo 3 della decisione) per 5,141 miliardi di DEM, un aiuto alla riduzione

di attività (articolo 4 della decisione) per 3,220 miliardi di DEM, un aiuto di 73 milioni di DEM, vincolato al regime che mantiene il numero di minatori delle miniere sotterranee entro i limiti dell'articolo 3 della decisione e un aiuto a copertura degli oneri eccezionali (articolo 5 della decisione) per 759,3 milioni di DEM, a favore di due imprese.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.2.2 - Raccolta della documentazione aggiornata esistente sulla attività mineraria in corso e sulla relativa pianificazione produttiva della miniera che sarà resa disponibile dalla Regione Sardegna e dal Ministero delle Attività Produttive

Premessa

Si riporta di seguito indicazione dei documenti presenti presso Sotacarbo, relativi all'attività mineraria ed alla conseguente pianificazione produttiva della miniera, e sviluppati da ATI Sulcis nel corso del progetto per la gassificazione del carbone Sulcis. La documentazione è stata resa disponibile dalla Regione Autonoma della Sardegna con lettera prot. 17448 del 27.11.2003 (allegato 1).

Le considerazioni sviluppate in questo e nei successivi capitoli potranno essere aggiornate se verrà resa disponibile ulteriore documentazione da parte della Regione Autonoma della Sardegna o dal Ministero Attività Produttive.

Documenti disponibili

Sono stati individuati i seguenti documenti:

1. ***“Sulcis coal mine - technical report”*** redatto dalla società inglese SRK in data luglio 1999.

Il documento (di cui in allegato 2 è riportato l'indice) è stato predisposto dal consulente inglese SRK (Steffen, Robertson & Kirsten) Ltd, esperto in questioni minerarie, su incarico di ATI Sulcis nell'ambito del progetto IGCC Sulcis.

Il documento è un rapporto tecnico che descrive lo stato della miniera e le caratteristiche del bacino carbonifero del Sulcis e presenta un piano di sviluppo minerario per adeguare la miniera alla produzione richiesta dall'impianto di potenza previsto da ATI Sulcis.

2. ***“The operation and management of Sulcis coal mine (Review of SRK feasibility study)”*** redatto dalla società inglese AMCO in data luglio 2000.

Il documento (di cui in allegato 3 è riportato l'indice) è stato predisposto nel marzo 2001 dalla società inglese AMCO su incarico di ATI ed è un riesame dello studio di fattibilità della società inglese SRK (di cui al precedente punto 1).

Presenta un'accurata analisi economica relativa ad un periodo di 15 anni (2001-2015).

L'analisi comprende una valutazione delle diverse voci di costo che caratterizzano la gestione della miniera ed includono anche i costi per le attività di consulenza ed

assistenza, da effettuarsi da parte di uno staff di personale AMCO a supporto della gestione del cantiere minerario, in qualità di “Managing Contractor”.

3. **“Business Plan”** del progetto IGCC Sulcis (modello finanziario preliminare del 05.10.2001).

Questo documento riguarda le valutazioni economiche del progetto integrato miniera-impianto IGCC Sulcis, per una durata complessiva di 30 anni (2001-2030).

L’analisi finanziaria è articolata nelle seguenti sezioni principali:

- Base Case assumption;
- Assumptions;
- Sum. Banks;
- Construction;
- Operating;
- Cashflow;
- Index;
- Depreciation;
- Tax;
- Working Capital;
- IVA;
- Sum. ATI.

I dati relativi alla miniera presenti nel business plan sono principalmente basati sulle analisi elaborate da AMCO e da SRK.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.2.3 - Analisi della documentazione raccolta e disponibile e sintesi delle relative valutazioni finanziarie ed economiche e finanziarie, come definite nel capitolo precedente

Premessa

Sono stati esaminati i seguenti documenti, già precedentemente individuati nel capitolo 3.2.2:

1. *“Sulcis coal mine - technical report”* (redatto da SRK);
2. *“The operation and management of Sulcis coal mine (Review of SRK feasibility study)”* (redatto da AMCO);
3. *“Business Plan”* del progetto IGCC Sulcis.

Documento SRK

Nel documento sono formulati giudizi positivi sulle infrastrutture presenti nella miniera e viene rilevato che, con l’attuazione del piano proposto, la miniera del Sulcis è in grado di produrre 923.000 t/a di carbone lavato per i trenta anni della vita del progetto IGCC Sulcis. Viene inoltre evidenziato che il periodo compreso fra l’approvazione del progetto e l’avvio della centrale di potenza risulta cruciale per l’attuazione dello sviluppo della miniera.

Il documento non contiene dati sui costi di produzione della miniera ma soltanto alcune previsioni dei costi d’investimento, relativi all’acquisto di macchinari e ad alcuni adeguamenti impiantistici, necessari ad attuare il piano di sviluppo e di produzione mineraria.

Di seguito sono riportate alcune delle principali valutazioni di SRK relative alla potenzialità della Miniera, al metodo di coltivazione e alle principali infrastrutture minerarie.

Geologia e qualità carbone

I consulenti inglesi descrivono la situazione geologica e strutturale del bacino carbonifero del Sulcis allineandosi con la ricostruzione geologica e le correlazioni sviluppate da Carbosulcis. Rilevano che il giacimento è caratterizzato da notevoli irregolarità non prevedibili sulla base dei dati disponibili. SRK segnala l'esigenza di acquisire maggiori informazioni sia geologiche sia sulla composizione del carbone Sulcis, ricorrendo anche a carotaggi in sottterraneo per contenere tempi e costi.

Le indagini geofisiche, ove disponibili, vengono giudicate di buona qualità, ma viene segnalata una minore affidabilità per quelle meno recenti (1979-92).

SRK mette in evidenza l'esistenza di 11 livelli carboniferi di cui 10 coltivabili, confermando sostanzialmente l'analisi effettuata dallo staff geologico della Carbosulcis; viene peraltro segnalato che il giacimento è caratterizzato dalla presenza di interruzioni deposizionali ("washouts") o della diminuzione della potenza delle bancate di carbone, non prevedibili sulla base dei dati desumibili dai carotaggi disponibili, che risultano troppo distanti tra loro per eseguire una significativa correlazione. A tale proposito viene segnalata l'esigenza di acquisire maggiori informazioni sulla situazione geologica e strutturale del deposito, anche attraverso carotaggi orizzontali effettuati in sottterraneo, come accennato in precedenza.

SRK riferisce che gli unici dati analitici disponibili su campioni di carbone provenienti dalla coltivazione prima del 1997/98 sono quelli relativi al carotaggio n. 2 del 1978, tuttavia questi non risultano estrapolabili ad altre zone del deposito.

I consulenti inglesi valutano positivamente il possibile utilizzo dell'argilla nera carboniosa (ANC), intercalata tra i livelli di carbone sub-bituminoso, nella miscela da fornire al gassificatore, tuttavia, il giudizio definitivo sulla possibilità di un suo reale utilizzo sarà chiarito più in dettaglio con l'impianto IGCC in funzione.

Stima delle risorse e delle riserve

Al fine di avere un quadro complessivo della potenzialità della miniera, a partire dall'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto IGCC, SRK ha effettuato un'accurata valutazione delle risorse e delle riserve di carbone presenti nel bacino carbonifero.

Le riserve minime sfruttabili nell'ambito del progetto sono stimate intorno ai 40 milioni di tonnellate di carbone e risultano più che sufficienti a garantire una produzione annua di 923.000 tonnellate di carbone pulito per alimentare il previsto impianto di potenza per tutta la sua vita operativa (30 anni) ed oltre. Il raggiungimento di tali valori di produzione è ovviamente condizionato dal rispetto del piano di coltivazione e dalle campagne di sondaggi proposti da SRK.

Metodo di coltivazione

SRK suggerisce di sostituire l'attuale sistema di coltivazione dei pannelli (di tipo tedesco), eliminando la galleria comune a due pannelli contigui e sostituendola con due gallerie parallele (isolando in tal modo i singoli pannelli); questa tecnica permetterebbe di prevenire il diffondersi di fenomeni di autocombustione. In generale il metodo di coltivazione proposto consiste nello sviluppo dei fronti di avanzamento distanti dal tronco principale della miniera, così facendo è possibile isolare il singolo pannello dal resto della miniera nel caso si riscontrassero fenomeni di autocombustione. Nello studio viene inoltre suggerito un ammodernamento del sistema nastri di estrazione con l'introduzione di stoccaggi polmone intermedi e l'aumento della velocità dei nastri.

Infrastrutture minerarie

Nello studio SRK rileva che le indagini effettuate mostrano che lo stato delle infrastrutture minerarie di superficie può essere giudicato nell'insieme positivamente. In particolare l'impianto di trattamento del carbone è stato considerato molto soddisfacente dal punto di vista tecnologico. Per quanto concerne le infrastrutture presenti in galleria, l'analisi effettuata dai consulenti di SRK è stata preceduta da un'attenta caratterizzazione geo-meccanica e da una precisa classificazione della formazione denominata "Produttivo". E' stato utilizzato il sistema di classificazione RMR

(Rock Mass Rating) che ha mostrato un range di valori compreso tra un minimo di 20 ed un massimo di 60, in linea, secondo SRK, con i valori tipici delle rocce di tetto rilevati in UK (35-40). Sono stati effettuati numerosi test di carico puntuale (Load Point Test), non riportati nel rapporto tecnico in esame, su campioni appartenenti alla formazione sopra menzionata che hanno permesso di verificare lo stress tensionale a cui sono sottoposte le rocce costituenti soprattutto le volte delle gallerie. I tests hanno permesso di evidenziare alti valori di resistenza alla compressione uniassiale (UCS) compresi tra 12 e oltre 240 MPa (valori che hanno portato a concludere che la miniera in linea generale è sottoposta ad uno stress sostanzialmente basso.

SRK giudica il sistema di contenimento del tetto delle gallerie (centinatura) che attualmente viene utilizzato, inadeguato per questo tipo di miniera in quanto richiede lunghi tempi di messa in opera e risulta eccessivamente oneroso per via degli alti costi dell'acciaio necessario alle armature. SRK raccomanda l'impiego di un sistema di supporto delle gallerie consistente nella bullonatura della volta con bulloni in resina che garantiscono una sicurezza adeguata e costi e tempi di realizzazione nettamente più bassi. Il passaggio a questa nuova tecnica garantisce, inoltre, una maggiore velocità di avanzamento riflettendosi quindi positivamente sui tempi di preparazione dei pannelli di coltivazione. I tempi di preparazione costituiscono infatti un punto essenziale per rispettare la tempistica prevista nel progetto dall'impianto IGCC.

Idrogeologia e bilancio idrico

Secondo SRK uno dei maggiori problemi da risolvere per un migliore approccio a questo tipo di problematiche è quello di conoscere con maggior dettaglio la situazione strutturale all'interno della miniera, questo per evidenziare le vie di risalita verticali determinate dalle zone di faglia. Lo studio dei consulenti inglesi di ATI si è basato sostanzialmente sui dati esistenti ritenuti abbastanza sufficienti per delimitare il bacino idrogeologico. SRK giudica efficiente il sistema di pompaggio utilizzato per abbassare il livello di falda al di sotto delle gallerie di coltivazione e non segnala ulteriori problemi in questo campo, in cui prevede che la situazione rimanga stabile; l'acqua emunta dalla miniera ($3450 \text{ m}^3/\text{g}$) è tale da soddisfare ampiamente i consumi di superficie della stessa (indicati in $1419 \text{ m}^3/\text{g}$) e dell'impianto di trattamento carbone ($1500 \text{ m}^3/\text{g}$).

SRK segnala che l'acqua potrebbe essere insufficiente qualora si volesse raddoppiare la produzione della miniera.

Progetto minerario

Come sopra indicato l'attuale impostazione della miniera ("di tipo tedesco") non è ritenuta ottimale da SRK, in quanto viene sottostimato il rischio di combustione spontanea e non è tenuta in debito conto la naturale variabilità del giacimento carbonifero. Il tipo di coltivazione attualmente adottato a pannelli con gallerie comuni, da un lato dovrebbe presupporre una continuità dei livelli carboniferi, in netto contrasto con i dati geo-giacimentologici, e dall'altra determinerebbe costi aggiuntivi dovuti al mantenimento della galleria comune durante la coltivazione, con il pericoloso aumento dei fattori di rischio nel caso di fenomeni di autocombustione.

Il nuovo metodo di coltivazione proposto da SRK è quello già accennato brevemente in precedenza (Infrastrutture minerarie) che propone pannelli larghi 250 metri (anziché 200) e lunghi 1000 metri, separati da gallerie a sezione minore e l'uso della bullonatura in resina anziché della centinatura per il sostegno del tetto, al fine di abbattere i costi e accelerare i tempi. Viene stimato che ogni pannello dovrebbe corrispondere a 700.000 t di carbone lavato, ed i tempi di coltivazione sono stimati in 362 giorni lavorativi compresa installazione e smontaggio

del taglio (che corrisponde a una media di 1.933 t/g, con un quantitativo di 3.500 t/g in produzione piena).

Secondo SRK l'attuale produttività complessiva è bassa se rapportata agli standard inglesi ma presenta margini di miglioramento; nel progetto minerario, SRK considera 250 giorni lavorativi/anno, che corrispondono a una produzione per taglio di 480 t/anno. L'avanzamento previsto per i tracciamenti è di 50 m/settimana e di 25 m/settimana per il taglio (a regime). Per il raggiungimento di questi livelli produttivi SRK considera necessario l'impiego di 4 minatori continui per i tracciamenti, equipaggiati con bullonatori di tetto. SRK evidenzia che l'avanzamento previsto di 50 m/settimana risulta minore di quello medio inglese di 100 m/settimana).

Documento AMCO

In generale AMCO osserva che il suo piano di coltivazione della miniera prevede una produzione media annua di 923.000 tonnellate (così come valutato anche da SRK) per un periodo di circa 11 anni (da metà del 2004 alla fine del 2015). Sono pertanto necessarie, secondo AMCO, nuove campagne di sondaggi per individuare le ulteriori riserve che potranno essere accertate successivamente a tale periodo.

AMCO valuta i costi d'investimento necessari all'attuazione del piano di coltivazione pari a circa 86 milioni di sterline contro i circa 98 milioni di sterline previsti da SRK. Nella tabella seguente vengono confrontate le due principali voci di costo d'investimento stimate da AMCO per il proprio piano minerario e per quello previsto da SRK:

Costi	AMCO (Sterline)	SRK (Sterline)
Start up capital cost	52.960.743	33.819.250
Equipment replacement cost	33.311.663	64.285.569
Capital cost total	86.272.406	98.104.819

La sostanziale riduzione dei costi individuata da AMCO, deriva fondamentalmente dalle differenti strategie che la stessa AMCO prevede di impiegare nella gestione dell'impresa mineraria.

Stima delle risorse e delle riserve

Lo studio AMCO concorda con le valutazioni SRK riguardo alle riserve attualmente accertate.

Le valutazioni della produzione annuale sono basate su una prima ipotesi che prevede che il carbone vendibile sia pari al 35% del minerale estratto. La scelta di AMCO risulta più conservativa di quella considerata dalla SRK, che prevedeva una percentuale di carbone vendibile pari al 40%. La differenza sulla percentuale di carbone vendibile, secondo AMCO, non influenza comunque il livello minimo delle risorse minerarie e delle riserve totali richieste dal progetto.

Lo studio AMCO evidenzia che tale scelta è stata considerata troppo conservativa da ATI, che ha richiesto pertanto di considerare anche l'ipotesi del 40% di carbone vendibile.

Infrastrutture minerarie

Per quanto riguarda le infrastrutture di superficie, AMCO ha esaminato con particolare attenzione la sezione di trattamento del carbone ed ha concordato con SRK sulla necessità di ottimizzarne il funzionamento piuttosto che procedere ad eventuali sostituzioni delle sue apparecchiature principali dell'impianto. AMCO esprime comunque delle riserve sui dati di targa dell'impianto, che ritiene possano essere sciolte solo quando lo stesso sarà provato a pieno carico e sarà produttivo per un periodo di tempo significativo.

Per le infrastrutture presenti nel sottosuolo AMCO concorda in parte con SRK sull'utilizzo del sistema di supporto delle volte delle gallerie mediante bulloni in resina (come accennato in precedenza), che garantiscono un'adeguata sicurezza nelle condizioni estremamente variabili presenti in questa miniera, costi nettamente più bassi, tempi di realizzo brevi ed una maggiore velocità di avanzamento che si rifletterà sui tempi di preparazione dei pannelli di coltivazione (punto essenziale per rientrare nella tempistica prevista dal progetto IGCC Sulcis).

AMCO tuttavia ritiene che solo le gallerie utilizzate come vie di fuga dovrebbero essere armate utilizzando le bullonature, mentre ritiene che sia più prudente nelle altre zone della miniera associare altre tecniche di contenimento.

Infine AMCO evidenzia l'esigenza di migliorare il sistema di ventilazione e di utilizzo dei pozzi.

Progetto minerario e metodo di coltivazione

In generale AMCO concorda con il piano di coltivazione sviluppato da SRK, con particolare riferimento all'impiego delle bullonature delle volte e alla necessità di utilizzo delle vie di fuga. AMCO concorda con SRK circa l'utilizzo della tecnica di coltivazione proposta, ma ritiene che le stime effettuate in precedenza siano troppo ottimistiche. I consulenti della SRK avevano stimato un numero di cicli giornalieri pari a sette, mentre AMCO ritiene più appropriato ridurlo a sei.

Lo studio AMCO si discosta da quello SRK per ciò che concerne l'utilizzo di alcuni macchinari, che dovrebbero essere più versatili al fine di adattarsi meglio alle caratteristiche della miniera (ad es utilizzo della macchina per avanzamento in galleria LH 1300).

AMCO infine rileva la necessità di un ampliamento delle aree di stoccaggio del carbone estratto e di predisporre una zona dedicata a riserva strategica accuratamente protetta dalla combustione spontanea.

Nel documento redatto da AMCO si può notare una variazione del piano di coltivazione nell'area Est del giacimento rispetto a quanto considerato in precedenza nello studio di fattibilità dei consulenti della SRK, in particolare è da notare un maggior sviluppo dei lavori minerari nell'area sud della fascia compresa tra le faglie del monte Sinni e quella di Ponente.

Considerazioni economiche

Il programma economico sviluppato da AMCO è stato redatto per raggiungere due obiettivi principali:

- ✓ Assicurare che tutte le infrastrutture minerarie fossero compatibili con le esigenze dell'impianto IGCC;
- ✓ Aumentare l'efficienza operativa attraverso uno schema pianificato di manutenzione preventiva ed uno schema periodico e strategico di revisione, al fine di diminuire i guasti

meccanici nelle varie parti degli impianti aumentandone così la durata.

L'analisi economica elaborata da AMCO (di cui si riporta in tabella 1 alcune valutazioni sulle principali voci di costo e sulla produzione di clean coal) si basa su un periodo di attività mineraria che va dal 2001 al 2015, con l'impiego di 635 persone. Le valutazioni sono riferite ad un rapporto clean coal/Rom (Run of Mine) pari al 40%, così come richiesto da ATI Sulcis. Tale ipotesi si allinea con l'analisi economica della miniera presente nel Business Plan del progetto IGCC Sulcis.

Come si può evidenziare dalla tabella 1 lo studio redatto da AMCO considera la maggior parte dei costi di investimento sono localizzati nel periodo 2001-2004 (costruzione dell'impianto IGCC) durante il quale sono concentrate le attività di adeguamento delle infrastrutture minerarie e di preparazione delle coltivazioni. Successivamente a tale periodo si nota un calo considerevole di tali costi sino alla fine del periodo di attività considerato nello studio.

La tabella 1 evidenzia che la produzione di clean coal nel periodo 2001-2004 si attesta sul valore di 300.000 t/anno, secondo quanto previsto dal contratto di vendita del carbone all'Enel, mentre dal secondo semestre del 2004 al 2015 la miniera dovrà garantire una produzione di 923.000 t/anno (quantitativo richiesto dal progetto IGCC Sulcis).

A riguardo AMCO osserva che la produzione di carbone nel periodo successivo a 2015 dovrà essere accompagnata da opportuni studi per accertare le effettive riserve sfruttabili.

Le principali voci di costo riportate nella tabella 1 riguardano i costi di produzione, quelli operativi e quelli di investimento.

I costi operativi inizialmente (2001-2003) mostrano valori più bassi (~37 MldLit/semestre), mentre dopo la costruzione dell'impianto (2004-2015) tali costi presentano valori più elevati (~41 MldLit/semestre) ed un andamento costante.

I costi di investimento considerati da AMCO raggiungono i valori maggiori durante il periodo di costruzione dell'impianto (~71 MldLit/anno nel 2002), a causa dei lavori di adeguamento della miniera necessari a garantire una produzione annua di clean coal di 923.000 tonnellate per fare fronte alle esigenze dell'impianto IGCC.

Si evidenzia infine che la tabella di seguito esposta è sviluppata a valori reali costanti.

Principali parametri economici della miniera redatti da AMCO (Costi fissi 2000)																			
DESCRIZIONE	ANNO	gen-01 mar-01	apr-01 giu-01	lug-01 set-01	ott-01 dic-01	gen-02 mar-02	apr-02 giu-02	lug-02 set-02	ott-02 dic-02	gen-03 giu-03	lug-03 dic-03	gen-04 giu-04	lug-04 dic-04	gen-05 giu-05	lug-05 dic-05	gen-06 giu-06	lug-06 dic-06	gen-07 giu-07	lug-07 dic-07
Produzione annuale	t																		
Clean coal (C.C.) richiesto		87.500	87.500	87.500	87.500	102.500	102.500	102.500	102.500	230.000	230.000	230.000	611.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500
C.C. dalla produzione		56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	109.403	109.403	115.955	577.455	419.366	419.366	419.851	419.851	422.220	422.220
C.C. dallo sviluppo		18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	40.597	40.597	34.045	34.045	42.134	42.134	41.649	41.649	39.281	39.281
C.C.da stockpile		6.250	6.250	6.250	6.250	13.750	13.750	13.750	13.750	40.000	40.000	40.000							
C.C.AMCO da stockpile		6.250	6.250	6.250	6.250	13.750	13.750	13.750	13.750	40.000	40.000	40.000							
COSTI OPERATIVI INTERNI	ITL(,000) per period	14.386.650	15.087.019	15.087.019	15.058.019	15.116.344	14.731.846	14.731.846	14.731.846	29.444.428	29.444.428	28.251.207	37.484.458	35.141.035	35.141.035	35.055.414	35.055.414	34.873.616	34.873.616
COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	191,82	201,16	201,16	200,77	201,55	196,42	196,42	196,42	196,30	196,30	188,34	61,30	76,15	76,15	75,96	75,96	75,57	75,57
Costi totali AMCO	ITL(,000) per period	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	7.623.985	7.623.985	7.637.445	8.050.412	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398
COSTI TOTALI AMCO UNITARI	per t clean coal	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,92	13,17	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49
TOTALE COSTI OPERATIVI	ITL(,000) per period	18.198.643	18.899.012	18.899.012	18.870.012	18.928.337	18.543.839	18.543.839	18.543.839	37.068.413	37.068.413	35.888.652	45.534.871	43.211.433	43.211.433	43.125.812	43.125.812	42.944.014	42.944.014
TOTALE COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	242,65	251,99	251,99	251,60	252,38	247,25	247,25	247,25	247,12	247,12	239,26	74,46	93,63	93,63	93,45	93,45	93,05	93,05
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO	ITL(,000) per period	4.683.191	4.693.191	4.683.191	4.683.191	17.920.182	17.920.182	17.920.182	17.920.182	28.947.964	28.947.964	3.670.795	3.670.795	5.362.945	5.362.945	2.182.613	2.182.613	2.405.739	2.405.739
Costi di investimento annuali	per t clean coal	18.742.764				71.680.730				57.895.928		7.341.591		10.725.891		4.365.225		4.811.478	
Totale costi operativi modello AMCO	per t clean coal	-217,94	-226,06	-225,95	-225,61	-322,31	-318,56	-318,56	-318,56	-253,88	-253,88	-138,79	-67,30	-87,77	-87,77	-80,69	-80,69	-80,78	-80,78
Totale costi Management Contractor	per t clean coal	-43,57	-43,57	-43,57	-43,57	-37,19	-37,19	-37,19	-37,19	-33,15	-33,15	-33,21	-13,17	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49
Costi di produzione	per t clean coal	-261,51	-269,51	-269,51	-269,18	-359,50	-355,75	-355,75	-355,75	-287,03	-287,03	-172,00	-80,47	-105,25	-105,25	-98,18	-98,18	-98,27	-98,27

Principali parametri economici della miniera redatti da AMCO (Costi fissi 2000)																		
DESCRIZIONE	ANNO	gen-08 giu-08	lug-08 dic-08	gen-09 giu-09	lug-09 dic-09	gen-10 giu-10	lug-10 dic-10	gen-11 giu-11	lug-11 dic-11	gen-12 giu-12	lug-12 dic-12	gen-13 giu-13	lug-13 dic-13	gen-14 giu-14	lug-14 dic-14	gen-15 giu-15	lug-15 dic-15	TOTAL 2001-2015
Produzione annuale	t																	
Clean coal (C.C.) richiesto		461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	12.214.500
C.C. dalla produzione		425.659	425.659	433.642	433.642	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	10.869.538
C.C. dallo sviluppo		35.841	35.841	27.859	27.859	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	944.962
C.C.da stockpile																		200.000
C.C.AMCO da stockpile																		200.000
COSTI OPERATIVI INTERNI	ITL(,000) per period	34.679.408	34.679.408	33.997.394	33.997.394	33.646.699	33.646.699	33.671.169	33.671.169	33.554.596	33.554.596	33.570.885	33.570.885	33.554.032	33.554.032	33.550.367	33.550.367	968.106.654
COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	75,14	75,14	73,67	73,67	72,91	72,91	72,96	72,96	72,71	72,71	72,74	72,74	72,71	72,71	72,70	72,70	84,15
Costi totali AMCO	ITL(,000) per period	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	7.776.507	7.776.507	7.480.037	7.480.037	7.181.463	7.181.463	6.871.528	6.871.528	233.036.415
COSTI TOTALI AMCOUNITARI	per t clean coal	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	16,85	16,85	16,21	16,21	15,56	15,56	14,89	14,89	19,72
TOTALE COSTI OPERATIVI	ITL(,000) per period	42.749.806	42.749.806	42.067.792	42.067.792	41.717.097	41.717.097	41.741.567	41.741.567	41.331.103	41.331.103	41.050.922	41.050.922	40.735.495	40.735.495	40.421.895	40.421.895	1.227.180.767
TOTALE COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	92,63	92,63	91,15	91,15	90,39	90,39	90,45	90,45	89,56	89,56	88,95	88,95	88,27	88,27	87,59	87,59	103,87
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO	ITL(,000) per period	7.382.168	7.382.168	3.506.623	3.506.623	7.340.698	7.340.698	8.971.919	8.971.919	1.200.499	1.200.499	2.286.433	2.286.433	1.162.843	1.162.843	918.503	918.503	241.092.967
Costi di investimento annuali	per t clean coal	14.764.336		7.013.246		14.681.396		17.943.838		2.400.998		4.572.866		2.325.686		1.837.006		241.092.967
Totale costi operativi modello AMCO	per t clean coal	-91,14	-91,14	-81,27	-81,27	-88,81	-88,81	-92,40	-92,40	-75,31	-75,31	-77,70	-77,70	-75,23	-75,23	-74,69	-74,69	-100,376
Totale costi Management Contractor	per t clean coal	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-16,85	-16,85	-16,21	-16,21	-15,56	-15,56	-14,89	-14,89	-18,670
Costi di produzione	per t clean coal	-108,63	-108,63	-98,75	-98,75	-106,30	-106,30	-109,89	-109,89	-92,16	-92,16	-93,91	-93,91	-90,79	-90,79	-89,58	-89,58	-120,207

TABELLA 1

-Business Plan del progetto IGCC Sulcis

I dati relativi alla miniera utilizzati nel business plan redatto da ATI Sulcis, si basano sugli studi effettuati dalle società inglesi SRK e AMCO per conto di ATI stessa nell'ambito del progetto IGCC Sulcis.

