

## CAPITOLO IX

### VALUTAZIONE COMPARATIVA DELLE ALTERNATIVE ALLE SOLUZIONI PROPOSTE DAL PEARS

#### Introduzione

Gli Impianti di Termo-valorizzazione dei RSU non sono argomento di competenza primaria del Piano Energetico, non essendo essi una fonte primaria di Energia, ma sono di pertinenza del Piano dei Rifiuti dal punto di vista della loro gestione; pertanto l'argomento rientra nella relazione tra i diversi Piani Settoriali ed il Piano Energetico. Tuttavia poiché i RSU considerati come “materia prima seconda” hanno una “implicazione” di Energia di processo (energy payback) che può superare l'Energia resa nella combustione, è utile *discutere le soluzioni alternative alla termo-valorizzazione*.

#### IX.1- Gli impianti di recupero di Energia dai Rifiuti Solidi Urbani

I rifiuti solidi urbani (RSU) non sono una fonte di energia primaria; i RSU sono anzitutto importanti per il contenuto tecnologico che i diversi materiali hanno in quanto tali, cioè per la loro composizione chimica, la loro struttura e funzionalità, per la esauribilità della risorsa. Questi materiali hanno assorbito Energia di processo quando sono stati prodotti partendo dai materiali grezzi; la maggior parte di questa Energia è fluita verso l'ambiente esterno come Energia perduta che la Teoria Termodinamica chiama Anergia, per significare che si tratta di una energia che esiste nell'Ambiente ma non ha più utilità.

L'Energia potenziale chimica che il materiale RSU ancora può esprimere in relazione all'ossigeno atmosferico nei processi di combustione è spesso inferiore all'Energia di processo; è molto più importante la potenzialità d'uso del materiale stesso, infatti la legge attuale considera il rifiuto “materia prima-seconda” proprio per sottolineare la risorsa di materia limitata esauribile.

Il “quarto principio della Termodinamica” (Georgescu Roegen) postula che tutti i materiali nell'essere utilizzati perdono la loro potenzialità d'uso, nel sistema chiuso del nostro Pianeta ciò significa che la risorsa di qualunque materia prima è esauribile, è destinata a esaurirsi. Ne segue che il riuso o riciclo dei materiali è per la nostra società tecnologica un obbligo. Si badi bene che è insito nell'enunciato del 4° PdT che essendo anche il riciclo un processo di uso del materiale, anche nel riciclo il materiale perde “potenzialità”, ovvero il rendimento del riciclo è sempre minore della unità:

$$\eta_{ric} = \frac{m_{ric}}{m_{in}} \leq 1$$

Il 4° Principio della Termodinamica ammonisce che non bisogna neppure esagerare con il riciclo, cioè non si può dire “usiamo pure del materiale M con la prassi dell'usa e getta, dato che in seguito la tecnologia del riciclo salverà il materiale stesso”; infatti se indichiamo con  $\eta_{ric} < 1$  il rendimento del ciclo di recupero, la massa residua “ $m_{res(n)}$ ” del materiale M dopo un numero “n” di cicli di riuso è diventata:

$$m_{res} = m(0) \times \eta_{ric}^n$$

Un esempio è significativo: supponiamo che il rendimento di raccolta-riciclo di un materiale sia dell'ordine di 0,90, e che il numero di ricicli sia n=5; si ha in tal caso

$$\eta_{ric} = 0,90$$

$$m(0) = 1\text{kg}$$

$$m(n) = m(0) \cdot \eta_{ric}^n = 1\text{kg} \times 0,90^5 = 0,53\text{kg}$$

Questo risultato indica che se il ciclo di vita d'uso di un materiale usato come imballaggio, incluso il tempo di raccolta e riprocessamento per riportarlo ad essere riutilizzato (un foglio d'alluminio per alimenti, lattine, etc) è dell'ordine di 1 anno, dopo sei anni ( $n=5$ ) la massa di materiale effettivamente disponibile per il riuso si è dimezzata, il complemento a 1 di questa massa riciclata deve essere compensata usando altra materia prima; pertanto la risorsa primaria grazie al riciclo avrà una maggiore durata, ma va tuttavia esaurendosi.

Da questa analisi si evince che i materiali devono essere riutilizzati come "investimento" in applicazioni con "ciclo di vita" lungo, come è in generale proprio dell'industria dell'Edilizia.

*Bisogna soprattutto dissuadere l'uso dei materiali per imballaggi a perdere: contenitori di vetro o plastica, vassoi di polistirolo, carte e cartoni, alluminio, stagno etc..*

Per capire meglio che anche il riciclo-riuso richiede a sua volta consumo di altre materie prima esauribili come combustibili fossili per il trasporto, i processi di lavaggio, di rifusione e rimodellazione; tutti processi che lasciano traccia di non reversibilità ed emissioni nocive verso l'Ambiente.

Si può dunque concludere che il problema del controllo dei RSU deve essere affrontato riducendo alla radice la produzione di rifiuti, per tale scopo sono necessari protocolli di primo livello internazionale promossi dall'ONU come i noti trattati di Kyoto, Montreal e Goteborg.

Intanto sappiamo che queste azioni richiedono tempi lunghi, pertanto è d'obbligo imporre la pratica della raccolta differenziata, seguita dall'industria di riciclo; anche questa pratica richiede una capillare organizzazione logistica ed industriale, una cultura ed un impegno di ogni cittadino; si prevede che in Sardegna sarà necessario più di un decennio. Nel Frattempo la produzione di RSU continuerà, come trattare i rifiuti?

La tecnica della discarica controllata, di fatto scarica sui nostri discendenti il danno; il danno all'Ambiente sia per il percolato che inquina il suolo, sia per l'emissione di Metano che ha un "effetto serra" atmosferico pari a 23 volte la  $\text{CO}_2$ . Che fare, dunque?

La soluzione tecnologica che corrisponde al male minore nel periodo di transizione è la demolizione dei rifiuti mediante incenerimento o pirolisi o con i nuovi metodi "al plasma" in fase di sperimentazione. Poiché questi processi di termo-distruzione producono inevitabilmente emissioni nocive verso l'ambiente, è d'obbligo quindi adottare le B.A.T. (Best Available Technologies) per minimizzare tali emissioni.

Poiché uno dei sottoprodotti dei processi di termo-distruzione è anche l'energia dei processi esotermici di reazione, è senza dubbio opportuno sfruttare questo "sottoprodotto pregiato" convertendolo in Energia elettrica e calore; questo processo prende il nome di termo-valorizzazione che sottolinea l'essere meglio del mero rendimento, si ottiene in tal modo un sottoprodotto di alto valore aggiunto vendibile che rende economicamente compatibile l'operazione di eliminazione dei rifiuti attenuando così i costi che gravano sulla collettività.

Il PEARS tiene conto del piccolo contributo di produzione elettrica derivante dal “sistema rifiuti” che indirettamente bilancia il fabbisogno di energia primaria impegnata dalle strutture di raccolta. Il PEARS mette in cono che vengano utilizzate le BAT, ma non considera risorsa energetica primaria ai fini della autonomia energetica i RSU, né li mette in conto per la produzione di Energia Elettrica pulita come le FER perché si ritiene che il sistema di pretrattamento separi la parte biologica; la massa che viene inviata alla “termo-distruzione-valorizzazione” è la parte secca che prende il nome di C-D-R (Combustibile Da Rifiuti).