Le valutazioni economiche relative alla miniera illustrate nelle tabelle sotto esposte si riferiscono ad un periodo più lungo rispetto a quello riscontrato nello studio redatto da AMCO. Il periodo di riferimento considerato nel business plan dell'ATI infatti è di 30 anni (2001-2030) pari alla vita dell'impianto IGCC Sulcis.

Nel business plan il piano economico della miniera, come accennato in precedenza, è esteso dal 2001 al 2030 e vengono considerati i parametri economici riportati nella tabella 2, basati prevalentemente sulle stime effettuate dalla società inglese AMCO. La tabella stessa evidenzia i principali costi di gestione (costi totali di miniera, costi del personale, ecc.), di investimento (CAPEX) durante la costruzione dell'impianto (2001-2004), comprensivi dei costi operativi del periodo stesso, ed i costi di investimento nel periodo operativo previsti nel business plan. In accordo con quanto già discusso in precedenza nell'analisi dello studio redatto da AMCO, viene considerato un rapporto Clean coal/Rom pari al 40%.

Le elaborazioni economiche e finanziarie riportate nel business plan, vengono sviluppate adottando le assunzioni macroeconomiche riportate nella seguente tabella:

Assunzioni macroeconomiche

Variazione indice ISTAT (2001-2030)	2,25%
Variazione prezzo del lavoro minerario (2001-2030)	2,25%
Variazione prezzo del lavoro (2001-2030)	2,25%
Lit/\$ (2001-2030)	1.936
6-m Euro EURIBOR real (2001-2030)	1,57%
10 y. Euro Swap Rate (2001-2030)	5,26%

Si evidenzia che le valutazioni economiche elaborate da ATI Sulcis sono riferite ad un periodo di gestione della miniera più lungo (2001-2030), rispetto a quello considerato nello studio AMCO in cui le valutazioni economiche e finanziarie sono sviluppate a valori reali costanti e riferite ad un periodo più breve (2001-2015). Pertanto i dati presenti nei due studi non sono immediatamente confrontabili.

La tabella 3 riassume i dati sulla produzione di clean coal e Rom (Run of mine) nel periodo successivo alla costruzione dell'impianto IGCC Sulcis.

Si rileva che i dati relativi alla produzione di clean coal si discostano da quelli considerati in precedenza nell'analisi economica redatta da AMCO, assumendo valori più elevati.

L'andamento della produzione di clean coal mostra valori generalmente costanti nell'arco del periodo operativo 2004-2030 con un valore medio di produzione annua pari a circa 941.000 t di clean coal. La tabella mostra valori di produzione più elevati rispetto alla media nel 2008, 2012, 2016, 2020, 2024 e 2028 pari a circa 964.000 t di clean coal prodotto.

La tabella 4 riporta il costo totale dei combustibili considerato nel periodo 2004-2030, successivo alla costruzione dell'impianto, suddiviso in costo dei combustibili alternativi e costi della miniera.

Si evidenzia inoltre che la tabella è sviluppata con costi a tasso di inflazione pari al 2,25%.

In conclusione nella tabella 5 sono evidenziati i costi di produzione del carbone nel periodo precedente e successivo alla costruzione dell'impianto IGCC Sulcis. Nel periodo di costruzione dell'impianto (2001-2004) il costo di produzione è pari a 289.600 Lit/t, mentre nel successivo periodo di gestione dell'impianto IGCC (2004-2030) tali costi mostrano un andamento costante intorno al valore medio di 107,82 kLit/t. I dati sulla produzione sono quelli derivanti dagli studi delle società SRK ed AMCO, i costi di produzione se ne differenziano in conseguenza di una valutazione relativa ad un periodo di gestione più lungo (2001-2030) ed all'adozione di un sistema a costi con tasso di inflazione pari al 2,25%.

Costi di gestione della miniera																
Clean coal/ROM (run of mine) coal (SRK)	40%															
Costo del personale (635 dipendenti)	38,84 mldLit/y															
Costi di assicurazione	5,15 mldLit/y															
Costo contraente (operativo+staff)	6,73 mldLit/y															
Altri costi fissi	1,15 mldLit/y															
Capex durante la costruzione (mldLit)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016/2030
Opex	70,60	70,93	71,69	35,16												
AMCO capex	18,70	71,70	57,89	3,65												
Avviamento ed altri costi	2,97	2,66	1,77	0,2												
Capex durante il periodo operativo (mldLit)																
Altri (ammortizzabili)				3,67	10,70	4,36	4,81	14,76	7,01	14,68	17,94	2,40	4,57	2,32	1,84	8,00
Ausiliari (costo)				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

CAPEX: costi di investimento; OPEX: costi operativi

TABELLA 2

Consumi di carbone Sulcis (clean) dopo la costruzione dell'impianto

	<i>lug-04</i>	<i>gen-05</i>	<i>lug-05</i>	<i>gen-06</i>	<i>lug-06</i>	<i>gen-07</i>	<i>lug-07</i>	<i>gen-08</i>	<i>lug-08</i>	<i>gen-09</i>	<i>lug-09</i>	<i>gen-10</i>	<i>lug-10</i>	<i>gen-11</i>	<i>lug-11</i>	<i>gen-12</i>	<i>lug-12</i>	
	<i>dic-04</i>	<i>giu-05</i>	<i>dic-05</i>	<i>giu-06</i>	<i>dic-06</i>	<i>giu-07</i>	<i>dic-07</i>	<i>giu-08</i>	<i>dic-08</i>	<i>giu-09</i>	<i>dic-09</i>	<i>giu-10</i>	<i>dic-10</i>	<i>giu-11</i>	<i>dic-11</i>	<i>giu-12</i>	<i>dic-12</i>	
Produzione Rom (t/sem)	1.024.769	1.013.786	1.107.134	1.103.016	1.192.932	1.188.814	1.213.524	1.197.051	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.197.051	1.213.524	
Produzione Clean (t/sem)	409.907	405.515	442.854	441.206	477.173	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	
	<i>gen-13</i>	<i>lug-13</i>	<i>gen-14</i>	<i>lug-14</i>	<i>gen-15</i>	<i>lug-15</i>	<i>gen-16</i>	<i>lug-16</i>	<i>gen-17</i>	<i>lug-17</i>	<i>gen-18</i>	<i>lug-18</i>	<i>gen-19</i>	<i>lug-19</i>	<i>gen-20</i>	<i>lug-20</i>	<i>gen-21</i>	<i>lug-21</i>
	<i>giu-13</i>	<i>dic-13</i>	<i>giu-14</i>	<i>dic-14</i>	<i>giu-15</i>	<i>dic-15</i>	<i>giu-16</i>	<i>dic-16</i>	<i>giu-17</i>	<i>dic-17</i>	<i>giu-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>giu-19</i>	<i>dic-19</i>	<i>giu-20</i>	<i>dic-20</i>	<i>giu-21</i>	<i>dic-21</i>
Produzione Rom (t/sem)	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.197.051	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.197.051	1.213.524	1.188.814	1.213.524
Produzione Clean (t/sem)	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409
	<i>gen-22</i>	<i>lug-22</i>	<i>gen-23</i>	<i>lug-23</i>	<i>gen-24</i>	<i>lug-24</i>	<i>gen-25</i>	<i>lug-25</i>	<i>gen-26</i>	<i>lug-26</i>	<i>gen-27</i>	<i>lug-27</i>	<i>gen-28</i>	<i>lug-28</i>	<i>gen-29</i>	<i>lug-29</i>	<i>gen-30</i>	<i>lug-30</i>
	<i>giu-22</i>	<i>dic-22</i>	<i>giu-23</i>	<i>dic-23</i>	<i>giu-24</i>	<i>dic-24</i>	<i>giu-25</i>	<i>dic-25</i>	<i>giu-26</i>	<i>dic-26</i>	<i>giu-27</i>	<i>dic-27</i>	<i>giu-28</i>	<i>dic-28</i>	<i>giu-29</i>	<i>dic-29</i>	<i>giu-30</i>	<i>dic-30</i>
Produzione Rom (t/sem)	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.197.051	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.524	1.213.524	1.197.051	1.213.524	1.188.814	1.213.524	1.188.814	1.213.524
Produzione Clean (t/sem)	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409

TABELLA 3

Costo totale della miniera e AF dopo la costruzione dell'impianto

	<i>lug-04</i> <i>dic-04</i>	<i>gen-05</i> <i>giu-05</i>	<i>lug-05</i> <i>dic-05</i>	<i>gen-06</i> <i>giu-06</i>	<i>lug-06</i> <i>dic-06</i>	<i>gen-07</i> <i>giu-07</i>	<i>lug-07</i> <i>dic-07</i>	<i>gen-08</i> <i>giu-08</i>	<i>lug-08</i> <i>dic-08</i>	<i>gen-09</i> <i>giu-09</i>	<i>lug-09</i> <i>dic-09</i>	<i>gen-10</i> <i>giu-10</i>	<i>lug-10</i> <i>dic-10</i>	<i>gen-11</i> <i>giu-11</i>	<i>lug-11</i> <i>dic-11</i>	<i>gen-12</i> <i>giu-12</i>	<i>lug-12</i> <i>dic-12</i>	
Costo miniera e AF (mldLit)	61,14	63,47	66,24	66,03	68,73	69,58	70,33	70,71	71,21	70,89	71,64	71,60	72,34	71,95	72,70	73,47	73,98	
Consumo AF (t/sem)	219.058	216.721	236.789	235.820	255.056	254.189	259.485	255.975	259.511	254.239	259.537	254.265	259.563	254.290	259.589	256.078	259.615	
Prezzo AF (Lit/t)	79.326	79.802	79.802	80.281	80.281	80.763	80.763	81.247	81.247	81.735	81.735	82.225	82.225	82.219	82.219	83.215	83.215	
Costo AF (Lit/sem)	17,38	17,29	18,90	18,93	20,48	20,53	20,96	20,80	21,08	20,78	21,21	20,91	21,34	20,91	21,34	21,31	21,60	
Costo miniera (mldLit)	43,76	46,18	47,34	47,10	48,25	49,05	49,37	49,91	50,13	50,11	50,43	50,69	51,00	51,04	51,36	52,16	52,38	
	<i>gen-13</i> <i>giu-13</i>	<i>lug-13</i> <i>dic-13</i>	<i>gen-14</i> <i>giu-14</i>	<i>lug-14</i> <i>dic-14</i>	<i>gen-15</i> <i>giu-15</i>	<i>lug-15</i> <i>dic-15</i>	<i>gen-16</i> <i>giu-16</i>	<i>lug-16</i> <i>dic-16</i>	<i>gen-17</i> <i>giu-17</i>	<i>lug-17</i> <i>dic-17</i>	<i>gen-18</i> <i>giu-18</i>	<i>lug-18</i> <i>dic-18</i>	<i>gen-19</i> <i>giu-19</i>	<i>lug-19</i> <i>dic-19</i>	<i>gen-20</i> <i>giu-20</i>	<i>lug-20</i> <i>dic-20</i>	<i>gen-21</i> <i>giu-21</i>	<i>lug-21</i> <i>dic-21</i>
Costo miniera e AF (mldLit)	74,52	75,29	75,85	76,63	77,2	77,99	71,28	71,82	72,26	73,07	73,53	74,35	73,53	74,35	73,81	74,36	73,54	74,36
Consumo AF (t/sem)	254.341	259.641	254.637	259.667	254.392	259.693	256.180	259.719	254.443	259.745	254.468	259.771	254.494	259.797	256.283	259.823	254.545	259.849
Prezzo AF (Lit/t)	83.714	83.714	84.217	84.217	84.722	84.722	85.230	85.230	85.742	85.742	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256
Costo AF (Lit/sem)	21,29	21,74	21,44	21,87	21,55	22,00	21,83	22,14	21,82	22,27	21,95	22,41	21,95	22,41	22,11	22,41	21,96	22,41
Costo miniera (mldLit)	53,23	53,55	54,41	54,76	55,65	55,99	49,45	49,68	50,44	50,80	51,58	51,94	51,58	51,94	51,70	51,95	51,58	51,95
	<i>gen-22</i> <i>giu-22</i>	<i>lug-22</i> <i>dic-22</i>	<i>gen-23</i> <i>giu-23</i>	<i>lug-23</i> <i>dic-23</i>	<i>gen-24</i> <i>giu-24</i>	<i>lug-24</i> <i>dic-24</i>	<i>gen-25</i> <i>giu-25</i>	<i>lug-25</i> <i>dic-25</i>	<i>gen-26</i> <i>giu-26</i>	<i>lug-26</i> <i>dic-26</i>	<i>gen-27</i> <i>giu-27</i>	<i>lug-27</i> <i>dic-27</i>	<i>gen-28</i> <i>giu-28</i>	<i>lug-28</i> <i>dic-28</i>	<i>gen-29</i> <i>giu-29</i>	<i>lug-29</i> <i>dic-29</i>	<i>gen-30</i> <i>giu-30</i>	<i>lug-30</i> <i>dic-30</i>
Costo miniera e AF (mldLit)	73,54	74,36	73,54	74,36	73,82	74,36	73,54	74,37	73,55	74,37	73,55	74,37	73,82	74,37	73,55	74,38	73,55	74,38
Consumo AF (t/sem)	254.570	259.875	254.596	259.901	256.386	259.927	254.647	259.953	254.673	259.979	254.698	260.005	256.488	260.031	254.749	260.057	254.775	260.083
Prezzo AF (Lit/t)	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256	86.256
Costo AF (Lit/sem)	21,96	22,42	21,96	22,42	22,11	22,42	21,96	22,42	21,97	22,42	21,97	22,43	22,12	22,43	21,97	22,43	21,98	22,43
Costo miniera (mldLit)	51,58	51,94	51,58	51,94	51,71	51,94	51,58	51,95	51,58	51,95	51,58	51,94	51,70	51,94	51,58	51,95	51,57	51,95

TABELLA 4

Costi di produzione di clean coal dopo la costruzione dell'impianto IGCC (Tratto dal Business Plan dell'ATI del 2001)

	<i>lug-04</i>	<i>gen-05</i>	<i>lug-05</i>	<i>gen-06</i>	<i>lug-06</i>	<i>gen-07</i>	<i>lug-07</i>	<i>gen-08</i>	<i>lug-08</i>	<i>gen-09</i>	<i>lug-09</i>	<i>gen-10</i>	<i>lug-10</i>	<i>gen-11</i>	<i>lug-11</i>	<i>gen-12</i>	<i>lug-12</i>	
	<i>dic-04</i>	<i>giu-05</i>	<i>dic-05</i>	<i>giu-06</i>	<i>dic-06</i>	<i>giu-07</i>	<i>dic-07</i>	<i>giu-08</i>	<i>dic-08</i>	<i>giu-09</i>	<i>dic-09</i>	<i>giu-10</i>	<i>dic-10</i>	<i>giu-11</i>	<i>dic-11</i>	<i>giu-12</i>	<i>dic-12</i>	
Costo totale miniera (mldLit)	43,76	46,18	47,34	47,10	48,25	49,05	49,37	49,91	50,13	50,11	50,43	50,69	51,00	51,04	51,36	52,16	52,38	
Produzione (t/sem, clean)	409.907	405.515	442.854	441.206	477.173	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	
Costi di produzione (Lit/t)	106.763	113.868	106.906	106.749	101.124	103.151	101.715	104.241	103.264	105.378	103.885	106.604	105.061	107.339	105.801	108.935	107.901	
	<i>gen-13</i>	<i>lug-13</i>	<i>gen-14</i>	<i>lug-14</i>	<i>gen-15</i>	<i>lug-15</i>	<i>gen-16</i>	<i>lug-16</i>	<i>gen-17</i>	<i>lug-17</i>	<i>gen-18</i>	<i>lug-18</i>	<i>gen-19</i>	<i>lug-19</i>	<i>gen-20</i>	<i>lug-20</i>	<i>gen-21</i>	<i>lug-21</i>
	<i>giu-13</i>	<i>dic-13</i>	<i>giu-14</i>	<i>dic-14</i>	<i>giu-15</i>	<i>dic-15</i>	<i>giu-16</i>	<i>dic-16</i>	<i>giu-17</i>	<i>dic-17</i>	<i>giu-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>giu-19</i>	<i>dic-19</i>	<i>giu-20</i>	<i>dic-20</i>	<i>giu-21</i>	<i>dic-21</i>
Costo totale miniera (mldLit)	53,23	53,55	54,41	54,76	55,65	55,99	49,45	49,68	50,44	50,80	51,58	51,94	51,58	51,94	51,70	51,95	51,58	51,95
Produzione (t/sem, clean)	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409
Costi di produzione (Lit/t)	111.935	110.328	114.411	112.815	117.023	115.343	103.266	102.355	106.079	104.652	108.471	107.009	108.466	107.005	107.982	107.020	108.478	107.016
	<i>gen-22</i>	<i>lug-22</i>	<i>gen-23</i>	<i>lug-23</i>	<i>gen-24</i>	<i>lug-24</i>	<i>gen-25</i>	<i>lug-25</i>	<i>gen-26</i>	<i>lug-26</i>	<i>gen-27</i>	<i>lug-27</i>	<i>gen-28</i>	<i>lug-28</i>	<i>gen-29</i>	<i>lug-29</i>	<i>gen-30</i>	<i>lug-30</i>
	<i>giu-22</i>	<i>dic-22</i>	<i>giu-23</i>	<i>dic-23</i>	<i>giu-24</i>	<i>dic-24</i>	<i>giu-25</i>	<i>dic-25</i>	<i>giu-26</i>	<i>dic-26</i>	<i>giu-27</i>	<i>dic-27</i>	<i>giu-28</i>	<i>dic-28</i>	<i>giu-29</i>	<i>dic-29</i>	<i>giu-30</i>	<i>dic-30</i>
Costo totale miniera (mldLit)	51,58	51,94	51,58	51,94	51,71	51,94	51,58	51,95	51,58	51,95	51,58	51,94	51,70	51,94	51,58	51,95	51,57	51,95
Produzione (t/sem, clean)	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409
Costi di produzione (Lit/t)	108.473	107.011	108.468	107.007	107.985	107.002	108.459	107.018	108.476	107.013	108.471	107.009	107.966	107.004	108.462	107.020	108.457	107.015

Costi di produzione clean coal durante la costruzione

			<i>gen-04</i>	
	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>giu-04</i>
Costi totali miniera durante la costruzione (mldLit)	86,88	86,88	86,88	43,44
Produzione clean coal (t)	300.000	300.000	300.000	150.000
Costo di produzione (Lit/t)	289.600	289.600	289.600	289.600

TABELLA 5

Conclusioni

L'analisi della documentazione esaminata permette di avere un quadro complessivo delle potenzialità della miniera di Nuraxi Figus.

Gli studi effettuati dalle società inglesi SRK ed AMCO hanno portato ad una valutazione positiva sulle effettive capacità produttive della Carbosulcis, considerando sia il livello tecnico dello staff operante nei cantieri minerari e sia le infrastrutture minerarie superficiali e sotterranee. In particolare per queste ultime i consulenti inglesi hanno dato precise indicazioni al fine di migliorare le potenzialità complessive della miniera, portando lo standard di produttività vicino a quello inglese (SRK infatti considera 250 giorni lavorativi/anno, corrispondenti ad una produzione per taglio di 480 t/anno ecc.).

I due consulenti hanno concordato sulla necessità di seguire un piano di coltivazione differente da quello attuale e di utilizzare alcune modifiche nelle tecniche di avanzamento in galleria.

La produttività della miniera è stata valutata da AMCO e SRK in base alle esigenze dell'impianto di gassificazione IGCC Sulcis e si basava su una stima di 923.000 t/y circa di carbone Sulcis pari al 60% del mix energetico.

La tabella 6 mostra una sintesi dei principali dati economici presenti nello studio AMCO e nel business plan dell'ATI nei primi quindici anni di attività della miniera. I dati esposti non appaiono immediatamente confrontabili in quanto quelli AMCO si basano su valori reali costanti mentre quelli presenti nel business plan redatto da ATI Sulcis tengono conto di costi con tasso di inflazione pari al 2,25% a partire dal 2004.

Per quanto riguarda lo studio AMCO la tabella riporta i dati relativi alla produzione di clean coal, i costi operativi, i costi relativi allo staff AMCO, i costi d'investimento ed i costi di produzione del carbone pulito.

I dati relativi al business plan dell'ATI presenti nella stessa tabella riguardano i dati di produzione del carbone pulito, i costi totali della miniera ed i costi di produzione del carbone.

I costi di produzione AMCO registrano un dato medio finale a valori reali costanti pari a **120,21 kLit/t** per il periodo 2001-2015.

Il business plan di ATI per il periodo 2001-2015 ha considerato un valore medio a costi con tasso di inflazione pari al 2,25% pari a **123,88 kLit/t**. Il maggior costo di produzione del carbone pulito nel periodo di costruzione dell'impianto (2001-1° semestre 2004) pari a 107,82 kLit è in linea con i maggiori costi operativi e di investimento citati in precedenza, e con la minor produzione di minerale, che determina minori ricavi derivanti dalla vendita dello stesso.

Si osserva che nello studio AMCO e nel business plan redatto da ATI Sulcis sono individuabili gli stessi costi di investimento, sia nel periodo di costruzione (2001-2004) che in quello operativo (2004-2015), come illustrato nelle tabelle 1 e 2 esaminate in precedenza.

I grafici 1 e 2 evidenziano più chiaramente le differenze tra i costi di produzione delle due analisi economiche, nel periodo dal 2001-1° semestre 2004 e nel periodo dal 2° semestre 2004 al 2015.

Il grafico 1 mostra sostanzialmente un andamento differente tra i costi di produzione, a tasso fisso pari allo 0%. I dati elaborati da ATI si mantengono su un valore costante di 289,60 kLit/t per tutto il periodo sopraccitato, mentre i dati redatti da AMCO mostrano un andamento variabile con il valore massimo pari a 357,62 kLit/t.

Il grafico 2 è riferito al periodo dal 2° semestre 2004 al 2015 e mette a confronto i dati AMCO (resi variabili al tasso del 2,25%) e quelli ATI (con tasso pari al 2,25%).

Le due curve mostrano un andamento differente nelle due elaborazioni, con valori più elevati nei dati derivanti dallo studio AMCO rispetto a quelli redatti nel business plan elaborato da ATI Sulcis.

I dati rilevati dal business plan dell'ATI mostrano un valore medio pari a 107,82 kLit/t per semestre, mentre i valori medi rilevati nello studio AMCO, considerati con tasso di inflazione pari al 2,25%, sono pari a 120,54 kLit/t per semestre.

Nel grafico 3 è visibile l'andamento della produzione di clean coal secondo quanto previsto da AMCO e da ATI. Nel periodo 2001-2004 la produzione si mantiene costante intorno al valore di 300.000 t/anno, mentre durante l'avvio dell'impianto IGCC si evidenzia un andamento via via crescente sino ad un valore massimo di 611.500 tonnellate nel secondo semestre 2004 (dati AMCO) per poi attestarsi per entrambe le curve sul valore di circa 923.000 t/anno.

Costi miniera redatti da AMCO ed ATI (Progetto IGCC)																			
DESCRIZIONE	ANNO	gen-01 mar-01	apr-01 giu-01	lug-01 set-01	ott-01 dic-01	gen-02 mar-02	apr-02 giu-02	lug-02 set-02	ott-02 dic-02	gen-03 giu-03	lug-03 dic-03	gen-04 giu-04	lug-04 dic-04	gen-05 giu-05	lug-05 dic-05	gen-06 giu-06	lug-06 dic-06	gen-07 giu-07	lug-07 dic-07
Dati tratti dallo studio AMCO dal 2001 al 2015																			
Produzione annuale	t																		
Clean coal (C.C.) richiesto		87.500	87.500	87.500	87.500	102.500	102.500	102.500	102.500	230.000	230.000	230.000	611.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500
C.C. dalla produzione		56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	56.185	109.403	109.403	115.955	577.455	419.366	419.366	419.851	419.851	422.220	422.220
C.C. dallo sviluppo		18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	18.815	40.597	40.597	34.045	34.045	42.134	42.134	41.649	41.649	39.281	39.281
C.C.da stockpile		6.250	6.250	6.250	6.250	13.750	13.750	13.750	13.750	40.000	40.000	40.000							
C.C. AMCO da stockpile		6.250	6.250	6.250	6.250	13.750	13.750	13.750	13.750	40.000	40.000	40.000							
COSTI OPERATIVI INTERNI	ITL(,000) per period	14.386.650	15.087.019	15.087.019	15.058.019	15.116.344	14.731.846	14.731.846	14.731.846	29.444.428	29.444.428	28.251.207	37.484.458	35.141.035	35.141.035	35.055.414	35.055.414	34.873.616	34.873.616
COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	191,82	201,16	201,16	200,77	201,55	196,42	196,42	196,42	196,30	196,30	188,34	61,30	76,15	76,15	75,96	75,96	75,57	75,57
Costi totali AMCO	ITL(,000) per period	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	3.811.993	7.623.985	7.623.985	7.637.445	8.050.412	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398
Costi totali AMCO unitari	per t clean coal	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,83	50,92	13,17	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49
TOTALE COSTI OPERATIVI	ITL(,000) per period	18.198.643	18.899.012	18.899.012	18.870.012	18.928.337	18.543.839	18.543.839	18.543.839	37.068.413	37.068.413	35.888.652	45.534.871	43.211.433	43.211.433	43.125.812	43.125.812	42.944.014	42.944.014
TOTALE COSTI OPERATIVI UNITARI	per t clean coal	242,65	251,99	251,99	251,60	252,38	247,25	247,25	247,25	247,12	247,12	239,26	74,46	93,63	93,63	93,45	93,45	93,05	93,05
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO	ITL(,000) per period	4.683.191	4.693.191	4.683.191	4.683.191	17.920.182	17.920.182	17.920.182	17.920.182	28.947.964	28.947.964	3.670.795	3.670.795	5.362.945	5.362.945	2.182.613	2.182.613	2.405.739	2.405.739
Costi di investimento annuali	per t clean coal	18.742.764				71.680.730				57.895.928		7.341.591		10.725.891		4.365.225		4.811.478	
Totale costi operativi modello AMCO	per t clean coal	-217,94	-226,06	-225,95	-225,61	-322,31	-318,56	-318,56	-318,56	-253,88	-253,88	-138,79	-67,30	-87,77	-87,77	-80,69	-80,69	-80,78	-80,78
Totale costi Management Contractor	per t clean coal	-43,57	-43,57	-43,57	-43,57	-37,19	-37,19	-37,19	-37,19	-33,15	-33,15	-33,21	-13,17	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49
Costi di produzione	per t clean coal	-261,51	-269,51	-269,51	-269,18	-359,50	-355,75	-355,75	-355,75	-287,03	-287,03	-172,00	-80,47	-105,25	-105,25	-98,18	-98,18	-98,27	-98,27
Dati tratti da B.P. dell'ATI dal 2001 al 2015																			
Costi totali miniera B.P. ATI	ITL(,000) per period	21.720.000	21.720.000	21.720.000	21.720.000	21.720.000	21.720.000	21.720.000	21.720.000	43.440.000	43.440.000	43.440.000	43.763.005	46.175.231	47.343.764	47.098.135	48.253.849	49.050.934	49.373.213
Produzione C. C. B.P. ATI	t	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	75.000	150.000	150.000	150.000	409.907	405.515	442.854	441.206	477.173	475.526	485.409
Costi di produzione B.P. ATI	kLit/t	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	289,60	106,76	113,87	106,91	106,75	101,12	103,15	101,71
Costi tot. miniera dal 2001 al 2015	ITL(,000) per period	1.471.924.502																	
Produtz. tot. C.C. dal 2001 al 2015	t	11.881.658																	
Costo di produtz. medio dal 2001 al 2015	kLit/t	123,88																	

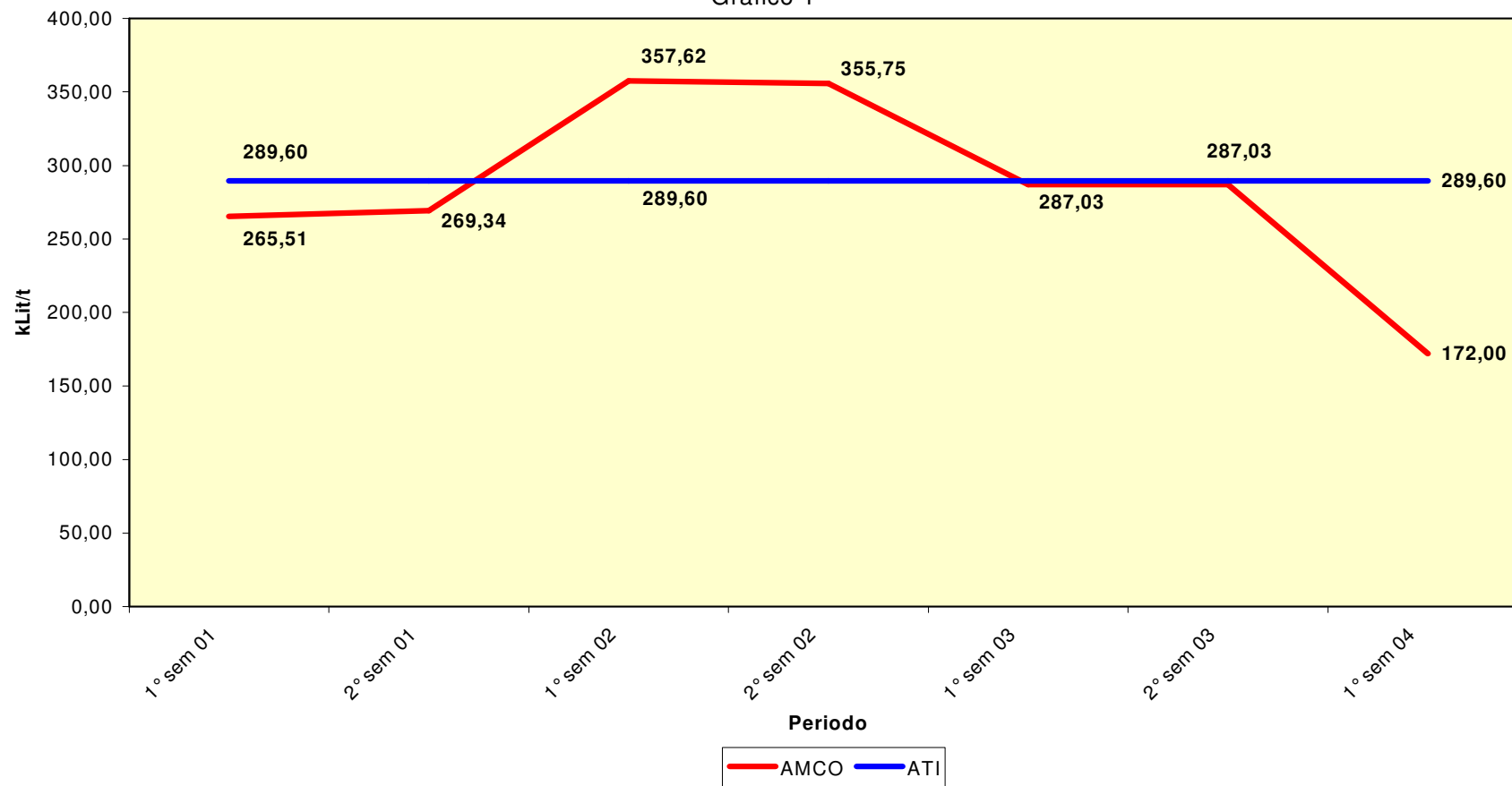
Tabella 6 parte 1 di 2

DESCRIZIONE		ANNO	gen-08 giu-08	lug-08 dic-08	gen-09 giu-09	lug-09 dic-09	gen-10 giu-10	lug-10 dic-10	gen-11 giu-11	lug-11 dic-11	gen-12 giu-12	lug-12 dic-12	gen-13 giu-13	lug-13 dic-13	gen-14 giu-14	lug-14 dic-14	gen-15 giu-15	lug-15 dic-15	TOTAL 2001-2015
Dati tratti dallo studio AMCO dal 2001 al 2015																			
Produzione annuale		t																	
Clean coal (C.C.) richiesto			461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	461.500	12.214.500
C.C. dalla produzione			425.659	425.659	433.642	433.642	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	438.864	10.869.538
C.C. dallo sviluppo			35.841	35.841	27.859	27.859	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	22.636	944.962
C.C.da stockpile																			200.000
C.C. AMCO da stockpile																			200.000
COSTI OPERATIVI INTERNI		ITL,(000) per period	34.679.408	34.679.408	33.997.394	33.997.394	33.646.699	33.646.699	33.671.169	33.671.169	33.554.596	33.554.596	33.570.885	33.570.885	33.554.032	33.554.032	33.550.367	33.550.367	968.106.654
COSTI OPERATIVI UNITARI		per t clean coal	75,14	75,14	73,67	73,67	72,91	72,91	72,96	72,96	72,71	72,71	72,74	72,74	72,71	72,71	72,70	72,70	84,15
Costi totali AMCO		ITL,(000) per period	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	8.070.398	7.776.507	7.776.507	7.480.037	7.480.037	7.181.463	7.181.463	6.871.528	6.871.528	233.036.415
Costi totali AMCO unitari		per t clean coal	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	17,49	16,85	16,85	16,21	16,21	15,56	15,56	14,89	14,89	19,72
TOTALE COSTI OPERATIVI		ITL,(000) per period	42.749.806	42.749.806	42.067.792	42.067.792	41.717.097	41.717.097	41.741.567	41.741.567	41.331.103	41.331.103	41.050.922	41.050.922	40.735.495	40.735.495	40.421.895	40.421.895	1.227.180.767
TOTALE COSTI OPERATIVI UNITARI		per t clean coal	92,63	92,63	91,15	91,15	90,39	90,39	90,45	90,45	89,56	89,56	88,95	88,95	88,27	88,27	87,59	87,59	103,87
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO		ITL,(000) per period	7.382.168	7.382.168	3.506.623	3.506.623	7.340.698	7.340.698	8.971.919	8.971.919	1.200.499	1.200.499	2.286.433	2.286.433	1.162.843	1.162.843	918.503	918.503	241.092.967
Costi di investimento annuali		per t clean coal	14.764.336		7.013.246		14.681.396		17.943.838		2.400.998		4.572.866		2.325.686		1.837.006		241.092.967
Totale costi operativi modello AMCO		per t clean coal	-91,14	-91,14	-81,27	-81,27	-88,81	-88,81	-92,40	-92,40	-75,31	-75,31	-77,70	-77,70	-75,23	-75,23	-74,69	-74,69	-100,376
Totale costi Management Contractor		per t clean coal	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-17,49	-16,85	-16,85	-16,21	-16,21	-15,56	-15,56	-14,89	-14,89	-18,670
Costi di produzione		per t clean coal	-108,63	-108,63	-98,75	-98,75	-106,30	-106,30	-109,89	-109,89	-92,16	-92,16	-93,91	-93,91	-90,79	-90,79	-89,58	-89,58	-120,207
Dati tratti da B.P. dell'ATI dal 2001 al 2015																			
Costi totali miniera B.P. ATI		ITL,(000) per period	49.912.799	50.125.510	50.109.775	50.426.743	50.693.060	50.997.432	51.042.530	51.356.852	52.160.469	52.376.138	53.228.098	53.554.413	54.405.236	54.761.624	55.647.401	55.988.290	1.471.924.502
Produzione C. C. B.P. ATI		t	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	11.881.658
Costi di produzione B.P. ATI		kLit/t	104,24	103,26	105,38	103,89	106,60	105,06	107,34	105,80	108,94	107,90	111,94	110,33	114,41	112,82	117,02	115,34	123,88
Costi tot. miniera dal 2001 al 2015		ITL,(000) per period																	
Produtz. tot. C.C. dal 2001 al 2015		t																	
Costo di produz. medio dal 2001 al 2015		kLit/t																	

Tabella 6 parte 2 di 2

Confronto costi di produzione clean coal AMCO-ATI nel 2001-2004 a valori reali costanti

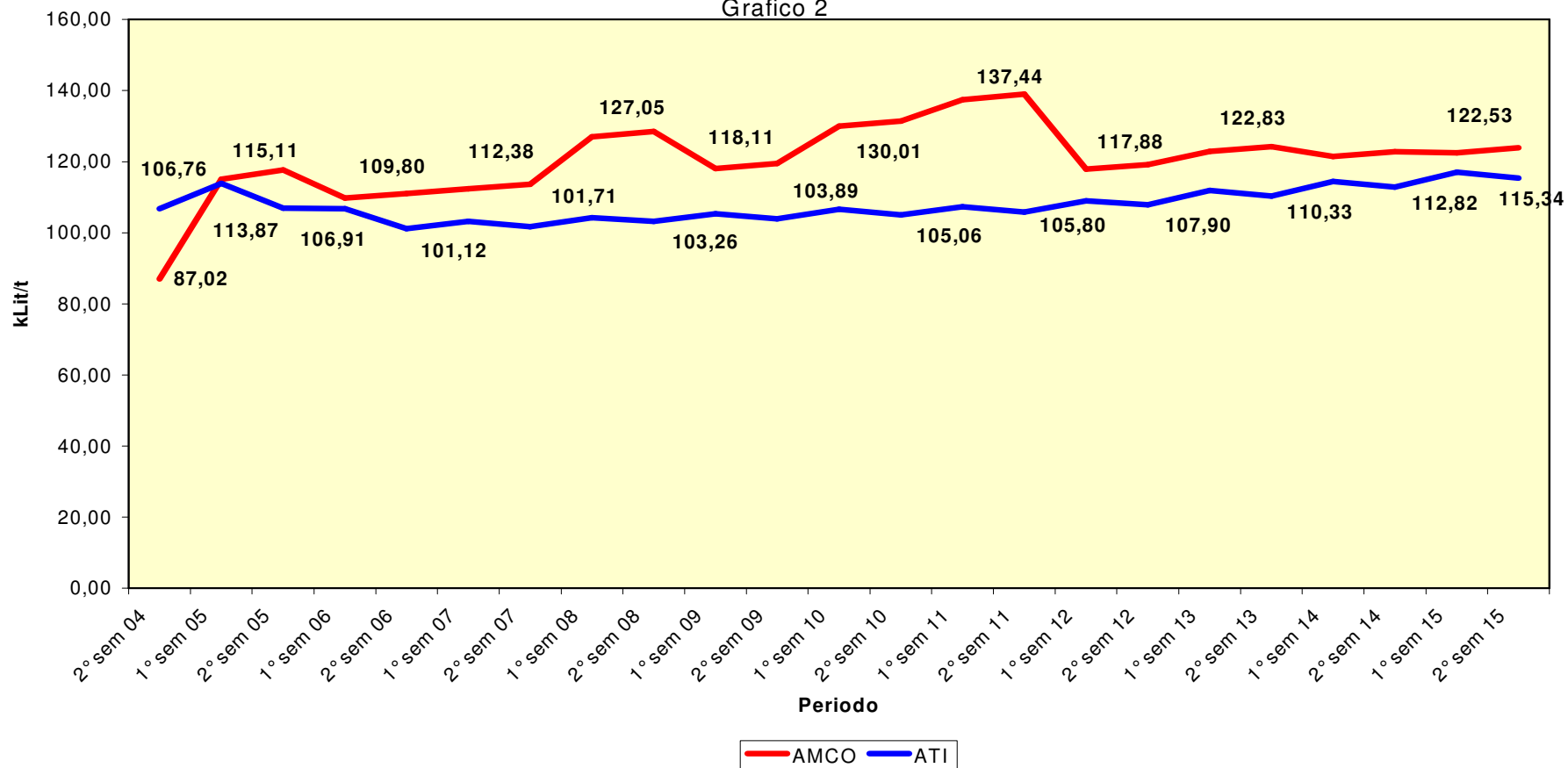
Grafico 1



Revisione 1 del 28 maggio 2004

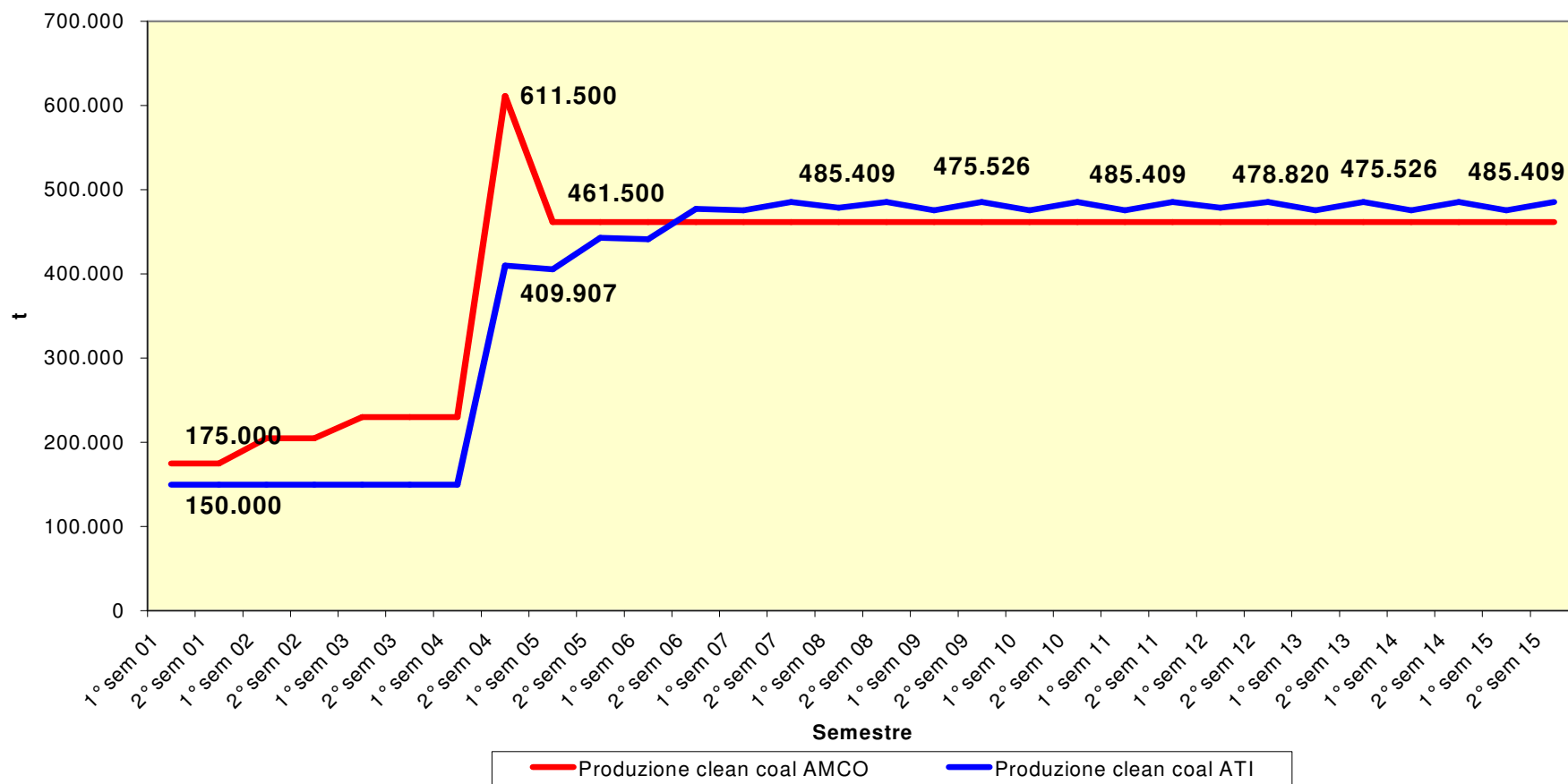
**Comparazione costi di produzione clean coal AMCO-ATI 2004-2015 a costi
con tasso di inflazione pari al 2,25%**

Grafico 2



Produzione di clean coal AMCO e ATI ne periodo 2001-2015

Grafico 3



Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.2.4 – Riformulazione, sulla base del progetto di messa a regime della miniera reso disponibile come riferimento dalla Regione Autonoma della Sardegna, delle nuove condizioni dell'equilibrio economico e finanziario della miniera nell'ambito del progetto integrato oggetto dello studio

Sulla base dell'analisi effettuata nel capitolo 3.2.3, alla luce di quanto stabilito nel corso della riunione del Comitato Tecnico del 06.04.2004, è stata formulata un'ipotesi sulla situazione economica e finanziaria della miniera nell'ambito del progetto integrato oggetto dello studio.

Costi di produzione

In accordo con quanto richiesto dal Comitato Tecnico, si è assunto che i costi di produzione mineraria siano quelli già esposti da ATI Sulcis nel proprio business plan.

Pertanto risulta quanto segue:

Periodo di costruzione

Si assume che i costi di produzione della miniera relativi al periodo di costruzione dell'impianto di potenza (2001-1° semestre 2004), siano quelli già riportati su base annua nel grafico 1 del precedente capitolo. Tali costi si riferiscono al business plan proposto da ATI Sulcis.

I dati relativi ai costi di produzione del clean coal nel periodo di costruzione dell'impianto sono riportati nella tabella A e si riferiscono a valori reali costanti.

Periodo operativo

Per quanto riguarda il periodo operativo (2° semestre 2004-2030) i valori assunti per i costi di produzione sono riportati, su base semestrale, nella tabella B e si basano su un tasso di inflazione annuo pari al 2,25%.

Costi di investimento

Nella tabella C si riportano i costi di investimento considerati nell'ipotesi assunta.

Si fa notare comunque che, dal confronto fra i dati che sono alla base del business plan elaborato da ATI e quelli contenuti nello studio AMCO, emerge che i costi di investimento per la miniera, per tutto il periodo 2001-2015, risultano gli stessi per entrambi gli studi.

Costi operativi

Periodo di costruzione

Nella nostra ipotesi, si assume di utilizzare i dati AMCO (valutati a costi fissi) che sono riportati

nella tabella D.

Per il periodo di costruzione (2001-1° semestre 2004), i costi operativi indicati da ATI risultano differenti da quelli indicati da AMCO. In particolare risulta che i costi AMCO, nel suddetto periodo, sono superiori a quelli indicati da ATI Sulcis.

Periodo operativo

Dal business plan redatto da ATI Sulcis non è possibile dedurre i costi operativi nel periodo 2° semestre 2004-2015.

Pertanto si assume che i costi operativi nel periodo 2° semestre 2004-2015 siano quelli indicati da AMCO (valutati a costi fissi). Tali costi sono riportati nella tabella E.

Per quanto riguarda il periodo 2015-2030 si assume un valore costante pari alla media dei valori del periodo 2° semestre 2004-2015 che risulta 42.075.163 kLit/semestre (tabella E).

Produzione di clean coal

Dal confronto dei documenti disponibili risulta che i dati relativi alla produzione di carbone pulito elaborati da ATI si riferiscono ad un periodo di gestione della miniera pari a 30 anni (business plan) mentre sono pari a 15 anni per il piano minerario di AMCO.

È pertanto possibile effettuare un confronto fra le due valutazioni, solo per i primi quindici anni di gestione della miniera. Dal grafico 3 riportato nel precedente capitolo emerge che nel periodo di costruzione i valori della produzione richiesta, indicati da AMCO, risultano superiori a quelli indicati da ATI Sulcis..

Per il periodo 2° semestre 2004-2015 i valori di ATI sono complessivamente più elevati rispetto a quelli di AMCO che presentano un picco nel secondo semestre del 2004, come già accennato nel capitolo precedente.

Pertanto si assume di utilizzare i valori più elevati della produzione di clean coal fra quelli indicati da ATI ed AMCO per il periodo 2001-2015.

In particolare per il periodo 2001-1° semestre 2006 si considerano i dati di produzione presenti nello studio AMCO riportati nella tabella F, per il periodo 2° semestre 2006-2015 si considerano i dati elaborati da ATI illustrati nella tabella G.

Per il periodo 2015-2030 si considera la media dei valori di produzione del periodo 2007-2015 che risulta pari a 480.641 t/sem.