Si pone ora il problema di localizzare questi impianti di “termo-distruzione-Valorizzazione”. La localizzazione si basa sul presupposti già asseriti alla base del PEARS: minimizzare l’alterazione ambientale e gli effetti sul paesaggio. Si tratta di impianti industriali della tipologia degli impianti termoelettrici, pertanto il criterio di localizzazione è basato su una analisi di tipo convenzionale costituita dalle fasi:

- 1)-analisi di inserimento e compatibilità con la pianificazione territoriale
- 2) analisi di compatibilità paesaggistica
- 3) Analisi delle infrastrutture industriali esistenti in particolare per il fabbisogno locale di energia
- 4)analisi delle infrastrutture di trasporto della massa di CDR dal territorio circostante alla centrale
- 5)analisi di mercato e scelta della Tecnologia
- 6)Fattibilità tecnico economica per gli aspetti socio economici
- 7) verifica degli effetti ambientali mediante SIA e procedure di VIA

Dallo studio analitico delle diverse fasi sopra esposte risulta che ciascuna delle principali aree di insediamento industriale della Sardegna (Cagliari, Oristano, Ottana, Macomer, Portotorres, Porto Vesme) presenta i requisiti necessari a rendere possibile ed opportuna l’installazione dell’impianto di Termo-distruzione - Valorizzazione dei RSU.

Ma in particolare i requisiti nella fase 3 e fase 6 sono meglio soddisfatti se gli impianti per i RSU viene installato nell’area di Cagliari-Assemini Casic ove già esiste un impianto di RSU di Termo-valorizzazione da 9 MWe + 5 MWe, e Ottana ove esiste una utenza elettrica e termodinamica ben strutturata ed una situazione socio-economica occupazionale delicata.

Ma la struttura delle utenze termiche ed elettriche alimentata dalla centrale ex ENI da 2x86 MWe è in sofferenza perché tale centrale è ormai obsoleta ed inquinante.

Per queste sostanziali motivazioni, tenuto conto della massa disponibile di CDR che risulta stimata dal Piano regionale dei Rifiuti, il PEARS propone la realizzazione dei seguenti “Impianti di termo-distruzione - valorizzazione”:

-- Impianti da 20 MWe nell’area industriale di Ottana

-- Impianti da 10MWe nell’area Industriale di Cagliari-Assemini (un impianto da 5MWe è già installato; resta da installare altri 5 MWe).

Per l’area di Ottana è da prevedere un potenziamento delle infrastrutture di trasporto.

In conclusione è opportuno ribadire che non sembrano esistere ragionevoli scelte alternative oggi realizzabili nel breve tempo che il sistema di smaltimento dei RSU richiede.

Infatti come è stato argomentato in precedenza, allo stato attuale della organizzazione strutturale del settore riguardo alla *“raccolta differenziata-riciclo”*, non esiste alternativa valida alla Termodistruzione con recupero di Energia dopo la raccolta differenziata.

Riguardo alla localizzazione una possibile alternativa è l'area industriale di Macomer-Tossilo, ma questa non presenta una struttura di utenze termiche ed elettriche così complessa come l'area di Ottana ove ancora è necessario il funzionamento della obsoleta centrale ex Eni da 2x86MW che fornisce alle industrie locali diverse *utilities* (vapore, azoto, energia elettrica)

Riguardo alle specifiche tecnologie impiantistiche di controllo della riduzione delle emissioni che verranno adottate, che dovranno soddisfare i requisiti della B.A.T., non è compito del PEARS esprimersi perché il progetto degli impianti dovrà essere sottoposto a V.I.A. secondo le norme vigenti.

### **IX.1.2 – Valutazione delle soluzioni alternative alla Termo-valorizzazione ed alla dislocazione**

A scopo di chiarezza riassumiamo la proposta della soluzione alternativa a quella contenuta nel PEARS, secondo le amministrazioni locali ed i comitati dei cittadini.

La soluzione della termo-valorizzazione con produzione di energia elettrica contenuta nella proposta di PEARS è stata oggetto di dibattito con i movimenti culturali delle comunità locali, con le rappresentanze politiche dei Comuni interessati, con l'Amministrazione della Provincia di Nuoro.

Il risultato di questo dibattito avvenuto con l'Amministrazione della RAS consiste in una posizione di rigetto della proposta del PEARS e la proposta alternativa di *adottare il sistema della raccolta differenziata ed il riciclo totale dei rifiuti*.

Per quanto si è detto nel paragr. precedente la soluzione della *“raccolta differenziata e riciclo totale”* è condivisibile, è certamente quella più sostenibile per l'Ambiente, ed è coerente con l'obiettivo del PEARS dell'uso razionale di Energia; ma si ritiene non adottabile in pratica nel breve periodo, come è previsto nel Piano Regionale dei Rifiuti (al quale studio si rinvia per maggiori dettagli), tenuto conto della *“emergenza Rifiuti”* sempre in agguato.

Pertanto si ribadisce la necessità di adottare un impianto di termodistruzione con valorizzazione energetica basato sulle *“best Available technologies”* (BAT) come prevedono le norme, assicurando l'abbattimento totale delle diossine e sottoponendo alla continua sorveglianza della amministrazione comunale l'analisi delle emissioni dell'impianto.

Si osservi inoltre che l'*Indicatore di pressione “I<sub>CO2</sub>”* degli impianti RSU influisce per un valore di circa 0,4 Mton/a cioè circa il 3,5% dell' emissione totale del comparto di generazione elettrica per la domanda interna.

Riguardo alla dislocazione nell'area industriale di Ottana del Termovalorizzatore da 20 MWe si possono valutare le seguenti alternative:

a) riguardo al valore della potenza elettrica estraibile dai rifiuti si può ridurre il valore di una entità intorno a 10 MWe tenendo conto del fatto che negli ultimi due anni è cresciuto notevolmente il ricorso alla raccolta differenziata con il riciclo di carta e plastica, di conseguenza si ridurrà nel corso

del 2008 la massa totale annua di CDR. Pertanto oltre alla potenza di 20 MWe di Macchiateddu potranno essere sufficienti ulteriori 10 MWe per il termovalorizzatore della Sardegna centro-settentrionale.

b) Tenendo conto che nell'area industriale di Tssilo (Macomer) esiste già un termovalorizzatore da 2 MWe circa, si potrebbe pensare di potenziare questo fino alla potenza di 10 MWe. A vantaggio di questa eventuale localizzazione si considera il fatto che esiste una infrastruttura di trasporto sia stradale che ferroviaria che arriva proprio alla area industriali di Tossilo (La ferrovia statale).

## **IX.2. Proposte e possibili alternative per il comparto della generazione di Energia elettrica**

Lo stato del sistema di generazione elettrica della Sardegna tenuto conto anche di quelle realizzazioni già previste dal PERS-02, è sintetizzata dalle tabelle allegate alla proposta di PEARS-05 (vedi "Studio per il Piano") per quanto riguarda le strutture produttive.

Lo stato del sistema elettrico per quanto riguarda la domanda e la produzione dell'Energia elettrica è sintetizzato dalle tabelle del PEARS (per i dettagli vedi "Studio per il Piano").