	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>gen-04</i> <i>giu-04</i>
Costo di produzione (Lit/t)	289.600	289.600	289.600	289.600

TABELLA A: costi di produzione di clean coal nel periodo dal 2001 al 1° semestre 2004 (Tasso di inflazione pari al 2,25)

	<i>lug-04</i>	<i>gen-05</i>	<i>lug-05</i>	<i>gen-06</i>	<i>lug-06</i>	<i>gen-07</i>	<i>lug-07</i>	<i>gen-08</i>	<i>lug-08</i>	<i>gen-09</i>	<i>lug-09</i>	<i>gen-10</i>	<i>lug-10</i>	<i>gen-11</i>	<i>lug-11</i>	<i>gen-12</i>	<i>lug-12</i>	
	<i>dic-04</i>	<i>giu-05</i>	<i>dic-05</i>	<i>giu-06</i>	<i>dic-06</i>	<i>giu-07</i>	<i>dic-07</i>	<i>giu-08</i>	<i>dic-08</i>	<i>giu-09</i>	<i>dic-09</i>	<i>giu-10</i>	<i>dic-10</i>	<i>giu-11</i>	<i>dic-11</i>	<i>giu-12</i>	<i>dic-12</i>	
Costi di produzione (L/t)	106.763	113.868	106.906	106.749	101.124	103.151	101.715	104.241	103.264	105.378	103.885	106.604	105.061	107.339	105.801	108.935	107.901	
	<i>gen-13</i>	<i>lug-13</i>	<i>gen-14</i>	<i>lug-14</i>	<i>gen-15</i>	<i>lug-15</i>	<i>gen-16</i>	<i>lug-16</i>	<i>gen-17</i>	<i>lug-17</i>	<i>gen-18</i>	<i>lug-18</i>	<i>gen-19</i>	<i>lug-19</i>	<i>gen-20</i>	<i>lug-20</i>	<i>gen-21</i>	<i>lug-21</i>
	<i>giu-13</i>	<i>dic-13</i>	<i>giu-14</i>	<i>dic-14</i>	<i>giu-15</i>	<i>dic-15</i>	<i>giu-16</i>	<i>dic-16</i>	<i>giu-17</i>	<i>dic-17</i>	<i>giu-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>giu-19</i>	<i>dic-19</i>	<i>giu-20</i>	<i>dic-20</i>	<i>giu-21</i>	<i>dic-21</i>
Costi di produzione (L/t)	111.935	110.328	114.411	112.815	117.023	115.343	103.266	102.355	106.079	104.652	108.471	107.009	108.466	107.005	107.982	107.020	108.478	107.016
	<i>gen-22</i>	<i>lug-22</i>	<i>gen-23</i>	<i>lug-23</i>	<i>gen-24</i>	<i>lug-24</i>	<i>gen-25</i>	<i>lug-25</i>	<i>gen-26</i>	<i>lug-26</i>	<i>gen-27</i>	<i>lug-27</i>	<i>gen-28</i>	<i>lug-28</i>	<i>gen-29</i>	<i>lug-29</i>	<i>gen-30</i>	<i>lug-30</i>
	<i>giu-22</i>	<i>dic-22</i>	<i>giu-23</i>	<i>dic-23</i>	<i>giu-24</i>	<i>dic-24</i>	<i>giu-25</i>	<i>dic-25</i>	<i>giu-26</i>	<i>dic-26</i>	<i>giu-27</i>	<i>dic-27</i>	<i>giu-28</i>	<i>dic-28</i>	<i>giu-29</i>	<i>dic-29</i>	<i>giu-30</i>	<i>dic-30</i>
Costi di produzione (L/t)	108.473	107.011	108.468	107.007	107.985	107.002	108.459	107.018	108.476	107.013	108.471	107.009	107.966	107.004	108.462	107.020	108.457	107.015

TABELLA B: costi di produzione di clean coal nel periodo dal 2° semestre 2004 al 2030 (Tasso di inflazione pari al 2,25%)

DESCRIZIONE	SEMESTRE	gen-01 mar-01	apr-01 giu-01	lug-01 set-01	ott-01 dic-01	gen-02 mar-02	apr-02 giu-02	lug-02 set-02	ott-02 dic-02	gen-03 giu-03	lug-03 dic-03	gen-04 giu-04	lug-04 dic-04	gen-05 giu-05	lug-05 dic-05
Costi di investimento totali	kLit	4.683.191	4.693.191	4.683.191	4.683.191	17.920.182	17.920.182	17.920.182	17.920.182	28.947.964	28.947.964	3.670.795	3.670.795	5.362.945	5.362.945

DESCRIZIONE	SEMESTRE	gen-06 giu-06	lug-06 dic-06	gen-07 giu-07	lug-07 dic-07	gen-08 giu-08	lug-08 dic-08	gen-09 giu-09	lug-09 dic-09	gen-10 giu-10	lug-10 dic-10	gen-11 giu-11	lug-11 dic-11	gen-12 giu-12	lug-12 dic-12
Costi di investimento totali	kLit	2.182.613	2.182.613	2.405.739	2.405.739	7.382.168	7.382.168	3.506.623	3.506.623	7.340.698	7.340.698	8.971.919	8.971.919	1.200.499	1.200.499

DESCRIZIONE	SEMESTRE	gen-13 giu-13	lug-13 dic-13	gen-14 giu-14	lug-14 dic-14	gen-15 giu-15	lug-15 dic-15
Costi di investimento totali	kLit	2.286.433	2.286.433	1.162.843	1.162.843	918.503	918.503

TABELLA C: costi di investimento nel periodo 2001-2015 (Tasso 0%)

DESCRIZIONE	SEMESTRE	<i>gen-01 mar-01</i>	<i>apr-01 giu-01</i>	<i>lug-01 set-01</i>	<i>ott-01 dic-01</i>	<i>gen-02 mar-02</i>	<i>apr-02 giu-02</i>	<i>lug-02 set-02</i>	<i>ott-02 dic-02</i>	<i>gen-03 giu-03</i>	<i>lug-03 dic-03</i>	<i>gen-04 giu-04</i>
Costi operativi	kLit	18.198.643	18.899.012	18.899.012	18.870.012	18.928.337	18.543.839	18.543.839	18.543.839	37.068.413	37.068.413	35.888.652

TABELLA D: costi operativi totali (interni + staff AMCO) nel periodo dal 2001 al 1° semestre 2004 (Tasso 0%)

DESCRIZIONE	SEMESTRE	lug-04 dic-04	gen-05 giu-05	lug-05 dic-05	gen-06 giu-06	lug-06 dic-06	gen-07 giu-07	lug-07 dic-07	gen-08 giu-08	lug-08 dic-08	gen-09 giu-09	lug-09 dic-09
Costi operativi	kLit	45.534.871	43.211.433	43.211.433	43.125.812	43.125.812	42.944.014	42.944.014	42.749.806	42.749.806	42.067.792	42.067.792

DESCRIZIONE	SEMESTRE	gen-10 giu-10	lug-10 dic-10	gen-11 giu-11	lug-11 dic-11	gen-12 giu-12	lug-12 dic-12	gen-13 giu-13	lug-13 dic-13	gen-14 giu-14	lug-14 dic-14	gen-15 giu-15	lug-15 dic-15
Costi operativi	kLit	41.717.097	41.717.097	41.741.567	41.741.567	41.331.103	41.331.103	41.050.922	41.050.922	40.735.495	40.735.495	40.421.895	40.421.895

Valore medio per semestre nel periodo 2015-2030

DESCRIZIONE	ANNI	2015 2030
Costi operativi	kLit	42.075.163

TABELLA E: costi operativi totali (interni + staff AMCO) nel periodo dal 2° semestre 2004 al 2015 (Tasso 0%)

DESCRIZIONE	SEMESTRE	<i>gen-01 mar-01</i>	<i>apr-01 giu-01</i>	<i>lug-01 set-01</i>	<i>ott-01 dic-01</i>	<i>gen-02 mar-02</i>	<i>apr-02 giu-02</i>	<i>lug-02 set-02</i>	<i>ott-02 dic-02</i>	<i>gen-03 giu-03</i>	<i>lug-03 dic-03</i>	<i>gen-04 giu-04</i>	<i>lug-04 dic-04</i>	<i>gen-05 giu-05</i>	<i>lug-05 dic-05</i>	<i>gen-06 giu-06</i>
Produzione	t	87.500	87.500	87.500	87.500	102.500	102.500	102.500	102.500	230.000	230.000	230.000	611.500	461.500	461.500	461.500

TABELLA F: produzione di clean coal nel periodo dal 2001 al 1° semestre 2006

DESCRIZIONE	SEMESTRE	<i>lug-06 dic-06</i>	<i>gen-07 giu-07</i>	<i>lug-07 dic-07</i>	<i>gen-08 giu-08</i>	<i>lug-08 dic-08</i>	<i>gen-09 giu-09</i>	<i>lug-09 dic-09</i>	<i>gen-10 giu-10</i>	<i>lug-10 dic-10</i>	<i>gen-11 giu-11</i>	<i>lug-11 dic-11</i>
Produzione	t	477.173	475.526	485.409	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409

DESCRIZIONE	SEMESTRE	<i>gen-12 giu-12</i>	<i>lug-12 dic-12</i>	<i>gen-13 giu-13</i>	<i>lug-13 dic-13</i>	<i>gen-14 giu-14</i>	<i>lug-14 dic-14</i>	<i>gen-15 giu-15</i>	<i>lug-15 dic-15</i>
Produzione	t	478.820	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409	475.526	485.409

TABELLA G: produzione di clean coal nel periodo dal 2° semestre 2006 al 2015

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.3 – Sostenibilità economico-finanziaria del progetto di centrale

Il capitolo 3.3 “Sostenibilità economico-finanziaria del progetto di centrale” è stato sviluppato, sotto il coordinamento di Sotacarbo, dalla Società Deloitte FAS S.p.A. su contratto emesso dall’IPI, nell’ambito dello “Studio di fattibilità del Progetto integrato Miniera - Centrale”.

Il Capitolo 3.3 è stato integrato con il capitolo 2.2 “Sostenibilità economico-finanziaria della Centrale” dalla stessa Deloitte FAS S.p.A., su contratto emesso direttamente da Sotacarbo e sotto il coordinamento della stessa Sotacarbo, ed inserito nella parte II dello studio.

Il documento integrato comprendente i capitoli 2.2 e 3.3 è articolato nelle seguenti parti:

- 1. Premessa**
- 2. *Key figures* del Progetto**
- 3. Piano economico finanziario**
- 4. Analisi dell’investimento**
- 5. Analisi di sensitività**
- 6. What.if analysis**
- 7. Descrizione delle ipotesi**

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.4.1 – Verifica dello stato di avanzamento dei lavori di realizzazione della banchina per lo scarico del carbone di importazione ed indicazione di eventuali esigenze di adeguamento.

Premessa

Congiuntamente alla realizzazione dell'impianto IGCC Sulcis, è stata prevista la costruzione e l'adeguamento di una serie di infrastrutture del polo industriale di Portovesme da parte del Consorzio NISI. Tra le diverse infrastrutture, l'opera di maggior rilievo è la banchina lato est del porto industriale.

I lavori necessari alla realizzazione della banchina nonché alla sua funzionalità possono essere così riassunti:

1. dragaggio strettamente necessario alla realizzazione della banchina fino al raggiungimento della quota – 14,00 m;
2. costruzione vera e propria della struttura ed arredamento della stessa comprendente sia le attrezzature necessarie per l'attracco navi sia i diversi impianti di servizio (illuminazione, antincendio, messa a terra e acqua potabile);
3. dragaggio dello specchio acqueo antistante la banchina fino al raggiungimento della quota -14,00;
4. ulteriore arredo banchina, comprendente le attrezzature necessarie per lo scarico del carbone.

Dai colloqui intercorsi con i tecnici del Consorzio NISI è emerso quanto segue:

- con bando di gara del 23/12/1999, il Consorzio ha avviato la procedura per l'aggiudicazione dei lavori facenti parte del I° lotto, costituiti da:
 1. escavo a quota -14,00 m strettamente necessario alla realizzazione della banchina
 2. costruzione banchina;
 3. arredamento essenziale della struttura per l'attracco delle navi;
 4. realizzazione degli impianti necessari alla corretta funzionalità dell'opera (illuminazione, antincendio, messa a terra e acqua potabile).
- L'appalto è stato assegnato alla "Portovesme S.c.r.l.", raggruppamento di imprese costituito dall'Astaldi S.p.A. (mandataria) con la società Ma.Tra.Im. S.p.A. (mandante),

in data 14/06/2000. I lavori sono ancora in fase di realizzazione ed attualmente si trovano al 70% del complessivo. La chiusura lavori è prevista per il mese di giugno 2005.

- Il II° lotto dei lavori, comprendenti il dragaggio delle acque del porto sino al raggiungimento della quota -11,50 m e la sistemazione del materiale dragato in aree consortili, è stato avviato a procedura di assegnazione con la 1° convocazione della gara avvenuta in data 27/11/2002, posticipata al 10/12/2002, data in cui si sono aperte le buste. Successivamente, in data 20/01/2003 è stata aggiudicata provvisoriamente alla ditta Mantovani S.p.A. – Pavia.
Attualmente è in fase di stipula il contratto con la società Mantovani S.p.A.- Pavia che in data 29/01/2004 ha ottenuto con delibera CNISI l'aggiudicazione definitiva dei lavori.
- Per gli altri lavori sopra elencati ma non facenti parte dei due lotti (arredo banchina comprendente le attrezzature per lo scarico del carbone e dragaggio dello specchio d'acqua antistante la banchina fino alla quota finale di -14,00 m) al momento, secondo i tecnici del CNISI, non sono previste azioni in merito alla loro progettazione, e quindi anche alla futura realizzazione. Tali attività dipendono, non solo dal reperimento dei finanziamenti necessari, ma anche dalle priorità di realizzazione rispetto alle altre infrastrutture previste o da prevedere per il polo industriale.

Banchina lato est I° lotto.

Le opere ed i lavori compresi nel I° lotto, sono dettagliati nella relazione tecnica (allegato 1) del Consorzio NISI.

La banchina, i cui lavori si trovano attualmente al 70% del complessivo, sarà lunga 401 m e sarà destinata principalmente alla movimentazione del carbone di importazione necessario alle centrali e alle industrie del polo industriale.

L'opera è stata imbasata a quota -14,00 m in modo da consentire in futuro l'ulteriore escavo del bacino antistante alla stessa quota, che consentirà l'accosto di navi carboniere del tipo "bulk carrier" sino a 60.000 DWT a pieno carico, o in alternativa, da 80.000 DWT allibate.

I lavori compresi nel I° lotto sono così riassunti:

- escavo subacqueo strettamente necessario per consentire la realizzazione della banchina;
- sistemazione della scarpata di dragaggio e sua protezione con geogriglia di maglia adeguata;
- formazione del nucleo di supporto della mantellata di sottobanchina;
- messa in opera dei pali di fondazione;
- posa in opera dei massi artificiali che delimitano la struttura della banchina;
- sistemazione della mantellata di sottobanchina;
- formazione della scogliera che delimita lo specchio acqueo dove è previsto il convogliamento delle acque di raffreddamento della centrale ENEL;
- formazione del piazzale retrostante la banchina;

- messa in opera delle strutture prefabbricate costituenti l'impalcato della banchina;
- impermeabilizzazione della soletta di impalcato e trattamento protettivo delle strutture in c.a.;
- pavimentazione banchina e piazzale;
- opere varie di arredamento essenziale quali bitte, paraurti, scalette alla marinara e anelloni;
- impianto di illuminazione;
- impianto di messa a terra;
- impianto acqua potabile;
- impianto antincendio;
- predisposizione dei tubi per la rete telefonica.

I limiti di batteria relativi a tali lavori sono identificati dal contorno perimetrale della nuova banchina e dal pozzetto retrostante nel quale saranno predisposti gli attacchi per gli allacciamenti con le linee esistenti esterne.

Dei lavori sopra elencati quelli ancora in fase di realizzazione riguardano:

- l'escavo subacqueo strettamente necessario per consentire la realizzazione della banchina;
- la sistemazione della scarpata di dragaggio e la sua protezione con geogriglia di maglia adeguata;
- la formazione del nucleo di supporto della mantellata di sottobanchina;
- la messa in opera dei pali di fondazione;
- la posa in opera dei massi artificiali che delimitano la struttura della banchina;

I lavori invece ancora da realizzare sono relativi a:

- la sistemazione della mantellata di sottobanchina;
- la formazione della scogliera che delimita lo specchio acqueo dove è previsto il convogliamento delle acque di raffreddamento della centrale ENEL
- la formazione del piazzale retrostante la banchina;
- la messa in opera delle strutture prefabbricate costituenti l'impalcato della banchina;
- l'impermeabilizzazione della soletta di impalcato e trattamento protettivo delle strutture in c.a.;
- la pavimentazione banchina e piazzale ;
- le opere varie di arredamento essenziale quali bitte, paraurti, scalette alla marinara e anelloni;
- l'impianto di illuminazione;
- l'impianto di messa a terra;
- l'impianto acqua potabile;
- l'impianto antincendio;
- la predisposizione dei tubi per la rete telefonica.

La chiusura lavori è prevista per giugno 2005.

Banchina lato est II° lotto

Dai colloqui intercorsi con i tecnici del Consorzio NISI, è emerso quanto segue:

- Il progetto prevede di dragare dallo specchio acqueo del porto un volume complessivo di circa 1.000.000 mc fino al raggiungimento della quota di -11,50m e di depositare il materiale su aree consortili in modo da provvedere al loro rimodellamento.
Per l'individuazione delle caratteristiche chimico-fisiche e batteriologiche dei sedimenti da dragare, sono stati effettuati carotaggi del fondale. Le analisi chimiche, svolte dal Presidio Multizonale di Prevenzione della ASL di Roma, hanno mostrato che solo la parte superficiale del materiale da dragare presenta concentrazioni superiori ai limiti previsti dal DM 471/99.
Per tali materiali è stato previsto pertanto, prima della loro dimora, un adeguato trattamento in impianto di innocuizzazione.
Il lavori previsti nel progetto consentono quindi di effettuare il disinquinamento dello specchio acqueo posto ad est del porto e di effettuare, con i reflui di dragaggio, il rimodellamento morfologico delle aree consortili da destinare alla futura centrale.
- I lavori facenti parte il II° lotto meglio specificati nella relazione tecnica del Consorzio NISI (allegato 2), risultano essere:
 1. l'asportazione preventiva mediante dragaggio selettivo degli strati superficiali contaminati;
 2. l'ulteriore dragaggio dello specchio acqueo fino al raggiungimento della quota di - 11,50 m e fino alla produzione di un volume di scavo complessivo di circa mc 1.000.000.
 3. il deposito temporaneo dei materiali dragati in due differenti casse di colmata: una utilizzata per lo stoccaggio dei terreni contaminati costituenti gli strati superficiali del fondale marino, l'altra per il deposito dei terreni provenienti dagli strati più profondi;
 4. il trattamento chimico-fisico-batteriologico dei terreni contaminati in impianto di innocuizzazione;
 5. trattamento dell'acqua di risulta;
 6. sistemazione di aree consortili non occupate da insediamenti industriali tramite riempimento con i materiali provenienti dal dragaggio.
- Lo slittamento, nell'assegnazione dei lavori costituenti il II° lotto, è dovuto al ricorso al TAR da parte della società seconda classificata, ricorso peraltro perso da quest'ultima. Attualmente è in fase di stipula il contratto con la società Mantovani S.p.A.- Pavia che in data 29/01/2004 ha ottenuto con delibera CNISI l'aggiudicazione definitiva dei lavori.
- L'esecuzione dei lavori, secondo il cronoprogramma del capitolato d'appalto, necessiterebbe di un periodo di tempo pari a 17 mesi.

Altri lavori per il completamento della banchina

Secondo il CNISI, gli altri lavori necessari per il completamento della banchina e non ancora appaltati sono:

- dragaggio dello specchio acqueo antistante la banchina fino al raggiungimento della quota -14,00;
- arredo banchine per lo scarico del carbone costituito da appositi scaricatori. Dalla banchina il materiale raggiungerà il parco carbone della centrale a mezzo di nastri trasportatori ed eventualmente con mezzi gommati, evitando lo stoccaggio provvisorio in banchina.

Secondo i tecnici del CNISI la progettazione, e quindi la futura realizzazione, dei lavori sopra indicati, dipendono non solo dal reperimento dei finanziamenti necessari, ma anche dalla priorità di realizzazione rispetto alle altre infrastrutture previste o da prevedere per il polo industriale. Il Consorzio ritiene prematuro allo stato attuale definire il grado di priorità delle opere.

Inoltre, per rendere più funzionale il porto, è prevista in futuro anche la realizzazione di altre due banchine in modo da completare l'intera struttura. In allegato 3 è riportata la planimetria del porto con indicata l'ubicazione della banchina lato est e le altre due in previsione.

Eventuali esigenze di adeguamento

Le esigenze previste dal gassificatore permangono anche in presenza del nuovo progetto di centrale, fatte salve modeste necessità di adeguamento in conseguenza delle maggiori quantità di carbone movimentato. Pertanto le opere previste dal Consorzio per il completamento della banchina lato est, già appaltate o ancora da appaltare, risultano necessarie per la piena funzionalità della nuova centrale.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.4.2 –Definizione di concerto con il Consorzio NISI dei programmi per il completamento delle opere e segnalazione di eventuali ostacoli o problemi di natura tecnica o finanziaria

Premessa

Dai colloqui intercorsi con i tecnici del Consorzio NISI, è stato definito, per ciascuna delle opere costituenti il sistema infrastrutturale della nuova centrale, un quadro riassuntivo comprendente:

- per le opere già appaltate (banchina lato est), la prevista data di consegna lavori o il periodo di tempo necessario alla loro realizzazione;
- per le altre opere, laddove è stato possibile effettuare una previsione, la stima dei tempi necessari alla realizzazione.

Banchina lato est I° lotto

I lavori del I° lotto sono costituiti da:

- escavo a quota -14,00 m strettamente necessario alla realizzazione della banchina;
- costruzione banchina;
- arredamento essenziale della struttura per l'attracco delle navi;
- realizzazione dei diversi impianti (illuminazione, antincendio, messa a terra e acqua potabile) necessari per la corretta funzionalità dell'opera.

La conclusione dei lavori è prevista per giugno 2005.

Banchina lato est II° lotto

Il progetto prevede di dragare dallo specchio acqueo del porto un volume complessivo di circa 1.000.000 mc fino al raggiungimento della quota di -11,50m e di depositare il materiale su aree consortili in modo da provvedere al loro rimodellamento.

La realizzazione dei lavori, secondo quanto riportato nel cronoprogramma del capitolato d'appalto, prevede la seguente tempistica:

- 105 giorni per la preparazione del cantiere, la realizzazione del bacino di raccolta per i volumi di scavo provenienti degli strati più profondi e contemporaneamente 125 giorni per la realizzazione del bacino di raccolta dei terreni contaminati per il montaggio dell'impianto di innocuizzazione e per l'esecuzione del dragaggio selettivo ;
- 400 giorni per il dragaggio dei terreni costituenti gli strati più profondi e contemporaneamente 30 giorni per lo smontaggio dell'impianto di innocuizzazione;

Dalla tempistica si prevede che i lavori del II° lotto vengano realizzati in circa 17 mesi dalla stipula del contratto con la società Mantovani S.p.A.- Pavia che in data 29/01/2004 ha ottenuto con delibera CNISI l'aggiudicazione definitiva dei lavori.

Lavori di completamento banchina non ancora appaltati

Come già scritto nel precedente capitolo, per rendere operativa la banchina, il Consorzio NISI prevede di eseguire i seguenti lavori:

- dragaggio dello specchio acqueo antistante la banchina fino al raggiungimento della quota -14,00
- Arredo banchina costituito dalle attrezzature necessarie per lo scarico del carbone;

Secondo i tecnici del CNISI la progettazione, e quindi la futura realizzazione, dei lavori sopra indicati dipendono, non solo dal reperimento dei finanziamenti necessari, ma anche dalla priorità di realizzazione rispetto alle altre infrastrutture previste o da prevedere per il polo industriale. Il Consorzio ritiene prematura allo stato attuale una possibile stima sulla tempistica necessaria alla loro realizzazione.

Altre infrastrutture necessarie alla centrale

Le altre opere necessarie al completamento del sistema infrastrutturale della centrale sono così riassunte:

- strada di collegamento tra banchina lato est e l'asse mediano consortile in corrispondenza dell'area destinata alla costruzione del gassificatore;
- opere di urbanizzazione primaria necessarie alla centrale e costituite da: rete acqua industriale, rete acqua potabile, reti fognarie, sottoservizi (illuminazione, rete telefonica);
- adeguamento degli impianti consortili di potabilizzazione e depurazione per i nuovi flussi provenienti sia dalla banchina sia dalla centrale;

Per quanto riguarda la strada di collegamento banchina-asse mediano, il Consorzio ha già effettuato la progettazione esecutiva, ha ottenuto tutte le concessioni e autorizzazioni necessarie e sta preparando la procedura d'appalto per l'assegnazione lavori.

Dal cronoprogramma del progetto si prevede che la realizzazione dell'opera avvenga in 24 mesi.

Relativamente alle opere di urbanizzazione primaria, l'area assegnata per la realizzazione del gassificatore è già servita da tali impianti, realizzati dal Consorzio a servizio delle aree industriali periferiche.

Le esigenze di adeguamento degli impianti di depurazione e potabilizzazione devono tener conto anche di ulteriori flussi provenienti da altre utenze e infrastrutture dell'intero polo industriale. Per tale motivo il dimensionamento avverrà solo dopo che il Consorzio realizzerà una stima dei nuovi flussi.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.4.3 – Definizione del sito per l'ubicazione della centrale termoelettrica.

Premessa

Nei precedenti capitoli dello Studio è stata evidenziata la necessità di ubicare la nuova centrale nel sito precedentemente assegnato per la costruzione del gassificatore così da poter utilizzare, anche per il nuovo impianto, gli esiti, le indicazioni e i vincoli della procedura di VIA dell'IGCC Sulcis (DEC/VIA/3865 del 04.08.1999).

Il testo di aggiornamento del nuovo DPR, che modifica il DPR 28.01.1994, dovrebbe prevedere:

- che l'impianto dovrà essere basato su una tecnologia "ambientalmente equivalente" con la tecnologia di gassificazione;
- la possibilità di un procedimento di VIA semplificato in quanto la nuova centrale dovrà risultare "ambientalmente migliorativa" rispetto al precedente progetto.

Il lotto destinato alla edificazione dell'impianto IGCC Sulcis è stato messo a disposizione dalla Regione Sardegna, secondo quanto previsto dall'art 3 della Convenzione.

Le considerazioni di seguito riportate e relative a:

- disponibilità del lotto;
- l'idoneità del sito alla luce del DM 12.03.2003;

permettono di definire, nel lotto destinato al gassificatore, l'ubicazione della nuova centrale e le azioni che la Regione deve promuovere in merito alla destinazione d'uso dell'area.

Disponibilità del lotto

La soluzione tecnologica di centrale termica indicata nello studio, occuperà approssimativamente una superficie di 24 ettari (si veda planimetria riportata in allegato 1). L'area di 36 ettari destinata al gassificatore, è in grado di accogliere il nuovo impianto con un'eccedenza in termini di superficie di circa 12 ettari.

Va comunque osservato che, ai fini delle successive fasi di implementazione del progetto, lo schema individuato nell'ipotesi di modifica del DPR allegata al capitolo 1.1.2 prevede che venga utilizzato come progetto a base di gara, per quanto riguarda l'impianto di potenza, il documento "Caratterizzazione dell'impianto Centrale a Ciclo Combinato Integrata con impianto di

gassificazione del carbone da 450 MWe” del febbraio 1999 redatto da ATI Sulcis ed individua fra i criteri di selezione di proposte di variante l’esigenza di ridurre l’area necessaria. Pertanto, pur se la soluzione individuata nel corso dello studio richiede una superficie congrua con quella prevista dal Consorzio, occorre che al momento della gara l’intero lotto di terreno risulti formalmente disponibile.

Idoneità del sito alla luce del DM 12.03.2003

Il DM 12.03.2003 (riportato in allegato 2) ha definito la perimetrazione provvisoria del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese nel quale la Regione Sardegna, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente Decreto, dovrà individuare:

1. le aree inserite nel Piano regionale di bonifica ex art. 22 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22;
2. le aree oggetto di attività potenzialmente inquinanti, individuate nell'allegato 1 del D.M. 16 maggio 1989;
3. le aree oggetto di notifiche ai sensi degli articoli 7, 8 e 9 del D. M. 25 ottobre 1999, n. 471;
4. le aree oggetto di contaminazione passiva causata da ricaduta atmosferica di inquinanti, ruscellamento di acque contaminate, abbandono o seppellimento di rifiuti;

Inoltre, sia per le aree sopra indicate che per le aree marine comprese nel perimetro provvisorio e corrispondenti alle precedenti, la Regione dovrà assicurarne la loro caratterizzazione.

Il Decreto specifica anche che l’utilizzo delle aree individuate dalla Regione è subordinato all’accertamento, a seguito della caratterizzazione, della conformità dei suoli ai valori limiti fissati nel DM 471/99 per le specifiche destinazioni d'uso previste dagli strumenti urbanistici vigenti nonché alla verifica che detto utilizzo non pregiudichi la bonifica della falda ove necessaria.

La Regione Sardegna finora ha pubblicato (allegato 3) il “*Dossier sui siti di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese*”, in cui sono state riportate le informazioni di carattere ambientale sulle diverse aree industriali presenti nell’area oggetto del documento. In particolare per l’agglomerato industriale di Portovesme i dati raccolti sono riferiti a:

- principali industrie;
- siti potenzialmente inquinati a rischio di incidente rilevante;
- siti di cui alle comunicazioni ex art. 9 DM 471/99;
- siti industriali di discarica di rifiuti speciali e tossico-nocivi;
- siti industriali di stoccaggio di rifiuti speciali e tossico-nocivi;
- siti industriali dismessi;
- aree interne agli stabilimenti industriali in cui sono in corso attività di bonifica.

Il sito proposto per il gassificatore è ubicato all'interno del perimetro del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese individuato dal Decreto ed è caratterizzato dal deposito di rifiuti industriali (fanghi rossi, residui edili, demolizioni ferrose, ceneri e melme naturali) sul suolo, pertanto rientra nelle aree che dovranno essere individuate dalla Regione e soggette a caratterizzazione.

Una estesa indagine per accertare la qualità di suolo e sottosuolo nell'area, argomento trattato ampiamente nel capitolo 1.3.2 dello Studio, è stata già effettuata nell'ottobre del 1999 con lo *"Studio geoambientale e progetto di bonifica per l'area IGCC di Portoscuso"* (studio Bossich), successivamente integrato nell'ottobre 2000.

Lo studio Bossich ha evidenziato che solo su parte dei campioni prelevati durante la fase di investigazione sono stati rilevati valori di concentrazione di vanadio eccedenti i limiti normativi del DM 471/99, sussistendo altrimenti una completa rispondenza ai limiti del D. M. 471/99 per aree a destinazione industriale.

Per quanto riguarda invece la situazione delle acque nel sottosuolo, il quadro ambientale idrochimico è risultato alterato dalla presenza anomala di metalli già a monte dell'area oggetto dello studio.

Anche se i suoli a causa del deposito di rifiuti presentano anomalie in termini di concentrazioni di vanadio, lo stesso Comune di Portoscuso in data 29.06.2000 si esprime positivamente sull'ubicazione della centrale nel sito con il documento *"osservazioni sullo studio geoambientale condotto per ATI Sulcis sull'area della Centrale IGCC"* (allegato 4).

Dall'analisi del documento si evince che, secondo il Comune, non è necessario bonificare l'area dai fanghi rossi, nonostante il superamento dei limiti del DM 471/99 per il vanadio, in quanto non si evidenziano situazioni di rischio per la salute pubblica. Inoltre le operazioni di pavimentazione dei suoli e di controllo delle acque meteoriche sono state reputate sufficienti per la messa in sicurezza del sito.

Gli unici interventi necessari consistono nell'asportazione totale dei rifiuti giacenti sul suolo costituiti da residui edili, da demolizioni ferrose e da ceneri, per un totale di 220 m³.

Poiché l'area in cui era prevista l'ubicazione del gassificatore è all'intero del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese, con l'entrata in vigore del DM 12.03.2003, è la Regione Sardegna che, a seguito della caratterizzazione del sito, verifica se possa essere utilizzato per le specifiche destinazioni d'uso previste dagli strumenti urbanistici vigenti. Nel caso in cui, a causa del superamento dei limiti di accettabilità degli inquinanti previsti dal DM 471/99, risulti necessario effettuare la bonifica dell'area, l'organo di competenza in merito all'approvazione dell'eventuale progetto non è più il Comune di Portoscuso ma il Ministero dell'Ambiente. Ciò implica che, in assenza di modifiche al quadro normativo vigente, deve essere predisposto un piano di caratterizzazione, da sottoporre ad approvazione presso il Ministero dell'Ambiente; quindi va effettuata la caratterizzazione in contraddittorio con gli enti di controllo e successivamente deve essere redatto il progetto di bonifica, nuovamente da sottoporre ad approvazione presso il Ministero (probabilmente con due separati passaggi approvativi: uno per il progetto preliminare ed uno per il progetto definitivo). A questo punto potrà essere avviato l'intervento di bonifica, che, se venisse confermato l'indirizzo del Comune,

potrebbe ridursi solo a misure di controllo. L'esperienza di procedimenti simili presso il Ministero dell'Ambiente indica che l'iter sopra indicato implica tempi assai lunghi, dell'ordine di un paio di anni.

Tenendo conto che l'area è, come detto, già stata estesamente indagata ed il Comune ha espresso le proprie valutazioni, indicando che non esistono effettive necessità di bonifica, appare abbastanza pleonastico ripercorrere l'intero iter, solo in conseguenza di mere esigenze di natura formale, conseguenti all'inserimento dell'area all'interno della perimetrazione di cui al D. M. 12/03/2003, probabilmente avvenuta perchè non è stato, in sede di predisposizione di tale decreto, tenuto conto del processo di investigazione già intercorso e delle conclusioni a cui è pervenuto il Comune. Appare, pertanto, appropriato, in sede del necessario D. P. R., intervenire, alla luce degli accertamenti già effettuati e delle valutazioni formulate dal Comune, modificando il D. M. 12/03/2003, con l'esclusione dell'area in questione dal perimetro del sito di interesse nazionale. In tal modo assumerebbe nuovamente piena validità la precedente deliberazione del Comune di Portoscuso.

Conclusioni

La condizione necessaria affinché la nuova centrale sia ubicata nel sito precedentemente assegnato per la costruzione del gassificatore, così da poter utilizzare, anche per il nuovo impianto, gli esiti, le indicazioni e i vincoli della procedura di VIA dell'IGCC Sulcis (DEC/VIA/3865 del 04.08.1999), è rappresentata dalla reale disponibilità del lotto.

Dalle informazioni raccolte si evince che parte del lotto in grado di accogliere la nuova centrale, sarà effettivamente disponibile ma restano comunque da correlare le esigenze di gara con le eventuali assegnazioni di parti del lotto eccedenti a terzi.

In relazione alle problematiche di bonifica dei suoli (Articolo 17 del D. Lgs. 22/97 e D. M. 471/99), appare opportuno ristabilire la validità dell'intercorso pronunciamento del Comune di Portoscuso "*osservazioni sullo studio geoambientale condotto per ATI Sulcis sull'area della Centrale IGCC*", che, a seguito di una estensiva indagine sulla qualità del suolo e sottosuolo, svolta da ATI Sulcis, ritenne che non fossero necessari interventi di bonifica; tale pronunciamento avrebbe perso validità a seguito dell'inserimento dell'area, avvenuto con il D. M. 12/03/2003, nel perimetro del sito di interesse nazionale, ai sensi dell'articolo 1 della Legge 426/98, del Sulcis Iglesiente-Guspinese. Occorre, pertanto, introdurre, nel DPR da emanarsi (come detto in altre parti), una modifica del D. M. 12/03/2003, che, in dipendenza degli estesi accertamenti effettuati sull'area e della non necessità di bonifica, accertata dal Comune di Portoscuso, escluda l'area in questione dal perimetro del citato sito di interesse nazionale.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.4.4 – Conferma aspetti relativi alla cessione dell'energia elettrica e suo dispacciamento in rete .

Premessa

L'analisi della struttura del sistema elettrico regionale riportata nel capitolo 2.1 ha evidenziato l'esigenza di porre rimedio con urgenza alla situazione di sofferenza del sistema di generazione elettrica in Sardegna che nel prossimo futuro sarà caratterizzato, senza prospettive di immediata soluzione, da una crescente vulnerabilità ed insicurezza di gestione. In particolare dall'esame dei possibili scenari di evoluzione della potenza del sistema di generazione elettrica, è emerso che, per garantire la sicurezza del sistema elettrico sardo, è necessario realizzare il nuovo collegamento SAPEI anche in presenza della nuova centrale alimentata a carbone Sulcis.

Si osserva che le valutazioni sulla riserva di potenza riportate nel capitolo 2.1, sono state effettuate considerando la situazione reale degli impianti di generazione elettrica presenti in Sardegna, da cui sono stati inoltre esclusi quegli impianti la cui disponibilità non fosse certa in ogni evenienza (come nel caso degli impianti di generazione eolica e idroelettrica) e quegli impianti che si trovano, oramai da molti anni, in condizioni di esercizio sospeso. Su questa base è stato mostrato che la realizzazione della nuova Centrale alimentata a carbone Sulcis risulta necessaria per la stessa sicurezza della rete elettrica della Sardegna, a prescindere dai benefici che ne risulterebbero per il settore minerario e metallurgico del Sulcis.

Le valutazioni sviluppate nel presente capitolo si basano invece sui dati ufficiali sul sistema elettrico della Regione Sardegna, pubblicati dal GRTN, che indicano, relativamente agli impianti termoelettrici, una potenza lorda superiore a quella effettiva riscontrata nel corso dello studio riportato al capitolo 2.1. L'obiettivo è quello di evidenziare la necessità di dotare il sistema elettrico regionale delle infrastrutture di collegamento alla rete elettrica del Continente attraverso il nuovo cavo SAPEI, peraltro già inserita nei programmi del GRTN, che con la realizzazione della nuova centrale a carbone Sulcis eviterebbe la drastica riduzione dell'utilizzo degli impianti di potenza già operanti in Sardegna, al momento dell'avvio della nuova Centrale a carbone Sulcis il cui ordine di merito di dispacciamento sarebbe prioritario rispetto agli altri impianti termoelettrici convenzionali.

Il quadro di riferimento

La realizzazione di nuovi impianti in Sardegna deve essere verificata alla luce dello stato della rete di trasmissione dell'isola, delle connessioni con la Corsica e il continente e dell'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nei prossimi anni. Tale verifica è necessaria in quanto la rete elettrica della Sardegna si configura come un sistema isolato, collegato alla rete nazionale attraverso un elettrodotto in corrente continua (SA.CO.I) da 300 MW circa che, attraverso la Corsica, consente di trasferire con alcuni vincoli operativi, il surplus di produzione o di importare energia elettrica nel caso di deficit della generazione nell'isola. E' importante pertanto verificare la compatibilità dell'installazione di nuova potenza elettrica con l'esercizio della rete in condizioni di sicurezza e nel caso di surplus produttivi con la capacità di connessione con il continente, tenendo conto dell'evoluzione nei prossimi anni del parco di generazione, della rete e dei consumi. Nel seguito sono analizzati tali aspetti che costituiscono il quadro di riferimento di settore nella regione.

Il parco impianti

Al 31 dicembre 2002 la Sardegna disponeva di un parco impianti con una potenza efficiente lorda pari a 3.971,9 MW, di cui 437,8 MW di impianti idroelettrici, 3.463,9 MW di impianti termoelettrici e 70,2 MW di impianti eolici e fotovoltaici. In tabella 1, allegato 1, sono riportati i dati complessivi, con il numero di gruppi e di sezioni per ciascuna tipologia impiantistica, distinti tra produttori e autoproduttori (dati GRTN). Al riguardo si segnala la presenza di una quota significativa, pari a poco meno di 500 MW, di potenza afferente ad autoproduttori, ossia a operatori che utilizzano in tutto o in larga parte (almeno il 70%) nei processi produttivi industriali l'energia elettrica da essi stessi prodotta.

La potenza di 3.463,9 MW relativa agli impianti termoelettrici comprende ancora, come già evidenziato nell'analisi della struttura del sistema elettrico regionale riportata nel Capitolo 2.1, la potenza dei due gruppi della centrale Enel Sulcis da 240 MW ciascuno, smantellati nel 2001. Pertanto, la disponibilità effettiva, basata sempre sui dati pubblicati dal GRTN, è pari a 2.983,9 MW di impianti termoelettrici.

Ulteriori apporti di potenza, in una prospettiva di medio termine, potranno essere dati dalla prevista costruzione del un nuovo impianto a carbone, a letto fluido, nel Sulcis, della potenza di 360 MW e dalla realizzazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolare eolici. Al riguardo sono numerose le iniziative presentate a cui corrisponde una potenza dell'ordine del migliaio di MW. La reale fattibilità di tali iniziative è tuttavia limitata da vincoli paesaggistici e da problemi di connessione alla rete di trasporto nazionale o alle reti di distribuzione. E' realistico ritenere che nei prossimi cinque anni possano essere realizzati non più di 500 MW. Peraltro tale nuova potenza, caratterizzata da una non programmabilità, determina la necessità di una attenta gestione del trasporto dell'energia, con particolare riferimento all'elettrodotto con il

continente, del dispacciamento degli impianti localizzati nell'isola e del mantenimento di un elevato margine di riserva.

Bilancio dell'energia elettrica in Sardegna

I dati riportati nelle tabelle 1 e 2 (allegati 1 e 2) evidenziano la situazione del bilancio domanda-offerta di energia elettrica in Sardegna nel 2002. In particolare a fronte di una richiesta sulla rete di 12.108,5 GWh si riscontra una produzione di 13.022,9 GWh. Il surplus produttivo pari a 914,4 GWh è stato vettoriato verso la Corsica, nella misura di 368,7 GWh e attraverso la Corsica verso il continente, nella misura di 545,8 GWh. A questi valori corrisponde una potenza equivalente utilizzata per l'interconnessione con la Corsica pari a circa 50 MW e con il continente pari a circa 100 MW. Tali parametri sono rilevanti ai fini della valutazione della capacità residua di esportazione degli attuali elettrodotti in relazione agli eventuali incrementi della capacità di generazione installata nell'isola. L'andamento storico della richiesta sulla rete e della produzione destinata al consumo, riportato in allegato 1, evidenzia, a partire dal 2001, una inversione con il passaggio da una situazione di deficit a una di sovrapproduzione. Ciò è da mettere in relazione principalmente all'entrata a regime dell'impianto IGCC della Sarlux, da 555 MW, la cui produzione lorda è passata da 2.130 GWh del 2000 a 4.323 GWh del 2002.

Dal punto di vista dell'utilizzazione degli impianti, i dati riportati nelle tabelle di cui sopra, indicano un'utilizzazione media degli impianti, espressa dal rapporto tra l'energia elettrica lorda prodotta dagli impianti termoelettrici e la rispettiva potenza intorno a 4.600 ore/anno, valore significativamente inferiore rispetto alla media nazionale, che evidenzia una bassa utilizzazione di tali impianti dovuta alla necessità di disporre una adeguata riserva termoelettrica nell'isola, a causa della caratteristica del sistema elettrico sardo che si configura, dal punto di vista operativo, come un sistema isolato. Infatti essendo il collegamento tra la Sardegna e il continente a corrente continua le due reti sono indipendenti. Inoltre la presenza di impianti termoelettrici di grande taglia rende necessaria la disponibilità in loco di una capacità di riserva a tale taglia commisurata in quanto l'eventuale fuori servizio di un impianto determina una consistente perdita di capacità.

Evoluzione domanda/offerta

Per quanto riguarda la domanda una stima dell'evoluzione nel medio-lungo periodo può essere effettuata sulla base delle previsioni operate dal GRTN nel Piano Triennale di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2003-2005.

Tali previsioni che coprono un arco temporale di dieci anni, dal 2002 fino al 2012, fanno riferimento alla suddivisione del territorio nazionale in macroaree geografiche e alla disaggregazione dei consumi nelle principali attività, basandosi sulla serie storica dei consuntivi della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana e, dal punto di vista macroeconomico, sulla serie storica del prodotto interno lordo (PIL) italiano, e delle più accreditate previsioni della sua evoluzione.

Nel periodo di previsione dal 2002 al 2012 si è adottato per l'Italia un tasso medio annuo di crescita del PIL relativamente sostenuto e pari al 2,7%. Per quanto riguarda l'intensità elettrica, ossia la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL, il GRTN ipotizza nei prossimi dieci anni una crescita moderata, pari ad un tasso medio di circa +0,3% per anno, cioè su livelli più che dimezzati, in via cautelativa, a quelli del trend di fondo riscontrato a consuntivo durante gli anni '90 (0,8-0,9%).

Sulla base delle richiamate assunzioni in Italia, la domanda di energia elettrica dovrebbe evolversi ad un tasso medio annuo del 3,1%, raggiungendo 351,3 TWh nel 2006 e 420,0 TWh nel 2012. Rispetto al dato medio nazionale il GRTN stima un tasso di crescita più sostenuto per l'insieme delle due isole, Sicilia e Sardegna, pari al 3,2% annuo nel periodo tra il 2001 e il 2012. Assumendo tale tasso come rappresentativo dell'evoluzione della domanda nella regione sarda, la richiesta sulla rete dovrebbe passare dai 12.108 GWh del 2002 rispettivamente a 14.100 GWh nel 2006 e 16.700 GWh nel 2012.

Sul fronte dell'offerta l'entrata in esercizio del un nuovo impianto a carbone, a letto fluido, al Sulcis, della potenza di 360 MW, dovrebbe comportare a regime una produzione annua di circa 2250 GWh, mentre la prevista realizzazione di nuovi impianti eolici per 500 MW, una produzione annua di ulteriori 1.000 GWh. La produzione destinata al consumo dovrebbe passare pertanto da 13.000 GWh del 2002 a 16520 GWh, determinando un notevole incremento dell'attuale surplus produttivo almeno fino al 2007-2008. Tale surplus, compatibilmente con gli eventuali altri vincoli operativi, potrebbe essere vettoriato verso il continente attraverso la Corsica fino alla completa saturazione della capacità di trasporto del Sacoï, corrispondente a circa 2.400 GWh/anno. E' importante rilevare che la realizzazione di ulteriore capacità produttiva rispetto a quella ipotizzata, quale quella del nuovo impianto del Sulcis oggetto della Concessione integrata di cui al DPR 24 gennaio 1994, senza un potenziamento dell'elettrodotto con il continente, comporterebbe la necessità di una modulazione degli impianti termoelettrici dell'isola e tal proposito sarebbe determinante l'ordine di merito di dispacciamento che vede prioritariamente gli impianti di gassificazione e di cogenerazione.

La rete di trasmissione

Come mostrato in figura 1 (allegato 3), la rete di trasmissione della Sardegna risulta caratterizzata da tre dorsali che si sviluppano nella parte centro occidentale dell'isola percorrendola da nord a sud. In particolare una linea area da 380 kV parte dalla stazione di Rumianca, a ovest di Cagliari, raggiunge la stazione di Selargius e attraversando longitudinalmente tutta l'isola raggiunge la stazione di Fiume Santo a sua volta connessa con la stazione di Codrongianus, a sud-est di Sassari. Alla stazione di Rumianca si connette l'elettrodotto in doppia terna da 380 kV che parte dalla centrale IGCC della Sarlux, a sud di Cagliari. Le altre due dorsali sono costituite da linee aeree a 220 kV. Quella che attraversa il centro della Sardegna parte dalla stazione Rumianca e attraverso la stazione di Villasor

raggiunge la stazione di Ottana e da questa la stazione di Codrongianus. La seconda spostata più a occidente, parte dalla stazione dell'Euroallumina, nel Sulcis e raggiunge Codrongianus, passando attraverso la stazione di Oristano. Completano il quadro delle linee a 220 kV i collegamenti tra le stazioni di Euroallumina e Villasor, da quest'ultima a Selargius e dalla stazione di Taloro, in prossimità della omonima centrale idroelettrica alla stazione di Ottana. Dalla stazione di Codrongianus, parte l'elettrodotto in corrente continua (SA.CO.I) da 200 kV che attraversando la Gallura in linea aerea raggiunge la stazione di S. Teresa e da qui, in cavo sottomarino Bonifacio in Corsica, attraversa tutta la Corsica nella parte orientale in linea aerea fino alle stazioni di Lucciana e di Bastia, da cui in cavo sottomarino raggiunge la stazione di Salivoli nei pressi di Piombino per poi proseguire, in linea aerea fino alla stazione di Suvereto.

Gli interventi di sviluppo

Il D.Lgs. n. 79/99 ha affidato al GRTN la responsabilità dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN), con l'obiettivo di garantire il trasporto, in condizioni di sicurezza, economicità ed affidabilità, della potenza prodotta dagli impianti di generazione attuali e previsti in futuro, verso i poli di distribuzione e di carico.

L'attività di pianificazione della RTN richiede una valutazione del quadro di riferimento e deve tenere conto dalle esigenze dei diversi operatori. Nel citato Piano Triennale di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2003-2005, il GRTN considera nel processo di pianificazione della RTN tutti gli elementi e le informazioni alla base delle valutazioni e successive decisioni sulle nuove attività di sviluppo da pianificare. In particolare:

- i dati sull'evoluzione della domanda;
- le richieste di connessione alla RTN formulate dagli operatori di settore;
- la tendenza nelle richieste di importazione e di esportazione di energia elettrica;
- gli interventi di sviluppo e di connessione programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, sulla base dei relativi programmi di sviluppo;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale ed il miglioramento ambientale;
- le eventuali criticità o esigenze emerse in particolari situazioni di esercizio;
- le eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi di sviluppo della RTN precedentemente programmati.

Nel caso della Sardegna tale approccio ha portato all'individuazione dei seguenti interventi di sviluppo della rete:

Cavo sottomarino "Sardegna – Continente"

L'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia continentale (SA.CO.I.) è entrato in servizio nel 1965. Nel 1992 è stato potenziato mediante la realizzazione delle due nuove stazioni di conversione c.c./c.a. a tiristori, da 300 MW ciascuna, a Suvereto in Toscana e a Codrongianos in Sardegna.

Il collegamento sottomarino consente anche una fornitura di energia elettrica in Corsica, tramite una terza stazione di conversione presso Lucciana, per una potenza massima di 50 MW.