Le principali proposte del PEARS relative a questo comparto consistono nella realizzazione della Centrale integrata con la miniera del carbone sulcis e nella riconversione di alcune centrali esistenti dall'olio combustibile al gas naturale con la tecnologia del "ciclo combinato gas-vapore" (NGCC) che consente oggi di ottenere rendimenti elettrici dell'ordine di 60% e di ridurre le emissioni specifiche locali di CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>/kWh) a circa un terzo rispetto alle emissioni delle centrali a carbone.

Si analizzino ora le proposte di sviluppo del comparto di generazione contenute nella "proposta di PEARS-05" esaminando da prima le linee generali atte a perseguire gli obiettivi di produzione e autonomia, di tutela dell'Ambiente, di rispetto degli obiettivi socio-economici.

Il perseguimento di questi obiettivi ed il rispetto delle norme che scaturiscono dai Piani gerarchicamente preposti ha portato ad adottare nel PEARS proposto le scelte delle diverse fonti di Energia e delle relative tecnologie.

### **IX.2.1- Scelta delle fonti di energia primaria: FEF e FER**

Allo stato attuale del Sistema Elettrico Regionale, nel contesto nazionale ed internazionale, le Fonti di Energia Rinnovabili non sono in grado per loro natura di dare sicurezza di alimentazione stabile alla Rete Elettrica di Base; infatti non sono programmabili e dipendono in generale da fattori fisici legati a variabili aleatorie di natura climatica, anche l'Energia idraulica, pur essendo considerata programmabile ha un residuo aleatorio dovuto a periodi ciclici di siccità; anche nelle regioni montane dell'Italia del nord negli anni 2005 e 2006 si è avuta una diminuzione significativa della produzione idroelettrica.

Pertanto la sicurezza della rete elettrica dell'Italia e della Sardegna deve essere affidata alle fonti d'energia realmente programmabili costituite dai combustibili fossili: tra questi si adottano quelli che meglio assicurano stabilità di prezzi e sicurezza delle forniture e per gli aspetti politici internazionali.

Tuttavia le F.E.R. presentano un fattore di sicurezza e stabilità e di non “esauribilità” della risorsa se si considerano i valori medi annui calcolati su base almeno triennale.

Le F.E.R. rappresentano pertanto un elemento fondamentale per dare due contributi importanti al sistema Elettrico Regionale:

- 1) Contributo all'autonomia energetica che è anche un contributo all'autonomia economica;
- 2) Contributo alla riduzione delle emissioni nocive data l'intrinseca assenza nelle FER di emissioni clima alteranti come la CO<sub>2</sub>.

Riguardo alla scelta delle fonti il PEARS adotta la seguente strategia orientata al perseguimento degli obiettivi principali esposti nel CAP. I di questo R.A.

- Per tener conto della sicurezza della produzione elettrica in rete e nel contempo del problema socio-economico occupazionale e della stabilità dei prezzi e dell'approvvigionamento della materia prima energetica, si adottano le FEF per la potenza elettrica di base programmabile; in particolare si privilegia il carbone rispetto al petrolio (salvo il tar che risolve il problema di un rifiuto industriale) in attesa del metano con il gasdotto dall'Algeria.
- Per ottemperare all'obiettivo di Kyoto e di autonomia energetica si adottano tutte le F.E.R. per raggiungere l'obiettivo EU del 22% di Energia elettrica da FER. In particolare per contribuire anche alla soluzione del problema socio-economico e antropologico culturale legato alla evoluzione del Sistema Agricolo Europeo, assecondando la strategia della nuova PAC 2007-2013 si inserisce nel PEARS un significativo ruolo delle culture agricole finalizzate alla produzione di Energia utile.

Ecco dunque, evidenziamo le “implicazioni ambientali” delle scelte sulle fonti operate dal PEARS proposto: sicurezza e stabilità data dalle FEF che producono alterazione climatica, risposta con le FER che danno autonomia alla Regione e riducono le emissioni CO<sub>2</sub> globali.

Queste scelte hanno diverse ripercussioni quando si arriva alla indicazione di localizzazione degli interventi di sviluppo previsti dal PEARS, pertanto a questo punto è utile sviluppare in dettaglio le proposte di sviluppo facendo riferimento alle caratteristiche strutturali e ambientali di ciascuna area destinata agli insediamenti degli impianti di produzione elettrica.

### **IX.3- Scelta delle particolari tecnologie per ciascuna fonte fossile di Energia**

La scelta delle particolari tecnologie adatte allo sfruttamento di ciascuna fonte di energia deve trovare il giusto equilibrio tra i fattori economici, l'efficienza energetica, la minimizzazione degli effetti sull'ambiente, in particolare la riduzione delle emissioni nocive.

Le scelte delle tecnologie per le FEF sono in gran parte quelle già applicate negli impianti termo-elettrici esistenti e che sono indicate nella tabella che riassume gli “indicatori energetici dello stato” iniziale all'anno 2004-2005. Riassumiamo mettendo in evidenza gli aspetti Ambientali:

per gli impianti termoelettrici a combustibile liquido:

- 1) Impianto di Portoscuso Enel n°2X160 MW<sub>e</sub> a olio combustibile a basso tenore di zolfo, non dotato di desolforatore e denitrificatore; ha una vita di circa 30 anni, svolge soltanto servizi di riserva.

- 2) Impianto di Assemini- Enel  $n^{\circ}2 \times 80 MW_e$  a gasolio, non dotato di desolforatore e denitrificatore; svolge il servizio di Riserva ed il carico di punta.
- 3) Impianti degli autoproduttori alimentati a olio combustibile o gasolio;
- 4) Impianto t.e. di Ottana (ex Enichem) della ditta Clivati  $n^{\circ}2 \times 76 MW_e$  a olio combustibile btz, non dotato di desolforatore e denitrificatore; ha superato 30 anni di vita, è obsoleto.
- 5) Impianto Sarlux 560 MWe alimentato dal "tar" residuo di raffinazione del petrolio ricco di zolfo; processo di gasificazione con uso di Ossigeno; depurazione dei fumi con rimozione di zolfo e NOx. Servizio di produzione continuo. Utilizzo dello Zolfo: emissioni residue di  $SO_2$  30 mg/m<sup>3</sup> pari a 377 ton/a per ciascun gruppo da 186  $MW_e$ .
- 6) Impianto termoelettrico  $n^{\circ}2 \times 160 MW_e$  di Endesa alimentato a olio combustibile btz- (servizio di riserva)- non dotato di DESOX e DENOX
- 7) Impianto di turbine a gas alimentato a gasolio  $4 \times 50 MW_e$  - Endesa Servizio di riserva e di punta.

#### IX.3.1- Impianti termoelettrici a combustibile solido (carbone)

- 1) A Portoscuso Sulcis-3 - Enel, 240  $MW_e$  alimentata a carbone, ciclo tradizionale a vapore - controllo emissioni al camino con desolforatore e DENOX. La desolforazione non è perfetta, emette 6% della  $SO_x$  totale prodotta nella combustione; il desolforatore richiede calcare o calce per neutralizzare SOx ed espelle gesso grezzo che richiede di essere depositato in apposita discarica;
- 2) A Portoscuso: Sulcis 2-Enel 340  $MW_e$ , alimentata a carbone (estero btz+ carbone sulcis a.t.z.); tecnologia di combustione a "letto fluido", controllo delle emissioni di  $SO_x$  con introduzione di calcare nel focolare. Produzione di fanghi e ceneri del Carbone miste a gesso; si ha emissione residua di  $SO_x$  nel rispetto delle norme.
- 3) A Portotorres- Fiume Santo Impianto  $2 \times 320 MW_e$  a carbone estero Endesa. Controllo delle emissioni al camino con desolforatore e DENOX. Richiede calcare, produce gessi e ceneri.

#### IX.3.2- Proposte di sviluppo e possibili alternative per l'area industriale Porto Torres-Fiume Santo

Consideriamo le diverse opzioni possibili per i combustibili tenendo conto anche di quelle già sperimentate nel recente passato: 1) Orimulsion, 2) Olio Combustibile; 3) Carbone; 4) Gas naturale (Metano).

Il combustibile "Orimulsion" è stato utilizzato fino all'anno 2003 per alimentare i gruppi termoelettrici  $2 \times 320 MW$  convertiti a carbone in seguito ad approvazione della RAS nell'ambito del 1° Piano Energetico regionale del 2002-03.

Inizialmente i due gruppi t.e. da 320 MW, dotati di desolforatori, erano alimentati da un combustibile particolare, detto Orimulsion, importato dall'Enel dal Venezuela; combustibile caratterizzato da un



contenuto di zolfo del 4% che richiedeva un flusso elevato di massa di calcare per la desolforazione dei fumi e produceva una grande massa annua di gesso difficile da smaltire. L'Orimulsion fu adottato dall'Enel, perché un referendum popolare della città di Portotorres si oppose a maggioranza all'impiego del carbone estero. Essendo però questo combustibile liquido era alto il rischio di danni all'Ambiente marino e costiero. Incidenti che poi sono accaduti e danni che si sono anche verificati.

Il combustibile era prodotto peraltro solo nel Venezuela e l'approvvigionamento era esposto all'instabilità degli equilibri politici internazionali.

Quando nel 2003 la crisi interna del Venezuela rese precarie le forniture, la società Endesa chiese alla RAS l'autorizzazione a convertire i due gruppi da 320 MW da Orimulsion a carbone estero a basso tenore di zolfo.

La R.A.S. nel 2003 inserì nel Piano Energetico Regionale (PERS-02) l'autorizzazione al passaggio da Orimulsion a carbone valutandone la maggior stabilità delle forniture e dei prezzi e la minore capacità di danno all'ambiente; infatti l'Orimulsion dava luogo a maggiori emissioni residue di  $SO_x$  e di metalli pesanti rispetto al carbone; considerando anche che un riversamento di carbone sulla costa o in mare arreca meno danno ambientale, all'eco-sistema.

Dal punto di vista delle emissioni clima-alteranti controllate dal Protocollo di Kyoto Orimulsion e carbone estero si equivalgono perché tenuto conto del rendimento elettrico dei gruppi e considerando la composizione chimica dell'Orimulsion a base di catrame, ricco cioè di carbonio, l'indicatore di emissione

specifico ( $ICO_2$ )  $\frac{kgCO_2}{kWh}$  è simile.

I due gruppi t.e. da 160 MW<sub>e</sub> hanno circa 30 anni di vita ed essendo alimentabili solo con olio a b.t.z. e non essendo dotati di desolforatore, posso svolgere solo il ruolo di potenza per la sicurezza della Rete Regionale, non rispettano le norme sulle emissioni di  $SO_x$  ed  $NO_x$  (vedi protocollo di Goteborg).

Lo stato iniziale assunto base del PEARS-05 per l'area industriale di Porto Torres-Fiume Santo presenta gli indicatori di stato di tipo energetico seguenti:

- Potenza totale nominale ( $2 \times 320 + 2 \times 160$ ) MW<sub>e</sub> = 960 MW<sub>e</sub>
- Potenza alimentata a carbone  $2 \times 320$  MW<sub>e</sub> = 640 MW<sub>e</sub>
- Potenza alimentata a olio combustibile btz = 320 MW<sub>e</sub>
- Produzione elettrica annua circa 4000 GWh
- Emissioni totali di  $CO_2$  ammesse dalle disposizioni italiane ed UE: 3,4 Mton/a

### IX.3.3 - Lo sviluppo del comparto elettrico di Fiume Santo previsto dal PEARS-05

Essendo stati fatti tra il 2003/2004 significativi investimenti da Endesa per convertire a carbone i gruppi da 320 MW<sub>e</sub> ancora giovani ed efficienti si considera che essi continuino il loro funzionamento a



carbone fino al 2015 nel rispetto delle norme sulle emissioni e del valore di massa annua di  $CO_2$  emettibile assegnato nel quadro del protocollo di Kyoto.

Si pone invece il problema di una scelta tra diverse soluzioni possibili per i due gruppi da 160  $MW_e$ , si prospettano diverse soluzioni: mantenere l'alimentazione ad olio combustibile; convertire i due gruppi ad alimentazione a carbone; convertire i due gruppi a gas metano.

a) Per mantenere l'uso dell'olio combustibile btz (fino al 3% di S), nel rispetto delle prescrizioni di tutela ambientale, è necessario dotare i due gruppi dei desolforatori, ma il costante aumento del prezzo del petrolio non rende l'operazione competitiva sul piano economico; inoltre l'Indicatore di emissione specifica di  $CO_2$  resta elevato perché sono impianti obsoleti con rendimento energetico non alto.

b) La conversione a carbone non è coerente con gli obiettivi di contribuire all'attuazione del Protocollo di Kyoto assunti a base della proposta di PEARS e in parte resta il problema della cattura della  $SO_x$  (cave di calcare, produzione di gessi, etc.)

c) Dopo il 2009 essendo installato il cavo sottomarino SAPEI con potenza 2x500, la necessità dei gruppi 2x160 MW come riserva di potenza non è indispensabile; pertanto essi possono essere fermati o modificati o sostituiti da due gruppi a metano da 200 MW a ciclo combinato ad altissimo rendimento elettrico (0,60) o da un solo gruppo NGCC da 400 MW a metano ad alto rendimento.

Questa soluzione viene proposta perché consente un notevole abbassamento delle emissioni totali di  $CO_2$  avendo la generazione elettrica a NGCC una emissione specifica (o indicatore di  $CO_2$  specifico come indicatore di pressione) minore della metà di quelle a carbone; ha emissioni di  $SO_x$  nulle ed emissioni di  $NO_x$  minori.

Si noti che la scelta della centrale NGCC da 400 MW è un'azione coerente con gli obiettivi principali del PEARS (vedi Cap. I del R.A.): rispettare il Protocollo di Kyoto ed il Protocollo di Goteborg, rispettare secondo l'Indicatore di programma che consiste nell'attenuare la crescita e almeno stabilizzare il valore. Se la decisione verrà assunta nel 2008 la centrale NGCC potrà essere pronta ad entrare in funzione quando in Sardegna arriverà il gasdotto GALSI (la data prevista dal programma definito nel novembre 2007 è l'anno 2012).