Il GRTN ha evidenziato le seguenti problematiche nell'esercizio del collegamento:

- vita residua del collegamento limitata, a causa della vetustà del cavo;
- limitazioni al numero di possibili inversioni rapide del flusso di energia elettrica sul collegamento;
- vincoli al range di funzionamento sia in importazione che in esportazione a causa degli obblighi contrattuali legati alla fornitura in Corsica;
- rischio di disservizi per incendi e per scariche atmosferiche nei lunghi tratti aerei;
- complessità dei sistemi di regolazione e di protezione per la presenza di tre terminali (Suvereto, Codrongianos e Lucciana);
- elevate perdite di trasmissione.

Tenendo conto della vetustà e delle conseguenti limitazioni di esercizio dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua Sardegna-Corsica-Italia continentale (SA.CO.I.), al fine di consentire agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni nel mercato elettrico garantendo al contempo una maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio della rete sarda, il GRTN prevede la realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino in corrente continua tra la Sardegna e la Penisola italiana (SA.PE.I.). L'intervento è attualmente ancora in fase di valutazione per la determinazione del percorso più conveniente sotto gli aspetti tecnici, economici ed ambientali. L'attività riveste inoltre notevole importanza per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale ed europea, anche in vista del possibile collegamento alla linea in corrente continua tra Algeria e Italia, attualmente allo studio. Tale opera è inserita tra quelle di rilevanza strategica per il Paese, di cui alla delibera CIPE del 21 dicembre 2001 ai fini dell'utilizzo degli strumenti previsti dalla "Legge obiettivo" n. 443/2001.

Nuovo elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna – Corsica"

Al fine di sfruttare i benefici in termini di soccorso in potenza per la Corsica e di migliorare la regolazione della frequenza, sarà posato un cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione di Bonifacio (Corsica) e la nuova stazione di smistamento a 150 kV denominata "S.Teresa S.E." in provincia di Sassari. Verranno inoltre realizzati opportuni rinforzi della rete sarda mediante la realizzazione della nuova direttrice a 150 kV "Buddusò – Tempio Pausania – S. Teresa", al fine di mantenere un adeguato livello di sicurezza .

Raccordi a 220 kV alla Stazione di Villasor (CA)

Al fine di migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio sulla rete di trasmissione a 150 kV che alimenta l'area di Cagliari, il GRTN ha previsto il collegamento della stazione di Villasor

con la linea 220 kV "Sulcis - Selargius". Presso la medesima stazione sarà potenziata la capacità di trasformazione mediante l'installazione di un secondo ATR 220/150 kV da 160 MVA.

Nuova stazione di smistamento a 380 kV di Ittiri (SS) e nuovo elettrodotto a 380 kV "Ittiri – Codrongianos (SS)"

La realizzazione di tali opere è finalizzata a migliorare l'affidabilità e la sicurezza della rete a 380 kV nel Nord della Sardegna grazie alla realizzazione di una trasversale di collegamento tra l'elettrodotto a 380 kV "Fiume Santo - Selargius" e la stazione di trasformazione di Codrongianos. Per rendere possibile tale intervento sarà realizzata la nuova stazione di smistamento a 380 kV di Ittiri da collegare all'elettrodotto "Fiume Santo - Selargius" all'altezza della stazione di Codrongianos. Il nuovo elettrodotto, che permetterà anche di migliorare la gestione della produzione dei gruppi di Fiume Santo, sarà attestato alla nuova stazione di smistamento a 380 kV di Ittiri.

Nuovo collegamento a 150 kV "Cagliari Sud-Rumianca"

Al fine di garantire maggiore sicurezza alla rete sarda di alimentazione dell'area di Cagliari, è previsto un nuovo collegamento a 150 kV tra le stazioni di Rumianca e Cagliari Sud.

Conclusioni

La pianificazione di nuova capacità produttiva in Sardegna richiede un'attenta valutazione della compatibilità con l'attuale assetto della rete e della capacità del collegamento SA.CO.I. Infatti alla luce dei dati relativi al bilancio domanda-offerta di energia l'attuale condizione di sovracapacità produttiva dell'isola sembra essere destinata a permanere anche nei prossimi anni fino a un successivo graduale riassorbimento dovuto all'incremento atteso dei consumi elettrici.

In tale contesto la realizzazione di un impianto di grossa taglia quale quello previsto dal DPR 24 gennaio 1994, destinato a operare come impianto di base, per non stravolgere la corretta gestione del parco esistente in Sardegna necessita di un adeguato potenziamento della connessione con il continente in modo da poter esportare strutturalmente l'eccesso di produzione rispetto alla richiesta di rete. Tale necessità è già ben presente al GRTN che ha pianificato un intervento di potenziamento in questo senso oltre a una serie di ulteriori interventi volti al miglioramento dell'affidabilità e della sicurezza dell'esercizio della rete sarda nel suo complesso. Peraltro la tempistica di realizzazione del SA.PE.I, prevista per il dicembre 2005 nel Piano Triennale di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, è da verificare tenuto conto che sono ancora in via di definizione gli aspetti logistici, tecnici, economici e ambientali. Più verosimilmente, come già rilevato nella precedente analisi del sistema elettrico regionale riportata nel Capitolo 2.1, tale collegamento potrebbe essere disponibile, con una prima tratta da 500 MW, non prima del 2007.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.4.5 – Documento di sintesi sullo Stato delle infrastrutture e sul programma del loro adeguamento all'ipotesi di progetto integrato.

Premessa

La sintesi sullo stato delle infrastrutture necessarie alla nuova centrale riguarda le seguenti opere:

- banchina lato est per lo scarico del carbone di importazione;
- strada consortile di collegamento banchina-asse mediano;
- opere di urbanizzazione primaria nell'area centrale;
- adeguamento degli impianti consortili di potabilizzazione e depurazione;
- adeguamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica.

Banchina lato est per lo scarico del carbone di importazione

La progettazione condotta per la realizzazione della banchina teneva conto delle esigenze di funzionamento dell'impianto IGCC Sulcis. Tali esigenze permangono anche in presenza del nuovo progetto di centrale fatte salve modeste necessità di adeguamento in conseguenza delle maggiori quantità di carbone movimentato. Pertanto le opere previste dal Consorzio per il completamento della banchina lato est, già appaltate o ancora da appaltare, risultano necessarie per la piena funzionalità della nuova centrale.

Per la realizzazione della banchina al momento sono stati avviati solo i lavori costituenti il I° lotto e relativi a:

- escavo a quota -14,00 m strettamente necessario alla realizzazione della banchina
- costruzione banchina;
- arredamento essenziale della struttura per l'attracco delle navi;
- realizzazione degli impianti necessari alla corretta funzionalità dell'opera (illuminazione, antincendio, messa a terra e acqua potabile)

La consegna lavori è prevista per il giugno 2005

E' in fase di stipula il contratto con la ditta vincitrice la gara d'appalto per il II° lotto dei lavori costruiti da:

- l'asportazione mediante dragaggio dello specchio acqueo antistante la banchina, fino al raggiungimento della quota di – 11,50 m
- il trattamento di innocuizzazione dei materiali contaminati provenienti dagli strati superficiali
- sistemazione di aree consortili non occupate da insediamenti industriali tramite riempimento con i materiali provenienti dal dragaggio.

Dal cronoprogramma di progetto si prevede che i lavori vengano realizzati in 17 mesi.

Per gli altri lavori di completamento banchina: dragaggio dello specchio acqueo alla quota – 14,00 m e allestimento della stessa con le attrezzature necessario per lo scarico carbone, al momento il Consorzio non prevede azioni in merito alla loro progettazione, e quindi anche alla futura realizzazione. Tali attività dipendono, non solo dal reperimento dei finanziamenti necessari, ma anche dalle priorità di realizzazione rispetto alle altre infrastrutture previste o da prevedere per il polo industriale.

Strada di collegamento della banchina con l'asse mediano.

Il Consorzio ha già effettuato la progettazione esecutiva, ha ottenuto tutte le concessioni e autorizzazioni necessarie e sta preparando la procedura d'appalto per l'assegnazione lavori per la realizzazione della strada di collegamento banchina-asse mediano.

Dal cronoprogramma del progetto si prevede che la realizzazione dell'opera avverrà in 24 mesi.

Urbanizzazione primaria del sito centrale

L'area su cui ubicare la centrale è già servita da tali impianti, realizzati dal Consorzio a servizio delle aree industriali periferiche.

Adeguamento impianti di depurazione e potabilizzazione

Le esigenze di adeguamento degli impianti di depurazione e potabilizzazione devono tener conto anche di ulteriori flussi provenienti da altre utenze e infrastrutture dell'intero polo industriale. Per tale motivo il dimensionamento avverrà solo dopo che il Consorzio realizzerà una stima dei nuovi flussi

Adeguamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica

La realizzazione di un impianto di grossa taglia quale quello proposto dallo studio, necessita di un adeguato potenziamento della connessione con il continente in modo da poter esportare

strutturalmente l'eccesso di produzione rispetto alla richiesta di rete. Tale necessità è già ben presente al GRTN che ha pianificato un intervento di potenziamento in questo senso oltre a una serie di ulteriori interventi volti al miglioramento dell'affidabilità e della sicurezza dell'esercizio della rete sarda nel suo complesso. Peraltro la tempistica di realizzazione del SA.PE.I, prevista per il dicembre 2005 nel Piano Triennale di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, è da verificare tenuto conto che sono ancora in via di definizione gli aspetti logistici, tecnici, economici e ambientali.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.5.1 – Analisi e sintesi delle condizioni di equilibrio economico e finanziario del progetto integrato miniera-centrale termoelettrica

Premessa

Per la redazione delle analisi economico – finanziarie del progetto integrato miniera centrale, Sotacarbo si è avvalsa della collaborazione della Società Deloitte FAS SpA.

In particolare, nella parte II, capitolo 2.2, è stato inserito il documento prodotto da Deloitte FAS che integra le parti dello studio relative a:

- la valutazione economico-finanziaria del progetto;
- la sostenibilità economico – finanziaria della centrale.

Il lavoro svolto è stato finalizzato all'analisi di valutazione, di sensitività e di redditività dell'investimento rappresentato dal progetto ed è stato strutturato al fine di fornire elementi di considerazione in merito alla sostenibilità economico-finanziaria dell'iniziativa e ai relativi effetti patrimoniali. A tal fine è stato predisposto un piano economico finanziario del Progetto (il "Piano") e la relativa analisi dell'investimento.

Ai fini delle valutazioni dell'equilibrio economico - finanziario del progetto è stato ipotizzato uno scenario di riferimento, di seguito denominato caso base, che prevede le seguenti condizioni:

- vendita del 66% dell'energia prodotta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e il restante 34% alle industrie del polo di Portovesme;
- nessun contributo in conto capitale.

Valutazione economico-finanziaria

Per lo sviluppo del piano sono stati assunti, come base di partenza, i dati derivanti dalle valutazioni preliminari dello studio e dalle proposte tecnico – economiche ricevute da Ansaldo Energia/Snamprogetti e da Techint.

Sono state inoltre adottate da Deloitte FAS, su indicazione di Sotacarbo e sulla base delle competenze specifiche della stessa Deloitte, le ipotesi riportate al capitolo 2.2, paragrafo 7 "descrizione delle ipotesi".

Nella definizione delle ipotesi è stato generalmente privilegiato un approccio di tipo prudentiale:

- per le previsioni relative al prezzo del Brent, al cui trend è stata legata la componente di costo evitato del combustibile dei ricavi, si è fatto riferimento alle previsioni formulate dall'*Economist Intelligence Unit*, che non tengono conto del recente *trend* di crescita del prezzo (ipotesi di prezzo del Brent nel 2004 di 22 \$/bbl contro quotazioni che nei mesi consuntivi 2004 sono state superiori ai 30-35 \$/bbl);
- il prezzo del carbone importato è stato calcolato sulla base del valore medio dei prezzi CIF del carbone rilevati in Italia negli ultimi 5 anni, riportati sulla rivista "Carbone Informazioni"; tale valore è stato incrementato prudentialmente di 20 €/ton per tenere conto del recente *trend* di crescita del prezzo del combustibile;
- oltre ai costi per investimenti tecnici determinati sulla base delle proposte già ricevute in relazione ai principali sottosistemi dell'impianto, sono stati ipotizzati altri costi di investimento, legati allo sviluppo ed all'avviamento dell'iniziativa pari all'8% del costo della centrale e spese imprevedute pari al 2% del costo della centrale.
- le *financing fees* relative all'accensione del *Senior Debt* sono state calcolate prudentialmente nella misura del 2,2% dello stesso, contro un valore medio prevalente nella prassi di ca. l'1,5%;
- l'entità del capitale sociale per il finanziamento del progetto è stata cautelativamente ipotizzata pari al 20% delle coperture totali (capitale sociale, *Senior Debt* e *IVA Facility*) degli impieghi stimati nel periodo di costruzione, mentre nella prassi prevalente è quantificato nella misura del 20% delle coperture totali al netto dell'*IVA Facility*;
- con riferimento ai costi di investimento iniziale della miniera, in assenza di uno splittaggio tra costi interni del personale e costi esterni, ai fini delle esigenze finanziarie legate alla copertura del fabbisogno IVA, tutti i costi sono stati assimilati a costi esterni e quindi soggetti ad IVA. Peraltro tale approssimazione influenza in maniera non significativa i valori attesi del TIR per l'azionista.

Allo scopo di mettere in evidenza le parti più significative del piano, al presente capitolo sono inoltre allegati i seguenti documenti:

- Allegato A: prospetto contenente il Conto Economico e lo Stato Patrimoniale annuali del progetto;
- Allegato B: prospetto di riepilogo degli impieghi e delle coperture nel periodo di costruzione;
- Allegato C: prospetto di calcolo del *cash flow* generato dal progetto;
- Allegato D: principali indicatori di redditività del progetto relativi al caso base.

Sostenibilità economico-finanziaria del progetto

Al fine di verificare la sostenibilità dell'investimento, sono stati innanzitutto calcolati alcuni indicatori di convenienza del progetto.

In particolare per tenere conto sia dei flussi di cassa generati sia del momento della loro manifestazione effettiva, sono stati calcolati due indicatori principali:

- il Valore Attuale Netto (VAN);

- il Tasso Interno di Rendimento (TIR).

Entrambi gli indicatori suddetti sono stati calcolati sulla base dei flussi di cassa operativi e, per valutare la convenienza di un potenziale investitore a finanziare l'iniziativa tramite capitale di rischio, sulla base dei flussi di cassa per l'azionista.

Per il caso base il Valore Attuale Netto del Progetto risulta positivo e pari a 66,1 €/mln nel caso di attualizzazione dei *cash flow* ad un tasso dell'8% e il Tasso Interno di Rendimento per l'azionista risulta pari al 17,85%.

Il periodo di recupero (*pay back period*) dell'iniziativa è di circa 10 anni se calcolato sui *cash flow* operativi non attualizzati e di circa 21 anni se calcolato sui *cash flow* operativi attualizzati ad un tasso dell'8%.

La tabella seguente riepiloga i risultati relativi ai suddetti principali indicatori per il caso base.

PRINCIPALI INDICATORI DI CONVENIENZA ECONOMICA DEL PROGETTO		
Payback *		10° anno
Payback attualizzato (all'8%) *		21° anno
TIR del Progetto		8,64%
TIR per l'azionista		17,85%
VAN del Progetto al 31 dicembre 2004		
	WACC	€/mln
	8,0%	66,1
	10,0%	(124,8)
	12,0%	(275,4)
	15,0%	(445,9)
VAN per l'azionista al 31 dicembre 2004		
	Ke	€/mln
	10,0%	243,8
	12,0%	156,9
	14,0%	90,1
	17,0%	16,6

(*) Dall'inizio del periodo di costruzione.

Relativamente alla valutazione della "bancabilità" del progetto (ovvero la sostenibilità dal punto di vista finanziario) è stato calcolato l'*Average Debt Service Cover Ratio* (ADSCR), dato dal valore medio del rapporto tra i flussi di cassa operativi del progetto nel periodo di riferimento (l'anno) ed il servizio totale del debito (rata capitale più interessi) nel medesimo periodo. L'ADSCR medio del progetto risulta pari a 1,4.

I valori degli indicatori calcolati per il caso base evidenziano la validità, dal punto di vista economico – finanziario, del progetto, con una significativa redditività per l'azionista e adeguate condizioni di bancabilità del progetto.

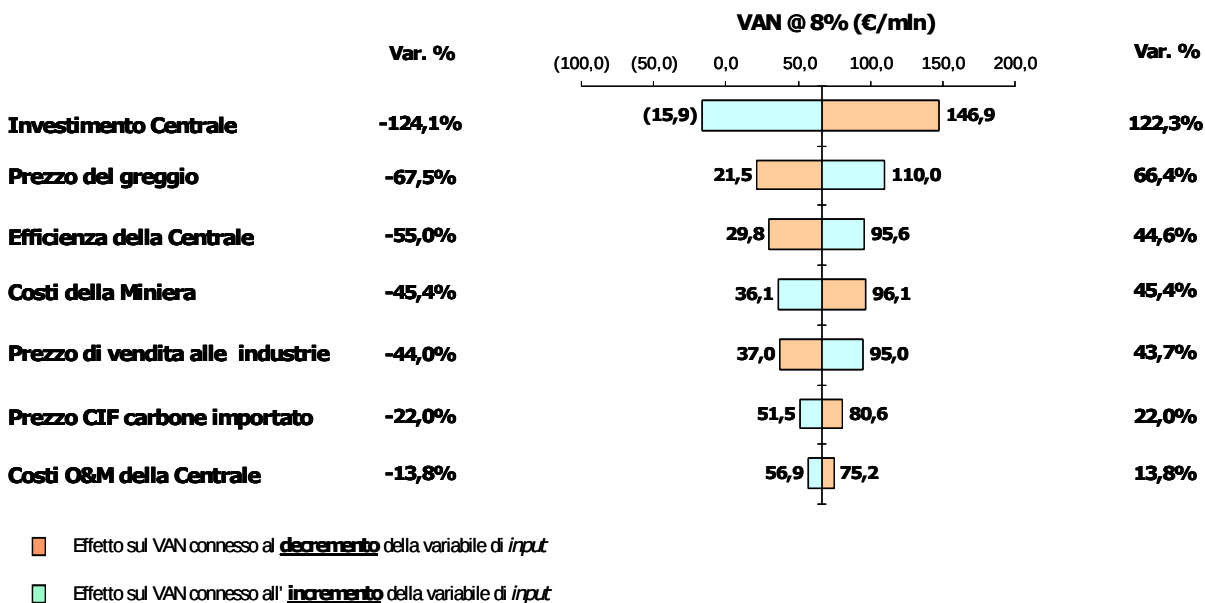
Analisi di sensitività

Per la valutazione del rischio operativo e finanziario del progetto, sono state ipotizzate modifiche ad alcune delle variabili di *input* e sono state eseguite le relative analisi di sensitività.

In particolare, con riferimento alle risultanze operative del progetto, è stata effettuata un'analisi di sensitività sul VAN ipotizzando una variazione del +/- 10% delle seguenti variabili di *input*:

- investimento nella centrale;
- prezzo del greggio;
- efficienza della centrale;
- costi della miniera (esclusi i costi del gestore minerario);
- prezzo di cessione dell'energia alle industrie energivore;
- prezzo CIF del carbone importato;
- costi di O&M della centrale.

Il seguente grafico illustra i risultati dell'analisi effettuata.



La variabile che risulta avere l'impatto maggiore sui risultati del progetto è l'investimento nella centrale, la cui variazione nel *range* di valori considerato, genera un'oscillazione del VAN compresa tra i -15,9 €/mln ed i 146,9 €/mln (+/- 125% circa).

Tra le diverse variabili considerate, il prezzo del greggio è quella che presenta il maggior grado di incertezza, in quanto legato alle perturbazioni geopolitiche e di mercato. Dal grafico si evince che la sua variazione del +/- 10% produce un'oscillazione del VAN compresa tra i 21,5 €/mln ed i 110,0 €/mln (+/- 68% circa), con una corrispondente variazione del TIR per l'azionista compresa tra il 16,84% e il 18,81%.

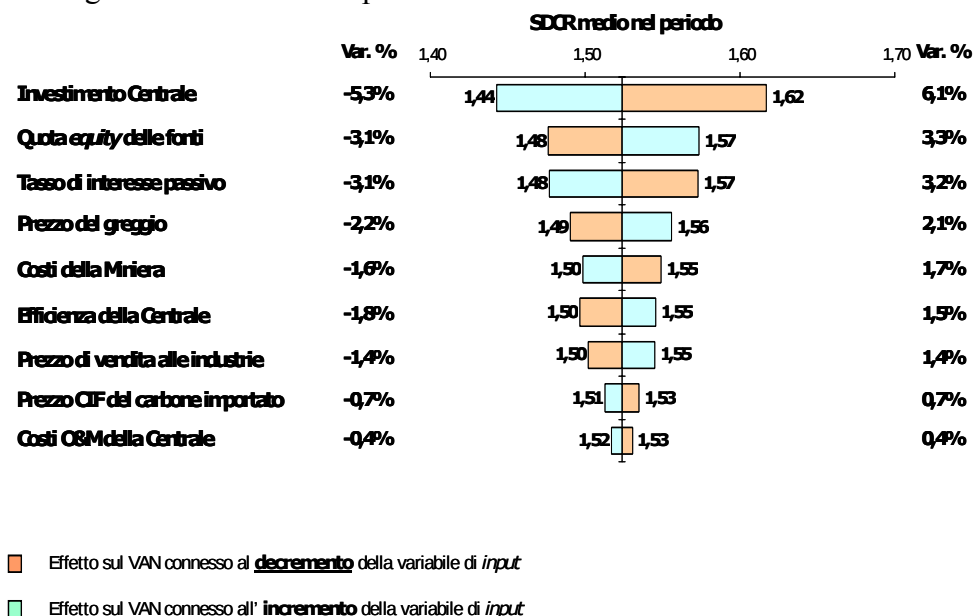
Il prezzo del greggio non influenza direttamente i costi di gestione, ma è un riferimento per il calcolo dei ricavi attesi, limitatamente alla componente di "costo evitato del combustibile".

Come già precedentemente evidenziato, le ipotesi assunte per la redazione del piano sono particolarmente cautelative su questo aspetto, ed una più accurata determinazione degli ulteriori margini derivanti dall'attuale situazione congiunturale del mercato petrolifero richiederebbe uno studio specifico.

Con riferimento agli aspetti più prettamente finanziari del progetto, è stata condotta un'analisi di sensitività, individuando come parametro di riferimento l'indice *Senior Debt Cover Ratio* (SDCR) ed il servizio totale del *Senior Debt* nel medesimo periodo. L'analisi è stata effettuata verificando la sensitività del *Senior Debt Cover Ratio* (SDCR) medio nel periodo di previsione ad una variazione del +/- 10% delle seguenti variabili di *input*:

- investimento nella centrale;
- percentuale di copertura delle fonti rappresentata da mezzi propri;
- tasso di interesse passivo;
- prezzo del greggio;
- costi della miniera (esclusi i costi relativi alla gestione AMCO);
- efficienza della centrale;
- prezzo di cessione dell'energia alle industrie energivore;
- prezzo CIF del carbone importato;
- costi di O&M della centrale.

L'analisi effettuata ha evidenziato come la variabile che risulta avere l'impatto maggiore sui risultati del progetto è, anche in questo caso, l'investimento nella centrale, la cui variazione genera un'oscillazione del SDCR tra 1,44 e 1,62, seguita dalla percentuale di copertura dei mezzi propri e dal tasso di interesse passivo, con una variazione dell'SDCR medio di circa il +/-3%. Il grafico seguente evidenzia l'impatto delle suddette variabili sui valori assunti dal SDCR medio.



Caso base e scenari alternativi

A completamento delle valutazioni economico-finanziarie sul progetto, è stato effettuato un confronto tra il caso base e tre possibili scenari alternativi:

- Scenario A. Prevede la vendita del 50% dell'energia prodotta al mercato locale come energia in eccesso e del 50% al GRTN. Il suddetto scenario ipotizza inoltre la corresponsione da parte del Ministero delle Attività Produttive (MAP) e/o da parte della Regione Autonoma della Sardegna (RAS) di un contributo di circa 119 €/mln finalizzato alla copertura della diseconomia della Miniera (rappresentata dai costi di esercizio al netto dei ricavi di vendita di carbone Sulcis ad Enel) durante il periodo di costruzione dell'impianto.
- Scenario B. Prevede la corresponsione da parte del MAP e/o della RAS di un contributo uguale a quello ipotizzato nello scenario A. E' prevista invece la vendita al GRTN di un quantitativo di energia superiore al caso A tale da garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista (in termini di TIR) comparabile con quello rilevato nel caso base.
- Scenario C. Prevede la vendita al mercato locale, di un quantitativo di energia superiore rispetto ai precedenti scenari, tale da soddisfare completamente i fabbisogni delle industrie energivore presenti a Portovesme (3.300 Gwh), con la corresponsione da parte del MAP e/o della RAS di un contributo tale da garantire un ritorno dell'investimento per l'azionista (in termini di TIR) comparabile con quello rilevato nel caso base.

Dal confronto tra gli scenari è emerso che il caso A presenta un ritorno dell'investimento inferiore rispetto al caso base, poichè l'effetto "prezzo" (le tariffe di vendita al mercato locale sono inferiori rispetto al prezzo di vendita al GRTN), non risulta compensato dal contributo ipotizzato. Infatti in questo caso il TIR per l'azionista è pari a 11,76%, valore che risulta inferiore al livello minimo ritenuto economicamente interessante per l'individuazione di investitori e la conseguente bancabilità del progetto.