#### **IX.3.4 - Proposte “alternative” del comparto elettrico di Fiume Santo**

d) Dopo l'approvazione del PEARS nel corso del 2007 la Società Endesa propone la conversione dei due gruppi 2x160 MW da olio combustibile a carbone estero, con la tecnologia dell'impianto super-iper critico che consente di ottenere una più alta efficienza energetica, con un investimento previsto di 500 milioni di Euri. Questa proposta ha trovato accoglienza da parte della RAS all'interno di un accordo complessivo che prevede la fornitura da parte di Endesa di Energia elettrica a prezzo ridotto alle industrie di base “energivore” della Sardegna che si può considerare come compensazione per gli eventuali effetti negativi sull'ambiente.

Poiché questa ipotesi non era contemplata nel PEARS proposto abbiamo proceduto a ricalcolare il bilancio di materia ed Energia per questo nuovo scenario alternativo.

Il sistema di generazione elettrica della Sardegna risulterebbe basato quasi totalmente sul carbone; questo potrebbe avere effetti economici interni stabilizzanti. Questa scelta non è collaborante con

l'indicatore di programma delle emissioni di  $CO_2$ , non è coerente con l'obiettivo di Kyoto; ma si deve ricordare che tra gli obiettivi del PEARS è stato preso in considerazione come ugualmente importante "l'Obiettivo della stabilizzazione socio-economica della Sardegna" che è certamente influenzato positivamente dalla disponibilità di energia elettrica a basso prezzo, come prevede l'accordo di programma RAS – Endesa.

Come elemento di mitigazione la proposta prevede di effettuare subito la conversione a carbone e riconvertirle a metano dopo la realizzazione completa del metanodotto fino all'area industriale di Fiume Santo

Nota: Nel novembre 2007 si è appreso degli organi di stampa che Endesa Italia è stata acquisita dal gruppo italo-spagnolo ENEL-ACIONA e che le Centrali termoelettriche di Fiume Santo sono passate sotto il controllo del gruppo ASM di Brescia. Si pone il problema della "continuità" dei programmi e impegni assunti da Endesa.

Per poter confrontare le diverse opzioni, ad esempio la conversione dei due gruppi Endesa 2x160 a metano NGCC o a carbone è necessario ricalcolare un nuovo diagramma dello scenario di generazione elettrica (per la produzione interna e per l'esportazione) e ricalcolare le emissioni di  $CO_2$  correlate.

Considerando che la produzione della Sarlux e quella eventuale della centrale integrata con la miniera Sulcis gode del diritto di priorità nel dispacciamento, la scelta alternativa della conversione a carbone dei gruppi Endesa 2x160 comporta che essi possano produrre Energia elettrica soltanto per la esportazione tramite il nuovo cavo sottomarino SAPEI; pertanto la  $CO_2$  emessa in Sardegna cresce, ma essendo legata alle esportazioni è come se la Sardegna esportasse anche produzione di  $CO_2$ .

Si osservi che quando soffiano venti di nord la  $CO_2$  emessa, prima di disperdersi nel grande spazio atmosferico, scorre nel cielo della Sardegna, e potrebbe dar luogo a masse con valori di concentrazione maggiori del valor medio e di conseguenza produrre un suo effetto termico radiante sul suolo locale. E' evidente che se la Energia elettrica esportata fosse prodotta da un impianto a metano NGCC, come previsto nel PEARS proposto, la emissione di  $CO_2$  sarebbe molto minore.

Questi confronti sono chiariti dai diagrammi ricalcolati presentati nelle fig. 1, 2, 3, 4, allegate.

#### **IX.4- Valutazione comparata delle alternative tra le tecnologie per le fonti rinnovabili di Energia**

##### **IX.4.1- Impianti ad Energia Solare per la produzione di Energia elettrica**

.

Il PEARS prende in esame due tecnologie per la produzione di Energia elettrica dalla radiazione solare:

- a) la tecnologia Fotovoltaica a pannelli piani a base di silicio;
- b) la tecnologia con specchi concentratori per alta temperatura detta anche "Solare termodinamica".

Tenuto conto del fatto che il PEARS è a medio termine ma le scadenze di Kyoto sono ormai a breve termine, bisogna puntare sulle tecnologie provate per le quali le condizioni economiche siano compatibili economicamente o adeguatamente sostenute.

Il PEARS propone la realizzazione di Impianti elettro-solari di tipo FV per una potenza complessiva di 100 MW al 2012 e Impianti del tipo “solare termodinamico” per una potenza di 80 MW<sub>e</sub> in totale.

Poiché la normativa italiana di sostegno alla Energia solare prevede con il Decreto del 28 luglio 2005 e s.m. un incentivo (in conto produzione) molto attraente per gli impianti FV con sostegno dell'ordine di 0,40 €/kWh per 20 anni, anche per impianti di grande potenza dell'ordine dei MW<sub>e</sub>; mentre non essendo previsto fino a marzo 2008 per gli impianti del tipo “solare termodinamico” un certificato verde di valore adeguato non si sono sviluppate realizzazioni di dimensioni industriali del tipo esistenti negli Stati Uniti. Pertanto è utile prevedere una valida alternativa per gli impianti “solare termodinamico” da 80 MW totali. Analizziamo le possibili alternative.

- a) Compensare la produzione da FER ad essi attribuita mediante ulteriore potenza eolica installata; sarebbe necessario installare circa 70 MW nominali (equivalente circa a 35 grandi eoliche da 2000 kW). Si avrebbe una riduzione della impronta ecologica orizzontale come Indicatore di pressione, ma un aumento dell'Impronta paesistica sul piano verticale sopra l'orizzonte.
- b) aumento della produzione di Energia elettrica da biomassa: è difficilmente ottenibile perché il contributo previsto dal PEARS per 935 GWh è già elevato tenuto conto e della produttività del suolo, e delle condizioni generali climatiche.
- c) aumento della produzione idroelettrica: la produttività residua ancora sfruttabile è piccola rispetto a questa esigenza, tenuto conto anche in questo caso dei regimi storici di piovosità e delle strutture di sbarramento esistenti.
- d) sostituire il campo specchi previsto per gli impianti di tipo “solare termodinamico” con impianti di pari produttività elettrica del tipo Foto-Voltaico.

Questa pare la soluzione alternativa più adeguata tenuto conto anche del fatto che i pannelli fotovoltaici hanno nel nostro clima una efficienza globale d'uso della radiazione solare maggiore dei sistemi a concentrazione; infatti i primi sono capaci di captare e convertire anche la Radiazione Solare diffusa che nel nostro clima è dell'ordine del 30% su base annua. Di fatto nei climi umidi mediterranei il “sistema solare termodinamico” può avere rendimenti d'uso medio-annuo minori del sistema fotovoltaico il cui rendimento è in fase crescita.

#### **IX.4.2- Impianti a biomassa per la produzione di Energia elettrica; valutazione delle alternative**

Il PEARS propone di fare uso razionale della Exergia della biomassa poiché la disponibilità della biomassa in Sardegna è ridotta per motivi climatici e per la piaga degli incendi.

La biomassa può fornire Energia di diverse forme a diverse utenze; in particolare può fornire:

- 1) Energia termica per il riscaldamento delle case e dei processi termici,
- 2) Energia elettrica da immettere nella rete regionale e per autoproduzione,
- 3) Energia per il settore Trasporti.

Mediante la realizzazione di impianti a cogenerazione si realizza un uso razionale della energia; mentre se si utilizza la legna soltanto per produrre calore a bassa temperatura per gli edifici si spreca l'Exergia, cioè non si utilizza la potenzialità di produrre la pregiatissima Energia elettrica.

Normalmente gli impianti termoelettrici e di riscaldamento sono impianti fissi, perciò la legna e le erbe sono adatte; Il PEARS proposto prevede schematicamente la utilizzazione delle biomasse arboree ed

erbacee per alimentare gli impianti termoelettrici fissi di piccole e medio-grandi dimensioni per una potenza complessiva di 135 MWe, destinando invece i biocarburanti (bioalcol e biodiesel) alle utenze mobili; questa proposta si basa sulla constatazione evidente che il settore trasporti non potrà godere dell'uso delle FER finché non sarà adottata la tecnologia dell'Idrogeno prodotto dalle FER; oggi l'unica possibilità di introdurre Energia pulita nei trasporti è l'uso dei biocarburanti derivati dagli olii vegetali o dal bioalcol. Infatti l'Unione Europea raccomanda di giungere nel 2010 a dare un contributo del 5,75% al bisogno di Energia dei trasporti mediante biocarburanti; anche il PEARS-05 ha adottato questo valore come obiettivo di compatibilità ambientale.

### **Valutazione delle alternative**

Viene avanzata da produttori che intendono installare impianti termoelettrici in Sardegna la proposta di alimentare tali impianti fissi con olio di palma, olio di colza o di brassica carinata...jatropha...

Benché si tratti di biomassa bisogna sottolineare che l'uso dei biocarburanti dovrebbe essere riservato ai mezzi di trasporto che non possono funzionare utilizzando biomassa allo stato solido.

La provincia di Nuoro in luogo della Centrale a biomassa legnosa prevista dal PEARS propone, in qualità di Autorità Ambientale, come obiettivo del Piano Energetico Provinciale la costruzione di una centrale da 40 MW<sub>el</sub> da alimentare con olio di palma importato dall'Indonesia. Un tale impianto richiede 60.000 t/a di olio che richiedono 60.000x2 ha di territorio coltivato a colza.

Per quanto riguarda la soluzione al problema dell'abbandono della coltura della barbabietola la SADAM propone la costruzione di un gruppo termoelettrico a olio di palma e di un impianto per la produzione di biodiesel a Macchiareddu (Cagliari).

*Nel maggio 2008 si apprende dalla stampa (Unione Sarda e TG regionali) che il Comune di Santa Giusta propone una centrale termoelettrica da 136 MWe da alimentare ad olio di Jatropha importato dal Benin per un volume di 250.000 ton/anno.*

Questo rapporto Ambientale propone che nel corso della VAS del PEARS-05 queste proposte vengano analizzate con cautela, infatti nonostante possano corrispondere ad un vantaggio economico dell'imprenditore, queste proposte non corrispondono agli obiettivi socio-economici del PEARS e neppure a quelli di Kyoto se si considera tutto il processo con il metodo LCA.

Osserviamo in generale che se la biomassa utilizzata non è prodotta localmente viene meno uno degli scopi fondamentali per cui si utilizzano sostanze di tipo alimentare per produrre "Energia grezza" cioè, come prevedono le direttive UE sulla nuova PAC, per frenare l'abbandono delle campagne, delle zone interne, la deriva socio-antropologica, la piaga della disoccupazione; inoltre si devono prendere le precauzioni perché si abbia la garanzia che non si stia contribuendo involontariamente a danni ambientali e condizioni di sfruttamento dell'uomo nelle nazioni del terzo mondo (Indonesia, Indocina) ove avviene la produzione e la raccolta.

**Altre proposte non contenute nel PEARS**

Si ha notizia di una centrale termoelettrica a biomassa ligno-cellulosica approvata dal Ministero delle Attività Produttive ed in costruzione a Serramanna (CA).

Si ha notizia di una centrale simile alla precedente da 10 MWel approvata dal Ministero delle Attività Produttive da realizzarsi a Giave (SS).

**ALLEGATI: Tabelle e diagrammi**

COMPARTO DI GENERAZIONE TERMoeLETTRICO				
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	COMBUSTIBILE	TIPO IMPIANTO e Ciclo
FIUME SANTO ENDESA	GRUPPO F01 (Riserva)	160 MW	O.C.D.	VAPORE
	GRUPPO F02 (Riserva)	160 MW	O.C.D.	VAPORE
	GRUPPO F03	320 MW	CARBONE ESTERO	VAPORE
	GRUPPO F04	320 MW	CARBONE ESTERO	VAPORE
TOTALE FIUME SANTO		960 MW		
PORTOSCUSO Enel	GRUPPO PS1 (Riserva)	160 MW	OLIO COMB.	VAPORE
	GRUPPO PS2 (Riserva)	160 MW	OLIO COMB.	VAPORE
TOTALE PORTOSCUSO (di riserva)		320 MW		
SULCIS 3 Enel Produzione	GRUPPO SU3	240 MW	OLIO / CARBONE (Sulcis + Estero)	VAPORE
SULCIS 2 Enel Produzione (In servizio al 2006)	GRUPPO SU2 (Collaudo in corso nel 2005)	340 MW	Letto fluido (CFBC) (Carbone Sulcis + Estero) + biomassa	VAPORE
TOTALE SULCIS in esercizio		580 MW		
ASSEMINI Enel	GRUPPO AS1	88 MW	GASOLIO	TURBOGAS
	GRUPPO AS2	88 MW	GASOLIO	TURBOGAS
TOTALE ASSEMINI ( Riserva e Punta)		176 MW		

**Tab.IX.1a** - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004 (continua).

(continua descrizione)

COMPARTO DI GENERAZIONE TERMoeLETTRICO				
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	COMBUSTIBILE	TIPO IMPIANTO
ENDESA - Fiumesanto di riserva (in servizio)	2x40 MW	80 MW	gasolio	TURBOGAS
TOTALE		80 MW		
SARLUX (Sarroch)	TOTALE	560 MW	RESIDUI RAFFINAZ. PETROLIO (TAR)	TURBOGAS/VAPORE (IGCC)
SARROCH POLIMER EUROPA	TOTALE	52 MW	OLIO COMB. E GAS DI RECUPERO	TURBOGAS
SARAS	TOTALE	52 MW	GAS DI RECUPERO	-----
PORTOTORRES	TOTALE	45 MW	OLIO C. E GAS DI RECUPERO	TURBOGAS
OTTANA Ex ENI - ex A.E.S. CWF Italia	TOTALE	2x70 = 140 MW	OLIO C. E GAS DI RECUPERO Coal Water	Vapore
Syndial (ex Enichem)		95 MW (*)	OLIO COMB.	Vapore
Cartiera di Arbatax	TOTALE	70 (*)	OLIO COMB.	vapore
SADAM (ex Eridania)		1x3 +2x2,14 MW (*) (f.s)	OLIO	--
Enel S. Gilla	TOTALE	70 MW (f.s.)	OLIO	Vapore
CWF Italia (Santa Giusta)		13 MW (*)	Coal Water	Vapore
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO TERMoeLETTRICO		2978 MW; esclusi gli (*) e (f.s.) il cui stato è incerto o fuori servizio		