Tale scenario potrebbe risultare invece interessante se l'investimento fosse realizzato con la partecipazione al capitale di rischio dei maggiori consumatori dell'energia del polo industriale di Portovesme, che vedrebbero così soddisfatto il 78% del loro fabbisogno energetico a prezzi certamente competitivi e con garanzie a lungo termine.

Nel caso B, al fine di conseguire un TIR per l'azionista pari al 17,96%, comparabile con quello del caso base, l'energia cedibile al mercato locale, come energia in eccesso, non deve superare il tetto dei 2000 GWh (pari al 39% dell'energia totale prodotta) che comunque è in grado di coprire circa il 60% del fabbisogno delle industrie del polo di Portovesme.

Infine nel caso C, per garantire un ritorno dell'investimento dell'azionista, con un valore di TIR per l'azionista pari al 17,91%, comparabile al caso base, è stato necessario compensare la maggiore quota di vendita di energia alle industrie del polo di Portovesme (pari a 3300 GWh, tale da coprire il loro totale fabbisogno) con un alto contributo pari a 670 €/mln, di gran lunga superiore rispetto a quello ipotizzato per gli scenari A e B (pari a 119 €/mln).

Di seguito si riepilogano le principali ipotesi alla base dei suddetti scenari ed i relativi risultati del progetto, comparati con il caso base.

		Caso base	Scenario A	Scenario B	Scenario C
Energia venduta al GRTN	Gwh	3.375	2.564	3.150	1.828
Energia venduta alle industrie energivore	Gwh	1.753	2.564	1.978	3.300
Investimento complessivo	€/mln	1.248,8	1.248,8	1.248,8	1.248,8
Contributi	€/mln	0,0	119,3	119,3	670,0
Investimento complessivo al netto dei contributi	€/mln	1.249	1.129	1.129	579
Payback attualizzato @8%	anni	21	n.s.	20	21
VAN del progetto @ 8%	€/mln	66,1	(139,0)	68,9	22,9
TIR per l'azionista	%	17,85%	11,76%	17,96%	17,91%

Scenario integrato imprese energivore – miniera

La tabella sopra riportata mette in evidenza che, solo nel caso base, vengono utilizzati pienamente i vantaggi economici derivanti dal prezzo incentivato di cessione dell'energia, così come previsto dal DPR 28.01.1994 e che, al contrario, solo nello scenario C viene soddisfatto completamente il fabbisogno energetico delle industrie citate al capitolo 3.1.2.

E' stato pertanto esaminato un ulteriore scenario, denominato "Scenario integrato imprese energivore – miniera", in cui il raggruppamento che realizzerà il progetto, potrà vendere al GRTN tutta l'energia cedibile a prezzo incentivato (3375 GWh), secondo le modalità previste dal DPR 28.01.1994. Nel contempo il raggruppamento dovrà soddisfare l'intero fabbisogno energetico delle industrie energivore allo stesso prezzo previsto per l'energia prodotta dalla nuova centrale in eccedenza rispetto a quella venduta al GRTN.

In tale ipotesi le industrie avrebbero disponibile tutta l'energia necessaria a 2,91 ¢€/kWh (prezzo riferito al 2009, primo anno di esercizio della centrale); di questa 1753 GWh verrebbe prodotta dalla centrale, mentre i restanti 1547 GWh, necessari a raggiungere il totale dell'energia richiesta, verrebbe acquistata sul mercato individuando le modalità più opportune.

Per valutare i principali parametri economico – finanziari dell'iniziativa, è stato ipotizzato inizialmente un costo di acquisto dal mercato pari a 5,4 ¢€/kWh (prezzo medio di acquisto nell'area industriale di Portoscuso nel 2002 secondo una valutazione autonoma effettuata da imprese del comprensorio e comunicata al Ministero delle Attività Produttive).

E' stata successivamente effettuata un'analisi di sensitività ipotizzando un prezzo di acquisto dal mercato dell'ordine dei 4,5 ¢€/kWh, in conseguenza di possibili accordi di lungo termine da stipularsi con Enel per l'utilizzo dell'esistente gruppo da 240 MW o in conseguenza alle definizioni di altri accordi pluriennali con operatori internazionali.

In tale scenario è stato ipotizzato inoltre la copertura della diseconomia della miniera, sino all'entrata in funzione della centrale, con contributi pubblici (119,3 €/mln).

Sono di seguito riepilogati i principali fattori alla base dello scenario in esame ed i conseguenti risultati economico – finanziari.

Scenario integrato imprese energivore - miniera		Ipotesi di tariffa di mercato	Ipotesi di tariffa convenzionata
Energia prodotta dall'impianto	GWh	5128	5128
Energia venduta al GRTN	GWh	3375	3375
Energia disponibile per imprese energivore	GWh	1753	1753
Fabbisogno energetico delle imprese energivore	GWh	3300	3300
Energia integrativa richiesta	GWh	1547	1547
Investimento complessivo	€/mln	1248,8	1248,8
Contributi	€/mln	119,3	119,3
Costo di acquisto dell'energia integrativa per il raggruppamento	€/kWh	5,4	4,5
Ricavo vendita energia alle imprese energivore (anno di riferimento 2009)	€/kWh	2,91	2,91
VAN del progetto @ 8%	€/mln	-174,7	-78,4
TIR per l'azionista	%	11,14	14,39

Lo “Scenario integrato imprese energivore-miniera”, nell'ipotesi cautelativa di acquisto dell'energia al costo attuale di mercato, evidenzia un TIR per l'azionista pari a 11,14%, valore analogo a quello già esaminato per lo scenario A.

A differenza dello scenario A è completamente soddisfatto il fabbisogno delle imprese energivore. Pertanto risulta rafforzato l'interesse dei maggiori consumatori di energia del polo industriale di Portovesme a promuovere l'iniziativa per assicurarsi nel lungo periodo sia la disponibilità dell'energia necessaria per i processi industriali dell'alluminio e del piombo-zinco, sia la certezza della tariffa così come sopra indicata.

Peraltro il mercato dell'energia consente di definire accordi industriali con Enel o con altri produttori internazionali di energia, per ottenere un costo di acquisto dell'energia “integrativa” più basso. In tale ipotesi il TIR per l'azionista potrebbe certamente aumentare raggiungendo livelli molto più appetibili.

In conclusione è peraltro importante evidenziare che i risultati sopra indicati, già positivi, potrebbero ulteriormente migliorare se si considera la possibilità di recupero economico e finanziario derivante da un riesame delle ipotesi più cautelative considerate nell'elaborazione del piano economico – finanziario, quale ad esempio la proiezione del costo del Brent. Tale proiezione è attualmente particolarmente prudentiale per soddisfare le esigenze del sistema bancario; ne consegue che lo studio considera un valore di riferimento del barile pari a 22 \$ nel 2004, a fronte di quotazioni medie consuntivate nell'anno dell'ordine di 30–35 \$. Come evidenziato nell'analisi di sensitività, un aumento del 10% del prezzo del greggio, pari a soli 2,2 \$/bbl, comporterebbe un aumento del TIR per l'azionista di circa l'1%.

Studio di fattibilità PROGETTO INTEGRATO MINIERA-CENTRALE

Parte III

Capitolo 3.5.2 – Sintesi delle valutazioni sviluppate e conclusioni operative, anche in riferimento alla definizione di concrete ipotesi di attuazione di uno o più contratti di programma

Premessa

Il Ministero delle Attività Produttive e la Regione Autonoma della Sardegna hanno siglato il 25 febbraio 2003, una piattaforma programmatica per il rilancio dell'area del Sulcis. In tale ambito hanno previsto l'affidamento di uno *“studio di fattibilità per gli approfondimenti riguardanti la individuazione delle opportune soluzioni tecnologiche, la sostenibilità economico-finanziaria, amministrativa e soprattutto ambientale con particolare riferimento alle condizioni circa la realizzazione di una capacità produttiva termoelettrica, che, oltre al rilancio della miniera, possa consentire favorevoli ricadute anche come alimentazione elettrica per le industrie di base dell'area, verificando la possibilità di costi dell'energia comparabili con quelli attualmente riconosciuti dai regimi speciali in essere”*.

In attuazione di quanto previsto nella citata piattaforma programmatica, la Regione Autonoma della Sardegna – Assessorato dell'Industria ed il Ministero delle Attività Produttive, hanno costituito un Comitato Tecnico per sovrintendere all'affidamento ed alla realizzazione dello studio di fattibilità ed hanno incaricato la società Sotacarbo SpA per la predisposizione dello stesso.

Lo studio “Progetto integrato miniera-centrale”, partendo dall'analisi di fattibilità tecnica, ambientale, normativa, economica e finanziaria di un progetto integrato finalizzato allo sviluppo della miniera di carbone del Sulcis ed alla sua verticalizzazione con una nuova centrale termoelettrica, con disponibilità di energia in eccesso, al fine di favorire lo sviluppo socio-economico dell'area, ha individuato uno schema progettuale realizzabile e le azioni necessarie alla sua implementazione.

Lo studio è stato articolato in:

- parte prima riguardante:
 - quadro normativo sulla produzione e la distribuzione de energia elettrica;
 - alternative tecnologiche presenti sul mercato per la produzione di energia elettrica con l'utilizzo del carbone Sulcis;

- l'analisi del quadro ambientale e normativo della centrale;
- proposta di una soluzione tecnologica per la nuova centrale.
- parte seconda riguardante:
 - analisi della struttura del sistema elettrico Regionale;
 - valutazione economico-finanziaria del progetto (già discussa nel precedente capitolo);
- parte terza riguardante:
 - considerazioni sulla domanda di energia elettrica;
 - analisi del quadro normativo miniera e definizione delle nuove condizioni dell'equilibrio economico e finanziario della miniera;
 - sostenibilità economico-finanziaria del progetto (già discussa nel precedente capitolo);
 - verifica delle infrastrutture.

Per lo svolgimento delle analisi economiche - finanziarie e della valutazione di sostenibilità del progetto, è stata utilizzata la competenza specialistica della società Deloitte F.A.S. Spa.

Parte prima

Per individuare una ipotesi impiantistica di partenza è stato necessario, sulla base di opportune analisi normative, tecniche ed ambientali, definirne i vincoli iniziali.

L'analisi ha interessato:

- *il quadro normativo sulla produzione e la distribuzione di energia elettrica;*
- *le alternative tecnologiche presenti sul mercato per la produzione di energia elettrica con l'utilizzo del carbone Sulcis;*
- *l'analisi del quadro ambientale e normativo della centrale.*

Quadro normativo sulla produzione e la distribuzione di energia elettrica

L'analisi del quadro normativo è stata incentrata sul DPCM 23.04.1993 "Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis Iglesiente" e sul DPR 28.01.1994, quale strumento di attuazione per lo sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis Iglesiente.

Il Piano di Disinquinamento si pone come obiettivo quello di individuare le misure più urgenti per rimuovere le situazioni di rischio e per favorire il ripristino ambientale dell'area. Contestualmente indica l'importanza di avviare un processo parallelo di innovazione tecnologica in grado di incrementare la produttività e l'occupazione.

Tra i programmi di sviluppo che devono conciliarsi con l'operazione di disinquinamento dell'area, il Piano fa riferimento esplicito a quelli relativi allo sfruttamento minerario del bacino carbonifero del Sulcis.

La definizione delle modalità di realizzazione di tali programmi vengono rinviate all'emanazione di un successivo provvedimento legislativo, il DPR 28.01.1994.

Il DPR prevede l'affidamento di una concessione integrata, di durata trentennale, per la gestione della miniera del Sulcis e la realizzazione e gestione di un impianto IGCC per la produzione di energia elettrica e cogenerazione.

Per favorire il perseguimento degli obiettivi di sviluppo e disinquinamento, già definiti dal Piano di disinquinamento, il Decreto prevede la concessione di un articolato quadro agevolativo (la messa a disposizione gratuita dell'area, il trasferimento a titolo gratuito della titolarità delle concessioni minerarie della Carbosulcis SpA, la concessione di agevolazioni finanziarie, l'assimilazione della gassificazione del carbone Sulcis alle fonti rinnovabili, la possibilità di cessione all'Enel del carbone prodotto fino all'entrata in esercizio degli impianti di gassificazione, un prezzo di cessione incentivato per l'energia elettrica prodotta) nel rispetto di precisi vincoli (l'utilizzo della tecnologia di gassificazione integrata a ciclo combinato, l'adozione di una potenza elettrica netta di impianto compresa tra 350 e 450 MW, il rispetto dei vincoli ambientali prefissati, il mantenimento dei livelli occupazionali per tutta la durata della concessione, la cogenerazione di fluidi caldi). A questi vincoli si sono aggiunti anche quelli scaturiti dal giudizio di compatibilità ambientale emesso dal Ministero dell'Ambiente il 04.08.1999 (DEC/VIA/3865)

Nonostante le agevolazioni concesse e nonostante il progetto abbia ottenuto il via libera in sede di Valutazione di Impatto Ambientale, esso ha ricevuto il parere negativo sulla bancabilità da parte del pool di banche coinvolte nel project financing.

A causa della mancata realizzazione del progetto integrato così come predisposto da ATI Sulcis, in ottemperanza al dettato del DPR 28.1.1994 e delle prescrizioni ad esso collegate, la ristrutturazione e il rilancio della miniera richiedono necessariamente l'individuazione di nuove soluzioni tecnologiche in grado di coniugare esigenze ambientali ed economiche.

Per l'eliminazione del vincolo tecnologico della "gassificazione" dal DPR 28.1.1994, è necessario un intervento legislativo in grado di armonizzare eventuali nuove scelte con le linee direttrici (tutela dell'ambiente e sviluppo economico) già definite a suo tempo dal Piano di disinquinamento.

Al fine di individuare lo scenario ottimale per il progetto integrato miniera-centrale, si è reso opportuno definire una soluzione impiantistica preliminare che è stata soggetta a verifiche e modifiche nel corso dello studio.

Sono state confrontate tecnologie e taglie diverse, nonché le alternative di finanziamento in conto esercizio e in conto impianto, così da poter individuare una prima ipotesi di riferimento.

L'ipotesi preliminare emersa dal confronto è stata: impianto da 650 MWe, con alimentazione al 50% di carbone Sulcis (e 50% di carbone di importazione), realizzato in concessione.

Per quanto riguarda i ricavi, in prima approssimazione, si è considerato che l'impianto potesse cedere il 50% dell'energia elettrica prodotta come energia in eccesso e il restante 50% al GRTN ad un prezzo incentivato.

Relativamente alla modalità di finanziamento, è stata considerata l'assenza di contributi in conto impianto per la realizzazione dell'impianto e la copertura con fondi pubblici dei costi della miniera sino all'avvio della produzione di energia elettrica.

Sulla base dei vincoli fissati nell'ipotesi preliminare (taglia dell'impianto, percentuale di carbone Sulcis in alimentazione, vincoli ambientali imposti per l'IGCC Sulcis) si è proceduto ad approfondire e verificare la compatibilità delle tecnologie per la produzione di energia elettrica presenti sul mercato.

Alternative tecnologiche presenti sul mercato per la produzione di energia elettrica con l'utilizzo del carbone Sulcis

Dalla definizione dello stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per la produzione di energia elettrica da carbone, sono stati analizzati i differenti tipi di impianto adatti alla combustione di una miscela di carboni contenenti anche quello Sulcis:

1. alternativa impiantistica SPCC-SNOX, rappresentata da un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica e su un processo SNOX per la rimozione combinata di SO_x e NO_x ;
2. Alternativa impiantistica SPCC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore supercritico a polverino di carbone dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
3. Alternativa impiantistica ACFBC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore subcritico con combustione in letto fluido circolante atmosferico, con desolforazione interna e dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
4. Alternativa impiantistica PFBC-FGD, rappresentata da un impianto a vapore subcritico con combustione in letto fluido in pressione, con desolforazione interna dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica, un processo di desolforazione FGD ad umido ed un processo di rimozione degli NO_x di tipo SCR;
5. Alternativa impiantistica IGCC, rappresentata da un impianto di gassificazione a letto trascinato integrato con un ciclo combinato gas-vapore.

Dai confronti effettuati tra le diverse alternative impiantistiche, inerenti sia considerazioni di natura tecnica che ambientale, sono state individuate le soluzioni impiantistiche più compatibili con i vincoli dell'ipotesi preliminare:

- impianto a vapore supercritico a polverino di carbone dotato di una sezione di trattamento dei gas combusti basata su un filtro a manica e su un processo SNOX per la rimozione combinata di SO_x e NO_x (SPCC-SNOX)
- impianto di gassificazione a letto trascinato integrato con un ciclo combinato gas-vapore (IGCC).

Analisi del quadro ambientale e normativo della centrale

In considerazione delle esigenze particolari, dettate dalla specifica situazione di degrado ambientale dell'area, si è resa necessaria un'ulteriore analisi approfondita che ha riguardato, oltre ad un approfondimento degli aspetti ambientali per ciascuna delle soluzioni tecnologiche individuate, anche una serie di verifiche sulla documentazione predisposta per il progetto IGCC Sulcis.

Per l'analisi dettagliata degli aspetti ambientali sono stati considerati i quantitativi e le caratteristiche qualitative dei flussi inquinanti in uscita dagli impianti, siano essi emissioni atmosferiche, scarichi liquidi o residui e rifiuti solidi. Tale valutazione ha confermato quanto già espresso nell'analisi delle alternative tecnologiche presenti sul mercato. In particolare è stato possibile verificare che le soluzioni che globalmente presentano il minor impatto ambientale sono costituite dagli impianti a vapore supercritici (SPCCP) equipaggiati con sistema SNOX e dagli impianti a gassificazione a ciclo combinato (IGCC).

La valutazione sulla documentazione già predisposta per il progetto IGCC Sulcis si è resa necessaria sia al fine di individuare le istanze autorizzative necessarie alla nuova centrale sia per definire le opportune azioni nell'ipotesi che il nuovo impianto potesse essere ubicato nella stessa area individuata per il gassificatore. In particolare è stato rilevato che:

- l'iter autorizzativo della nuova centrale potrà seguire la procedura semplificata vista la proroga di fatto della Legge 55/02 ai sensi dell'art. 1-sexies, comma 8 della Legge 290/03 e successiva sentenza della Corte Costituzionale n. 06/04.
- la conclusione procedimentale con cui il Comune di Portoscuso esprimeva la non necessità di bonifica del sito potrebbe perdere di validità alla luce del D.M. 12.03.2003 "Perimetrazione del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente".
- In considerazione della natura ambientalmente migliorativa della nuova centrale, potrebbe essere possibile prevedere una procedura semplificata di VIA con un pronunciamento in tempi brevi del Ministero dell'Ambiente.

Proposta di una soluzione tecnologica per la centrale

Sulla base delle considerazioni finora esposte, è stato possibile individuare la soluzione tecnologica che meglio si adatta all'ipotesi preliminare ed ai suoi relativi vincoli.

Nonostante la migliore tecnologia di conversione energetica del carbone Sulcis, dal punto di vista tecnico-ambientale resti la gassificazione integrata con impianti di generazione elettrica a cicli combinati gas-vapore, essa è tuttavia svantaggiata sul piano economico-finanziario, come risulta dalla valutazione negativa del mercato sulla fattibilità del progetto industriale di gassificazione del carbone Sulcis di cui al D.P.R. 28 Gennaio 1994, predisposto da ATI Sulcis.

Pertanto la scelta della tecnologia di conversione energetica del carbone Sulcis su cui dovrebbe essere basata la realizzazione di una nuova centrale termoelettrica per l'attuazione del progetto integrato miniera-centrale oggetto del presente studio è scaturita dal confronto tecnico-

economico-ambientale delle due tecnologie di combustione a letto fluido e di combustione convenzionale a polverino di carbone.

Le tecnologie di combustione a letto fluido equipaggiate della migliore tecnologia per l'abbattimento inquinanti, desolforazione "in situ", presentano un maggiore impatto sull'ambiente relativamente alle notevoli quantità di residui solidi prodotti. In questa prospettiva è apparsa pertanto più adeguata la tecnologia più convenzionale della combustione di carbone polverizzato associata alle migliori tecnologie per il controllo della formazione degli NOx durante la combustione (combustori a bassa produzione di NOx, combustione a stadi, OFA, ricircolo dei gas combusti) ed a sistemi catalitici del tipo SNOX per l'abbattimento degli SOx e degli NOx residui a valle della camera di combustione.

Questa soluzione, in conformità all'attuale stato dell'arte, potrebbe consentire l'impiego di cicli ipercritici ad alta temperatura (580-600 °C) con rendimenti netti dell'ordine del 43% e con eccellenti prestazioni sul piano ambientale. Essa è stata quindi qui assunta come sistema energetico di riferimento con le specifiche di taglia e le prestazioni energetiche e ambientali di seguito precisate. Questa scelta, ovviamente, non esclude la possibilità di realizzare un impianto IGCC, ovvero un impianto ACFBC, che presenti oggettivi elementi di superiorità in termini energetici e ambientali, oltre che economici.

La determinazione della taglia dell'impianto è stata influenzata da svariati vincoli di natura ambientale ed energetica oltre che economici.

I vincoli ambientali, come già precisato, sono connessi a quelli previsti per il progetto IGCC-Sulcis al fine di semplificare l'iter autorizzativo sulle procedure di valutazione dell'impatto ambientale, e fare quindi riferimento alla pronuncia di VIA per il precedente progetto IGCC-Sulcis.

Il principale vincolo posto dal DPR 28.01.1994 è determinato dal quantitativo di carbone Sulcis da utilizzare e dalla frazione di carbone Sulcis nel mix di alimentazione che deve essere superiore al 50% in termini di apporto energetico. La quantità di carbone Sulcis da utilizzare nell'impianto, secondo quanto previsto da una gestione economica della miniera, dovrebbe essere dell'ordine di 900.000-1.000.000 tonnellate/anno.

Sulla base dei vincoli sopra esposti, si è assunto che l'impianto sia caratterizzato da una potenza netta pari a 650 MW (con rendimento netto dell'ordine del 43%) e venga alimentato con una miscela al 50% (in termini energetici) di carbone Sulcis rispetto al totale. A tali condizioni corrisponde, un consumo annuo di carbone Sulcis pari a 1 milione di tonnellate circa. L'impianto dovrà risultare compatibile con i vincoli, sulle emissioni atmosferiche, fissati dalla pronuncia VIA per l'impianto IGCC Sulcis.

Si è proceduto quindi ad effettuare un'indagine di mercato per verificare la disponibilità commerciale di un impianto rispondente alle specifiche di taglia e le prestazioni energetiche e ambientali precedentemente individuate.

In particolare sono state contattate le società Ansaldo Energia/Snamprogetti, per la centrale termoelettrica, e Techint, per la movimentazione del carbone e delle ceneri, che hanno predisposto due proposte tecnico – economiche (vedasi allegati 1 e 2).

Le specifiche tecniche definitive dell'impianto, derivanti dalle due proposte, sono riepilogate nella seguente tabella:

Combustibili	carbone Sulcis	carbone importazione
Mix di alimentazione	50%	50%
Consumo combustibile*	67,7 t/h	54,3 t/h
* per unità		
Potenza	lorda	netta
	712 MWe	641 MWe
Rendimento	netto impianto di produzione	netto impianto +SNOX
	> 43%	42%
Ore annue di funzionamento impianto		7.500-8.000

Parte seconda

Alla luce delle valutazioni preliminari si è proceduto a verificare la compatibilità dell'ipotesi impiantistica con il sistema elettrico regionale.

In primo luogo è stata analizzata, la struttura del sistema energetico regionale attraverso l'esame del suo bilancio energetico ed il confronto, per gli aspetti più salienti, con il bilancio energetico nazionale. In tale contesto è stato analizzato il sistema dei combustibili fossili (petrolio e carbone) e, in particolare, il sistema di generazione elettrica.

In secondo luogo sono state analizzate le esigenze di sviluppo e le aspettative di evoluzione del sistema elettrico regionale, in una prospettiva all'anno 2012, basate anche sulla realizzazione della nuova centrale a carbone da realizzare nel territorio Sulcis.

Analisi del sistema elettrico regionale

Dall'analisi del sistema elettrico regionale è risultata evidente la condizione di notevole svantaggio della Sardegna rispetto alle altre regioni italiane ed europee in ordine ai seguenti fattori:

- mancanza di disponibilità del gas naturale;
- più elevato costo dell'energia;
- più limitate possibilità di innovazione tecnologica nel settore energetico;
- maggiore costo della protezione ambientale;
- maggiore vulnerabilità del sistema in caso di crisi petrolifera;
- esigenze di autosufficienza e maggior costo dell'infrastrutturazione in relazione alla situazione di insularità.

È risultato inoltre evidente che il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia potrebbe avere effetti non immediati e comunque più limitati in Sardegna rispetto al resto del territorio nazionale. È prevedibile infatti che ciò determinerà senz'altro benefici sensibili e immediati nel

resto dell'Italia dove esistono maggiori potenzialità di sviluppo della concorrenza per la presenza di numerosi soggetti produttori e distributori pubblici e privati e per la possibilità di integrazione con le reti di altri paesi comunitari. Non altrettanto potrà avvenire in Sardegna, almeno nel breve periodo, in relazione alla sua condizione di insularità, al limitato territorio e alle ridotte possibilità di integrazione con il resto del sistema nazionale e, quindi, alle scarse potenzialità di sviluppo della concorrenza nel settore energetico.