**Tab.IX.1b** - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE IDROELETTRICO			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
FLUMENDOSA Enel G.P.	1° S	7.80 MW	SERBATOIO
	2° S	28.20 MW	SERBATOIO
	3° S	9.60 MW	SERBATOIO
TOTALE FLUMENDOSA		45.60 MW	
TALORO Enel Produzione	1° S	41.6 MW	SERBATOIO
	2° S	26.4 MW	SERBATOIO
	3° S	6.3 MW	SERBATOIO
	REVERSIBILE	240 MW	POMPAGGIO
TOTALE TALORO		314.3 MW	
COGHINAS Enel G.P.	1° S	22.7 MW	SERBATOIO
TOTALE COGHINAS		22.7 MW	
CEDRINO Enel G.P.	1° S	2.04 MW	ACQUA FLUENTE
TOTALE CEDRINO		2.04 MW	
OZIERI Enel G.P.	1° S	9.90 MW	SERBATOIO
TOTALE OZIERI		9.90 MW	
CASTELDORIA Enel G.P.	1° S	5 MW	BACINO
TIRSO Busachi	1 S	20 MW	Bacino Tirso
UVINI E.A.F.	1° S	13 MW	BACINO
TOTALE UVINI		13 MW	
SANTU MIALI E.A.F.	1° S	24 MW	BACINO
TOTALE SANTU MIALI		24 MW	
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO IDROELETTRICO		456.54 MW	

**Tab.IX.1c** - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Idroelettrici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE BIOMASSE & R.S.U.			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
S.GAVINO MONR.	TOTALE	255 kW	BIOMASSE (Suini)
THIESI	TOTALE	1020 kW	BIOMASSE
ISILI (Mamusa) (In costruzione)	TOTALE	1400 kW	BIOMASSE (Suini)
CASIC	TOTALE	9400 kW	R.S.U.
SERDIANA	TOTALE	3300 kW	R.S.U.
MACOMER	TOTALE	1600 kW	R.S.U. & R.S.I.A.
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO BIOMASSE & R.S.U.		16975 kW = 16,975MW	

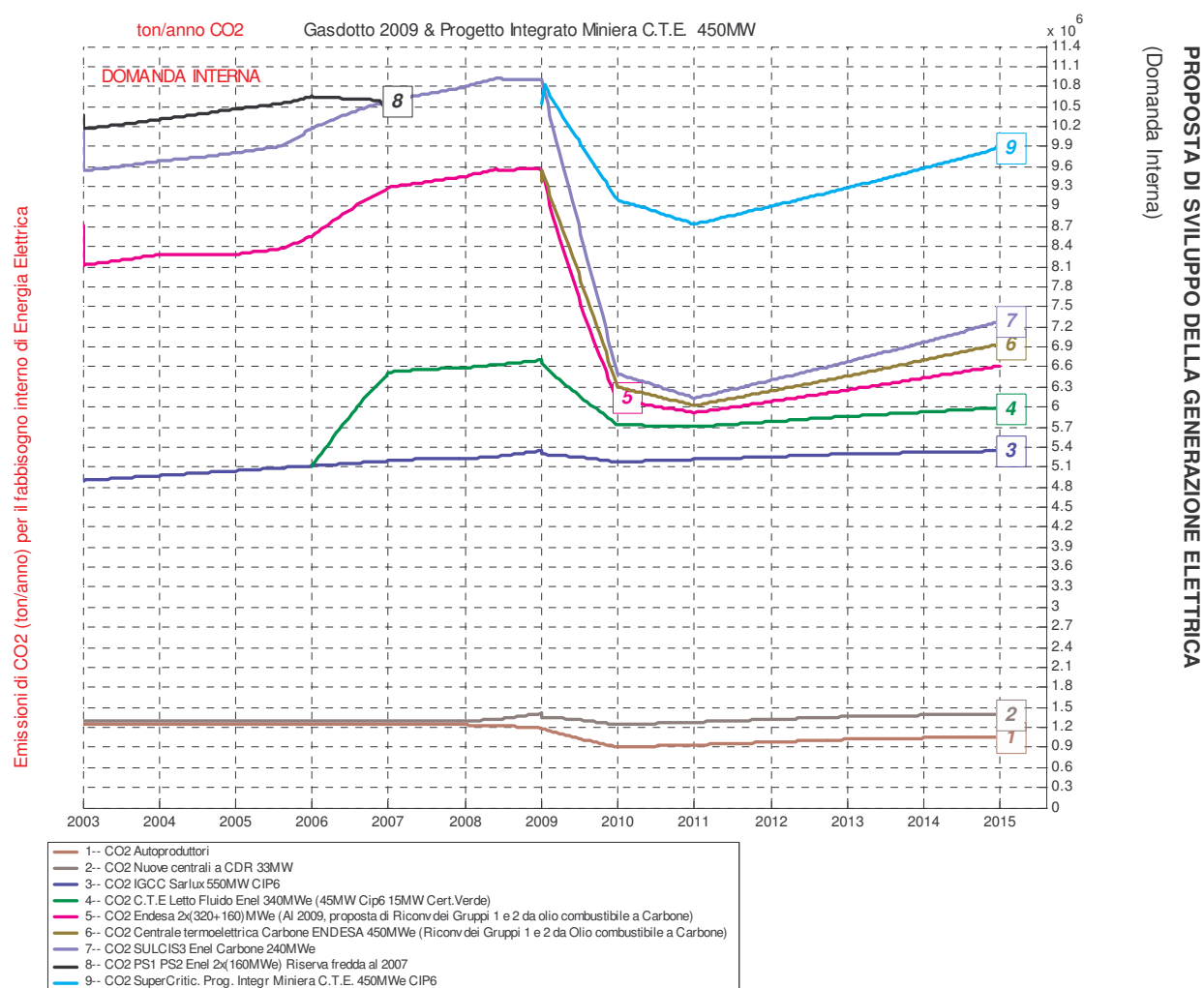
**Tab.IX. 1d** - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti a Biomassa e R.S.U. al Dicembre 2004.