Inoltre, mentre per le altre regioni in condizioni di continuità territoriale la situazione di deficit o surplus energetico, nell'ambito di un sistema basato su reti energetiche integrate a livello nazionale e transnazionale, non riveste particolare rilevanza, ciò non è per la Sardegna, per la quale è viceversa richiesta una maggiore autonomia, stante la mancanza di disponibilità di gas naturale e i vincoli strutturali e di rete per quanto riguarda l'energia elettrica. Perciò vanno considerati diversamente e autonomamente i problemi di disponibilità, sicurezza degli approvvigionamenti e diversificazione delle fonti di energia primaria. Per il conseguimento di tali obiettivi sarebbe pertanto necessaria una rimodulazione del bilancio energetico regionale che notoriamente presenta notevoli anomalie rispetto al bilancio energetico nazionale, e a cui corrispondono un maggiore costo specifico dell'energia, un maggiore impatto sull'ambiente dei processi di conversione e un minore livello tecnologico del sistema energetico in generale. Il sistema elettrico, in particolare, richiede, urgenti interventi di potenziamento e ammodernamento per quanto riguarda sia il parco di generazione elettrica sia l'integrazione con la rete nazionale.

Con l'entrata in servizio della centrale IGCC Sarlux si è avuta un'inversione del flusso di energia elettrica attraverso il SACOI, dalla Sardegna verso la penisola, con un saldo netto in esportazione di 546 GWh nello scorso anno 2002, ridottosi poi a 146 GWh nel 2003. Ciò, tuttavia, riduce solo in parte il problema della vulnerabilità del sistema elettrico della Sardegna.

La carenza di riserva di potenza rappresenta un notevole elemento di criticità e di vulnerabilità per l'esercizio della rete sarda; il problema è aggravato dalla condizione di insularità poiché il supporto della rete nazionale è in ogni caso limitato dalla modesta potenzialità e dalla precarietà del collegamento SACOI.

Il sistema elettrico della Sardegna necessita pertanto di una adeguata riserva di potenza, ovvero di un adeguato sovradimensionamento del parco di generazione. A questo proposito il MICA, con decreto del 7 agosto 2000 tra l'altro stabilisce che "Nella regione Sardegna, ove è necessario assicurare nei prossimi anni una percentuale di riserva di potenza non inferiore all'80%, anche in considerazione del fatto che la sicurezza del sistema elettrico sardo rende necessario esercire l'attuale interconnessione con flusso verso la penisola, il Gestore, nel programmare l'articolazione temporale dei contratti del servizio di riserva di potenza, assegna la priorità a nuove realizzazioni di impianti che utilizzano carbone e che non godano di strumenti di incentivazione in conto energia".

Ipotesi di sviluppo del sistema elettrico regionale con riferimento alla soluzione tecnologia individuata.

Gli scenari possibili di evoluzione del sistema di generazione elettrica della Sardegna evidenziano che il deficit di riserva è destinato ad accentuarsi nel prossimo futuro in considerazione dei seguenti fattori ed eventi:

- nella sua attività di pianificazione il GRTN considera un aumento della domanda di energia elettrica in Italia per il prossimo decennio al tasso medio annuo del 3%, con un maggior valore, del 3,2%, al sud e nelle isole.
- La punta oraria di potenza richiesta dalla rete sarda, aumenta con un tasso di crescita perfino superiore al tasso annuo di crescita della domanda di energia elettrica.
- Nel 2005 è prevista l'entrata in servizio del nuovo gruppo Enel a letto fluido da 360 MW presso la centrale Sulcis, ma contestualmente dovrebbero essere dismessi i due vecchi gruppi da 160 MW della centrale Enel Postoscuso.
- Il nuovo collegamento SAPEI non sarà ottimisticamente disponibile, nella sua prima tratta, prima del 2007.

L'evoluzione della potenza del sistema di generazione del sistema elettrico regionale al 2012 considerando i soli impianti di generazione evidenzia l'esigenza di porre rimedio con urgenza alla situazione di sofferenza del sistema di generazione elettrica della Sardegna che nel prossimo futuro sarà chiaramente caratterizzato, senza prospettive di immediata soluzione, da una crescente vulnerabilità e insicurezza di gestione.

L'esame degli scenari effettuati sull'evoluzione del sistema di generazione elettrica della Sardegna ha dimostrato che la realizzazione di una nuova centrale a carbone localizzata nel Sulcis e di una sua presunta entrata in servizio nei minimi tempi tecnici necessari, non è affatto strumentale alla sola soluzione del "problema Sulcis" ma può rappresentare un importante elemento di razionalizzazione del sistema di generazione elettrica della Sardegna fondamentale per la ricostituzione della riserva di potenza dello stesso, a prescindere dai benefici che ne risulterebbero per i settori minerario e metallurgico del Sulcis.

Parte terza

Per il completamento dello studio del "progetto integrato miniera – centrale", sono state eseguite ulteriori considerazioni e verifiche in merito a:

- la domanda di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme e la verifica, in termini quantitativi della possibilità di soddisfare le esigenze esposte;
- l'analisi del quadro normativo miniera, degli aspetti tecnici ed economici;
- la sostenibilità economico-finanziaria della centrale (già discussa nel precedente capitolo);
- la verifica delle infrastrutture.

Considerazioni sulla domanda di energia elettrica

L'analisi sulla domanda di energia elettrica si è incentrata sui consumi di energia delle industrie energivore del polo di Portovesme (stabilimento Eurallumina, stabilimento ALCOA, stabilimento ILA e stabilimento Portovesme srl) e loro previsioni:

AZIENDA	SITUAZIONE AL 2003			PREVISIONE AL 2012	
	Potenza richiesta (MW)	CONSUMI EN. EL. (GWh)	% CONSUMI REGIONALI 2003	Potenza richiesta (MW)	CONSUMI EN. EL. (GWh)
EURALLUMINA	32,5	248	2,16	34	260
ALCOA	281	2367	20,58	280	2360
PORTOVESME S.R.L.	85	469	4,08	85	640
ILA	6	31	0,27	6	35
TOTALE	404,5	3.115	27,09	405	3.295

La realizzazione di una nuova centrale da 650 MWe consentirebbe teoricamente di coprire l'intera domanda individuata, nei limiti dettati dalle esigenze di una gestione economicamente sostenibile, nonché dai vincoli di natura tecnico – normativa stabiliti dagli eventuali provvedimenti legislativi promulgati ad hoc e dagli accordi che potranno essere liberamente stipulati dai vari operatori industriali coinvolti.

La centrale potrebbe teoricamente soddisfare l'intero fabbisogno di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme, per una potenza complessiva dell'ordine di 400 MW, e la restante produzione, corrispondente ad una potenza di 250 MW circa, potrebbe essere ceduta al GRTN a prezzo incentivato. In alternativa la centrale potrebbe cedere al GRTN, a prezzo incentivato, la massima quantità possibile di energia elettrica (corrispondente ad una potenza di 450 MW con riferimento al DPR 28 gennaio 1994) destinando allo sviluppo economico dell'area la restante quota corrispondente ad una potenza di circa 200 MW, pari al 50% circa dell'intero fabbisogno del sistema industriale di Portovesme.

La possibilità “teorica” di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica del sistema industriale di Portovesme è pertanto verificata. Peraltro, la realizzazione della nuova centrale a carbone va oltre le specifiche esigenze del sistema industriale in oggetto poiché, come ampiamente discusso nel rapporto “*Analisi della Struttura del Sistema Elettrico Regionale*”, parte integrante del presente studio, essa fornisce un importante contributo all'incremento della capacità produttiva dell'intero sistema regionale di generazione elettrica, della inerente riserva di potenza e, quindi, alla sicurezza dello stesso.

Analisi del quadro normativo miniera e definizione delle nuove condizioni dell'equilibrio economico e finanziario della miniera

Il regolamento CE 1407/2002 che disciplina le direttive della concessione di aiuti di Stato per la ristrutturazione dell'industria carboniera, è entrato in vigore dopo la scadenza fissata per il 23 luglio 2002 del trattato CECA e della decisione n. 3632/93/CECA.

Gli aiuti riguardano esclusivamente i costi del carbone *“destinato alla produzione di elettricità, e alla produzione combinata di calore e di elettricità”*.

Le soluzioni percorribili per l'ammissibilità degli aiuti di Stato alle miniere del Sulcis, viste le scadenze temporali fissate dagli articoli 5, 6 e 9 e il vincolo stabilito dall'art. 5, sono quelle che prevedono di:

1. notificare alla Commissione (entro la scadenza del giugno 2004) l'individuazione specifica delle misure previste a sostegno della *produzione corrente* per l'unità di produzione in esame. Misure che non potranno essere corrisposte oltre il 31.12.2010;
2. richiedere *aiuti alla copertura di oneri eccezionali* derivanti dalla razionalizzazione e dalla ristrutturazione dell'industria del carbone e non correlati alla produzione corrente, così come previsto dall'art. 7.

Relativamente alle valutazioni finanziarie ed economiche sull'attività della miniera, Sotacarbo ha proposto al Comitato un'ipotesi, basata sulla documentazione disponibile:

- ***“Sulcis coal mine - technical report”*** redatto dalla società inglese SRK in data luglio 1999.
- ***“The operation and management of Sulcis coal mine (Review of SRK feasibility study)”*** redatto dalla società inglese AMCO in data luglio 2000.
- ***“Business Plan”*** del progetto IGCC Sulcis (modello finanziario preliminare del 05.10.2001). I dati relativi alla miniera presenti nel business plan sono principalmente basati sulle analisi elaborate da AMCO e da SRK.

ed alla luce di quanto stabilito nel corso della riunione del Comitato Tecnico del 06.04.2004.

Verifica delle infrastrutture e definizione del sito per l'ubicazione della centrale

Ad eccezione delle opere di urbanizzazione primaria, già a servizio dell'area assegnata dalla Regione Autonoma della Sardegna per la costruzione del IGCC Sulcis, le seguenti opere risultano necessarie per il completamento del sistema infrastrutturale della nuova centrale:

- banchina lato est per lo scarico del carbone di importazione.
Parte dei lavori (costituiti da costruzione banchina, arredamento essenziale per l'attracco navi e realizzazione degli impianti necessari alla sua corretta funzionalità), sono stati appaltati (I° lotto) e si prevede vengano terminati nel giugno 2005.
E' in fase di stipula il contratto con la ditta vincitrice la gara d'appalto per il II° lotto dei

lavori, costituiti dal dragaggio dello specchio acqueo antistante la banchina fino alla quota -11,50 m e sistemazione dei materiali in aree consortili non occupate da insediamenti industriali. Dal cronoprogramma si prevede che tali lavori vengano realizzati in 17 mesi.

Per gli ulteriori lavori di completamento della banchina, necessari per la sua completa funzionalità, costituiti dal dragaggio dello specchio acqueo alla quota -14,00 m e allestimento della stessa con le attrezzature necessarie per lo scarico del carbone, al momento il Consorzio NISI non prevede ancora azioni in merito alla loro progettazione, e quindi alla futura realizzazione.

- Strada di collegamento della banchina con l'asse mediano. Il Consorzio ha già effettuato la progettazione esecutiva, ha ottenuto tutte le concessioni e autorizzazioni necessarie e sta preparando la procedura d'appalto per l'assegnazione lavori che si prevede vengano realizzati in 24 mesi.
- Adeguamento impianti di depurazione e potabilizzazione. Le esigenze di adeguamento degli impianti di depurazione e potabilizzazione devono tener conto anche di ulteriori flussi provenienti da altre utenze e infrastrutture dell'intero polo industriale. Per tale motivo il dimensionamento avverrà solo dopo che il Consorzio realizzerà una stima dei nuovi flussi. Tuttavia tali opere non risultano indispensabili per la funzionalità della centrale.
- Adeguamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica. La realizzazione di un impianto di grossa taglia quale quello proposto dallo studio, necessita di un adeguato potenziamento della rete regionale e della connessione con il continente in modo da poter esportare strutturalmente l'eccesso di produzione rispetto alla richiesta di rete.

L'esigenza di ubicare la nuova centrale nel sito precedentemente assegnato per la costruzione del gassificatore, al fine di utilizzare, anche per il nuovo impianto, gli esiti, le indicazioni e i vincoli della procedura di VIA dell'IGCC Sulcis (DEC/VIA/3865 del 04.08.1999), ha necessitato ulteriori verifiche relative a:

- disponibilità del lotto. Anche se la soluzione tecnologica di centrale termica indicata nello studio, richiede una superficie congrua con quella prevista dal Consorzio, pari a circa 24 ettari, sarebbe necessario che al momento della gara l'intero lotto di terreno risultasse formalmente disponibile.
- l'idoneità del sito alla luce del DM 12.03.2003. Il sito proposto per il gassificatore è ubicato all'interno del perimetro del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese individuato dal Decreto, pertanto rientra nelle aree che dovranno essere individuate dalla Regione e soggette a caratterizzazione.

Tenendo conto che l'area è già stata estesamente indagata e che il Comune ha espresso le proprie valutazioni, indicando che non esistono effettive necessità di bonifica, appare abbastanza pleonastico ripercorrere l'intero iter, solo in conseguenza di mere esigenze di natura formale, conseguenti all'inserimento dell'area all'interno della perimetrazione di cui al D.M. 12/03/2003. Tale inserimento è probabilmente avvenuto in quanto non è stato, in sede di predisposizione di tale decreto, tenuto conto del processo di investigazione già intercorso e delle conclusioni a cui è pervenuto il Comune.

Conclusioni

Dalle analisi e valutazioni sviluppate nello studio, sono state individuate le azioni necessarie alla realizzazione del progetto integrato miniera-centrale:

- adeguamento del quadro normativo;
- soluzioni proposte per il nuovo equilibrio economico e finanziario della miniera;
- adeguamento del sistema infrastrutturale;
- disponibilità del lotto;

ed è stata indagata la fattibilità economico – finanziaria del progetto integrato, con l'individuazione dei possibili scenari di sviluppo del progetto.

Proposta del quadro normativo

L'obiettivo di rendere economicamente redditiva e quindi fattibile una nuova iniziativa industriale, deve necessariamente passare per un aggiornamento del DPR 28.01.1994 che tenga conto della evoluzione della legislazione e della tecnologia nel frattempo avvenuta:

1. contenuti del decreto VIA 3865 del Ministero dell'Ambiente, del 4 agosto 1999;
2. decreto legislativo n. 79/99;
3. legge n° 55 del 09/04/2002 di conversione, con modificazioni, del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7;
4. delle modificazioni intervenute sulla legge 109/94.

Con riferimento al DPR di modifica al D.P.R. 28.01.94, il testo preliminare, allegato al capitolo 1.1.2, è stato aggiornato ed ulteriormente integrato relativamente all'esigenza di ubicare la nuova centrale sul sito precedentemente assegnato all'IGCC Sulcis.

E' stato infatti necessario introdurre, nel DPR da emanarsi, una modifica del DM 12.03.03 in dipendenza degli estesi accertamenti effettuati sull'area e della non necessità di bonifica, accertata dal Comune di Portoscuso, che escluda l'area in questione dal perimetro del citato sito di interesse nazionale.

Il testo proposto per il nuovo DPR è riportato in allegato 3.

Altri interventi necessari affinché la soluzione individuata sia percorribile, risultano essere:

- l'adozione di alcune disposizioni di natura legislativa, in particolare in relazione alla necessità di superare i vincoli stabiliti dall'art. 15, comma 1 e comma 2, del D.Lgs. 79/99, ai fini del pieno mantenimento del diritto di avvalersi del regime di incentivazione previsto dal provvedimento CIP 6/92, così come previsto dal D.P.R. 28.01.94.
- la notifica alla Comunità Europea del nuovo D.P.R. come modifica del D.P.R. 28.01.94 già notificato dal Governo italiano con nota del 23 giugno 94 ed i cui contenuti sono stati inseriti nel "Programma Operativo Plurifondo 1994 -1999" della Regione Sardegna, approvato dalla Commissione con decisione C(94)3128 del 25 Novembre 1994.

Potrebbe essere inoltre valutata la possibilità, per assicurare una maggiore elasticità gestionale del nuovo impianto, la possibilità di limitare l'obbligo di alimentare la centrale con il 50% di carbone Sulcis, relativamente alla sola energia immessa in rete.

Soluzioni proposte per il nuovo equilibrio economico e finanziario della miniera

Con riferimento a quanto evidenziato nel capitolo 3.2.1, in relazione alle soluzioni percorribili per l'ammissibilità degli aiuti di Stato alle miniere del Sulcis, è comunque necessario prevedere, sulla base della soluzione prescelta, un accordo di programma tra Carbosulcis, Regione Autonoma della Sardegna e/o Ministero delle Attività Produttive al fine di coprire i costi della miniera sino al subentro dell'operatore assegnatario della gestione del progetto integrato miniera centrale.

Adeguamento del sistema infrastrutturale

Relativamente ai lavori delle opere già appaltate (I° e II° lotto dei lavori relativi alla costruzione della banchina, costruzione della strada consortile di collegamento banchina con asse mediano) può risultare necessario il monitoraggio ed il controllo delle attività per verificare che la realizzazione avvenga nei tempi previsti dai relativi capitolati.

Per le opere ancora da appaltare (lavori di completamento della banchina lato est, indispensabili per la funzionalità della nuova centrale), risulta necessario definire un accordo di programma tra Consorzio NISI, Regione Autonoma della Sardegna e/o Ministero delle Attività Produttive affinché vengano individuate le fonti di finanziamento necessarie alla loro progettazione e realizzazione, in tempi compatibili con l'entrata in esercizio dell'impianto.

L'adeguamento della rete di trasmissione dell'energia elettrica necessario al rafforzamento della rete regionale ed al fine di poter esportare verso il continente l'eccesso di produzione rispetto alla richiesta di rete regionale, è conosciuto al GRTN che ha già pianificato una serie di interventi volti al suo potenziamento, oltre ad una serie di interventi per il miglioramento dell'affidabilità e della sicurezza dell'esercizio della rete sarda nel suo complesso, nonché ad un importante intervento di potenziamento del collegamento con la rete nazionale.

Relativamente a quest'ultimo collegamento, sembrerebbe necessario monitorare i tempi della realizzazione del SA.PE.I. (collegamento Sardegna – Penisola Italia) per verificare la compatibilità della sua effettiva entrata in esercizio con la data di avvio del nuovo impianto.

Disponibilità del lotto

La condizione necessaria affinché la nuova centrale sia ubicata nel sito precedentemente assegnato per la costruzione del gassificatore, così da poter utilizzare, anche per il nuovo impianto, gli esiti, le indicazioni e i vincoli della procedura di VIA dell'IGCC Sulcis (DEC/VIA/3865 del 04.08.1999), è rappresentata dalla reale disponibilità del lotto.

Dalle informazioni raccolte si evince che parte del lotto in grado di accogliere la nuova centrale, sarà effettivamente disponibile ma restano comunque da correlare le esigenze di gara con le eventuali assegnazioni di parti del lotto eccedenti a terzi.

Fattibilità economico – finanziaria

Dalle analisi sviluppate nel corso dello studio e particolarmente dalle analisi delle condizioni di equilibrio economico finanziario riportate nel capitolo 3.5.1, è stata confermata la fattibilità del progetto integrato miniera-centrale e ne sono stati esposti i fondamentali indicatori economici considerando un caso base e diversi scenari alternativi.

In tutte le ipotesi considerate è totalmente utilizzata la capacità produttiva della miniera, individuata come ottimale dagli operatori minerari, mentre risulta soddisfatta in maniera differenziata l'esigenza di disporre di energia elettrica a costi marginali per lo sviluppo socio economico dell'area.

In particolare:

- il caso base evidenzia la validità economico-finanziaria del progetto e la sua appetibilità dal punto di vista imprenditoriale, pur in assenza di contributi a fondo perduto a condizione che venga destinata alla cessione incentivata al GRTN la potenza massima prevista nella proposta di modifica del DPR 28.1.94 presentata in allegato. In tale caso è disponibile per il mercato locale energia a prezzi marginali per circa 1750 GWh, pari al 54 % del fabbisogno delle industrie energivore locali;
- lo scenario A, che prevede contributi pubblici alle diseconomie di gestione della miniera sino all'entrata in funzione dell'impianto (119 €/mln), prospetta una soluzione che potrebbe risultare appetibile da investitori (industrie energivore locali) interessati a vedere soddisfatto il proprio fabbisogno energetico a prezzi certamente competitivi e con garanzie di lungo termine. In tale ipotesi a fronte di un TIR per l'azionista dell'ordine del 12 % circa verrebbe soddisfatto il 78 % del fabbisogno energetico (2564 GWh) con una cessione incentivata al GRTN di pari entità;
- lo scenario B, che prevede un incentivo per le diseconomie della miniera sino all'entrata in funzione dell'impianto (119 €/mln come nel caso A), presenta una validità economica-finanziaria analoga al caso base, pur consentendo una minore cessione di energia elettrica al GRTN a prezzo incentivato (3150 GWh) ed una maggiore disponibilità di energia elettrica cedibile al mercato locale di riferimento (circa 2000 GWh) pari al 60% del fabbisogno;
- lo scenario C infine evidenzia l'entità dei contributi (670 €/mln) necessari all'iniziativa per presentare livelli di appetibilità economica comparabili a quelli del caso base, nell'ipotesi di cessione a prezzo incentivato al GRTN di una quota di energia elettrica prodotta molto limitata (1828 GWh) così da consentire la cessione a prezzi marginali di 3300 GWh, pari al totale del fabbisogno delle industrie energivore locali. Tale ipotesi, che prevede la coesistenza di consistenti contributi in conto impianto e in contributi in conto esercizio appare problematica dal punto di vista della sua compatibilità con i vincoli vigenti sugli aiuti di stato.

- Lo scenario integrato imprese energivore-miniera che prevede un incentivo per le diseconomie della miniera sino all'entrata in funzione dell'impianto (119 €/mln), la vendita al GRTN di tutta l'energia cedibile a prezzo incentivato (3375 GWh) secondo le modalità previste nella proposta di modifica del DPR 28.01.1994 (allegato 3), il soddisfacimento dell'intero fabbisogno energetico delle industrie energivore locali (3300 GWh), a prezzo marginale (2,91 ¢€/kWh riferito al 2009, primo anno di esercizio della centrale). Tale fabbisogno potrà essere soddisfatto per 1763 GWh dall'energia prodotta dalla centrale (disponibile dopo la vendita dell'energia al GRTN), mentre i restanti 1547 GWh verranno acquistati sul mercato dal gestore della centrale per poi essere ceduti alle imprese energivore.

Con riferimento ai prezzi di acquisto dell'energia "integrativa" sul mercato, è stato inizialmente ipotizzato un costo pari a 5,4 ¢€/kWh (prezzo medio di acquisto nell'area industriale di Portoscuso, secondo una valutazione effettuata da imprese del comprensorio, già comunicata al Ministero delle Attività Produttive).

E' stata successivamente effettuata un'analisi di sensitività ipotizzando un prezzo dell'energia pari a 4,5 ¢€/kWh, in conseguenza a possibili convenzioni per forniture di lunga durata con Enel o con altri operatori internazionali.

Si riportano di seguito i principali fattori di base dello scenario in esame, già esposti nel capitolo 3.5.1.

Scenario integrato imprese energivore - miniera		Ipotesi di tariffa di mercato	Ipotesi di tariffa convenzionata
Energia prodotta dall'impianto	GWh	5128	5128
Energia venduta al GRTN	GWh	3375	3375
Energia disponibile per imprese energivore	GWh	1753	1753
Fabbisogno energetico delle imprese energivore	GWh	3300	3300
Energia integrativa richiesta	GWh	1547	1547
Investimento complessivo	€/mln	1248,8	1248,8
Contributi	€/mln	119,3	119,3
Costo di acquisto dell'energia integrativa per il raggruppamento	¢€/kWh	5,4	4,5
Ricavo vendita energia alle imprese energivore (anno di riferimento 2009)	¢€/kWh	2,91	2,91
VAN del progetto @ 8%	€/mln	-174,7	-78,4
TIR per l'azionista	%	11,14	14,39

Lo scenario presenta un TIR per l'azionista che può variare, in relazione alle condizioni di acquisto che si riusciranno a definire per l'approvvigionamento dell'energia integrativa necessaria, da un minimo di 11,14% sino a raggiungere il valore più interessante di 14,39%.

Peraltro, gli approfondimenti evidenziati sulle ipotesi più prudentiali di sviluppo del progetto, quali ad esempio le proiezioni sul costo del Brent, possono consentire di ulteriori recuperi di redditività, interessanti anche per investitori esterni.

Ricordiamo infatti che tale proiezione è attualmente particolarmente prudentiale per soddisfare le esigenze del sistema bancario; lo studio considera infatti un valore di riferimento del barile pari a 22 \$ nel 2004, a fronte di quotazioni medie consuntivate nell'anno dell'ordine di 30 – 35 \$. Come evidenziato nell'analisi di sensitività un aumento del 10% del prezzo del greggio, pari a soli 2,2 \$/bbl, comporterebbe un aumento del TIR per l'azionista di circa l'1%.

Tale scenario soddisfa totalmente l'esigenze di sviluppo minerario e il fabbisogno energetico delle principali imprese energivore dell'area, assicurando la disponibilità dell'energia necessaria per i processi industriali dell'alluminio e del piombo-zinco nel lungo periodo, con la certezza di un prezzo di approvvigionamento dell'energia necessaria a condizioni certamente vantaggiose (2,91 ¢€/kWh, anno di riferimento 2009, primo anno di funzionamento della nuova centrale).

Tuttavia questo scenario, per la sua effettiva percorribilità, suggerisce la partecipazione diretta al capitale di rischio dell'iniziativa dei futuri fruitori dell'energia.