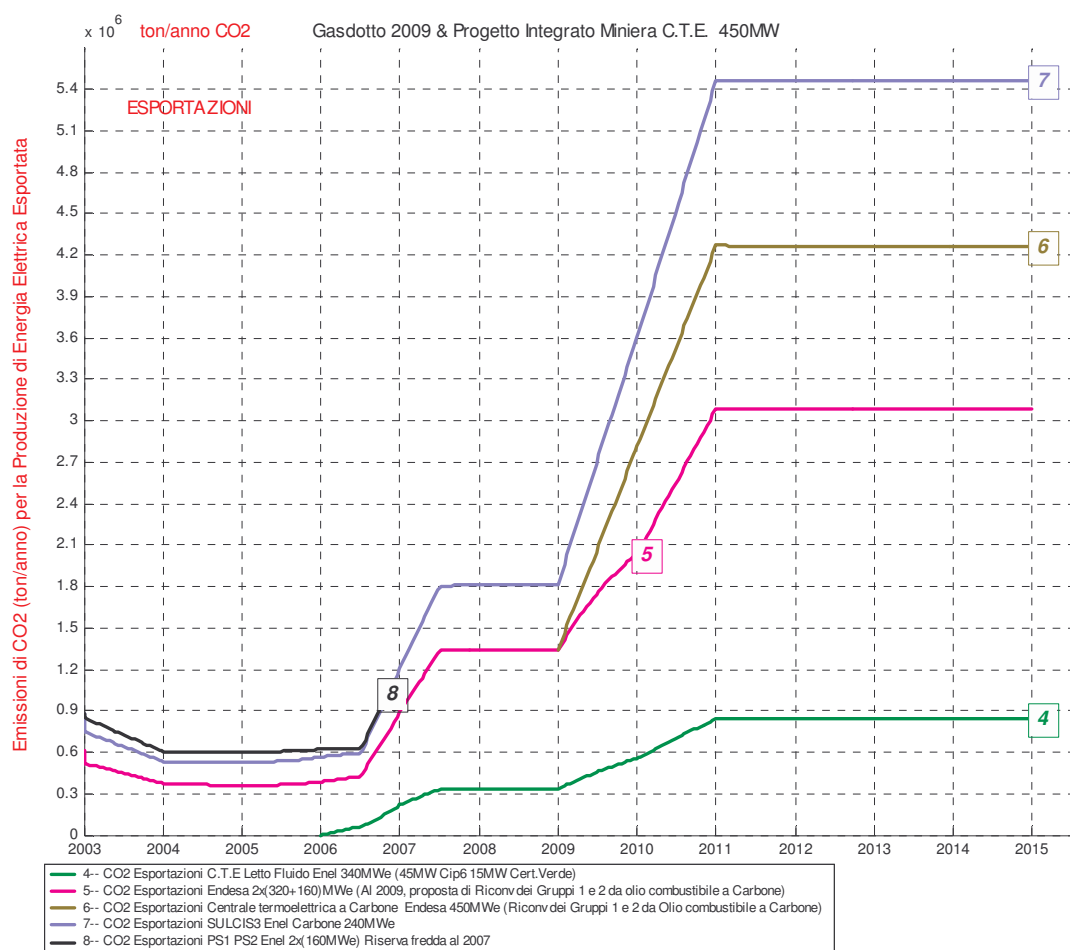
COMPARTO DI GENERAZIONE FOTOVOLTAICO E EOLICO.			
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	TIPO IMPIANTO
CARLOFORTE	TOTALE	600 kW	FOTOVOLTAICO
ALTA NURRA PORTO TORRES	TOTALE	100 kW	FOTOVOLTAICO
POTENZA TOTALE GENERATA DAL COMPARTO FOTOVOLTAICO		0.700 MW	
SITI CENTRALI FONTE EOLICA AL 2002		102 MW	EOLICO
POTENZA TOTALE GENERATA DAL COMPARTO EOLICO (al 31-12-2004)		240 MW	
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO FOTOVOLTAICO EOLICO		240.7 MW	

**Tab.IX.1e** - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Eolici e Fotovoltaici al Dicembre 2004.

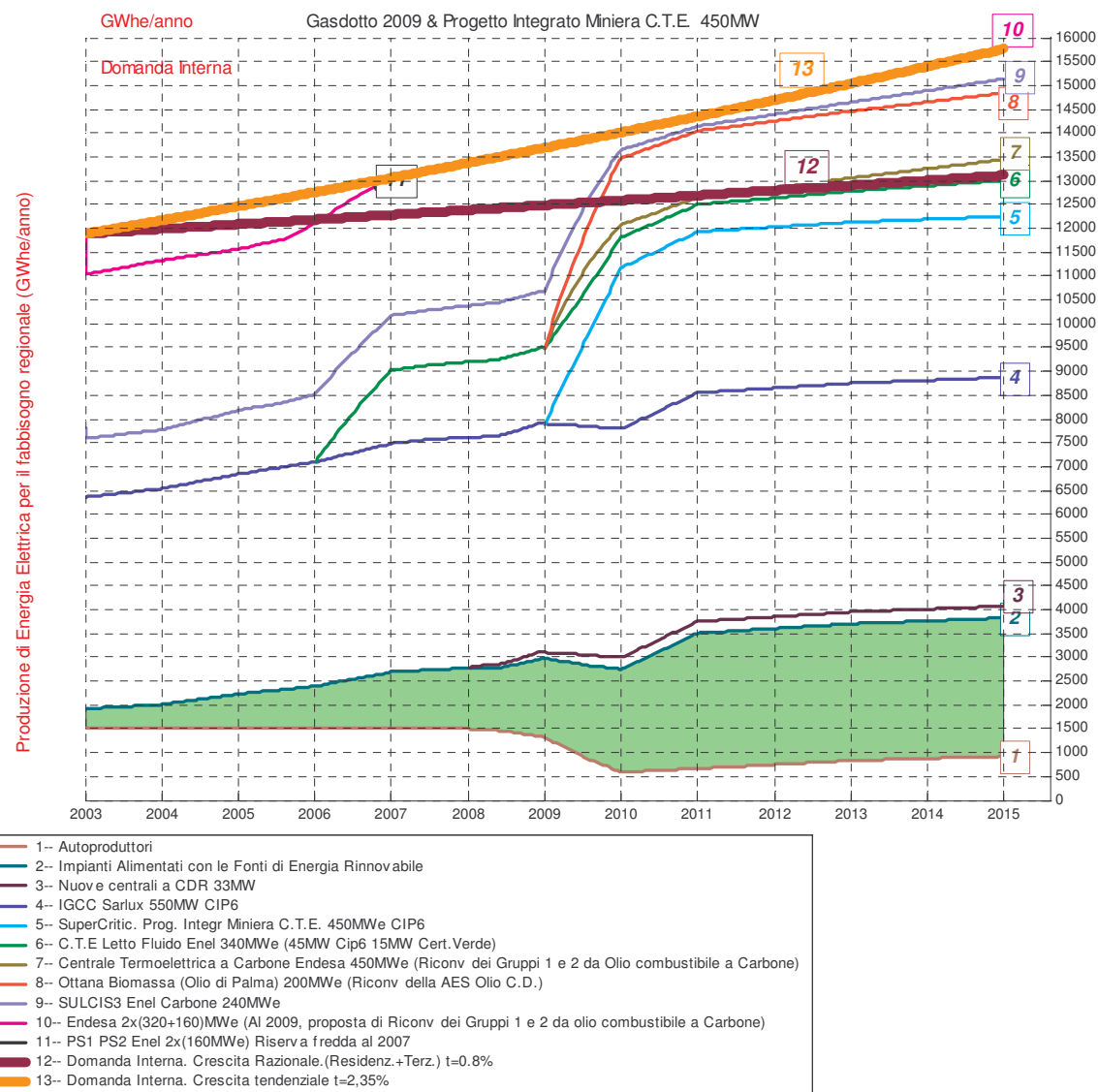
ESAMINIAMO I RISULTATI AMBIENTALI DELLA IPOTESI ALTERNATIVA  
 PROPOSTA DA ENDESA: Conversione dei gruppi a olio 2x160 MWe a carbone anzi che a metano



**Fig.IX.1.** Emissioni di CO<sub>2</sub>. **Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica** per la domanda interna. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 0.4Mton/a Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). Ottana 40 MW alimentata a biomassa con olio di palma. I due gruppi da 160 MW ad Olio Combustibile denso di Endesa verranno sostituiti con una centrale da 450 MW alimentata a Carbone

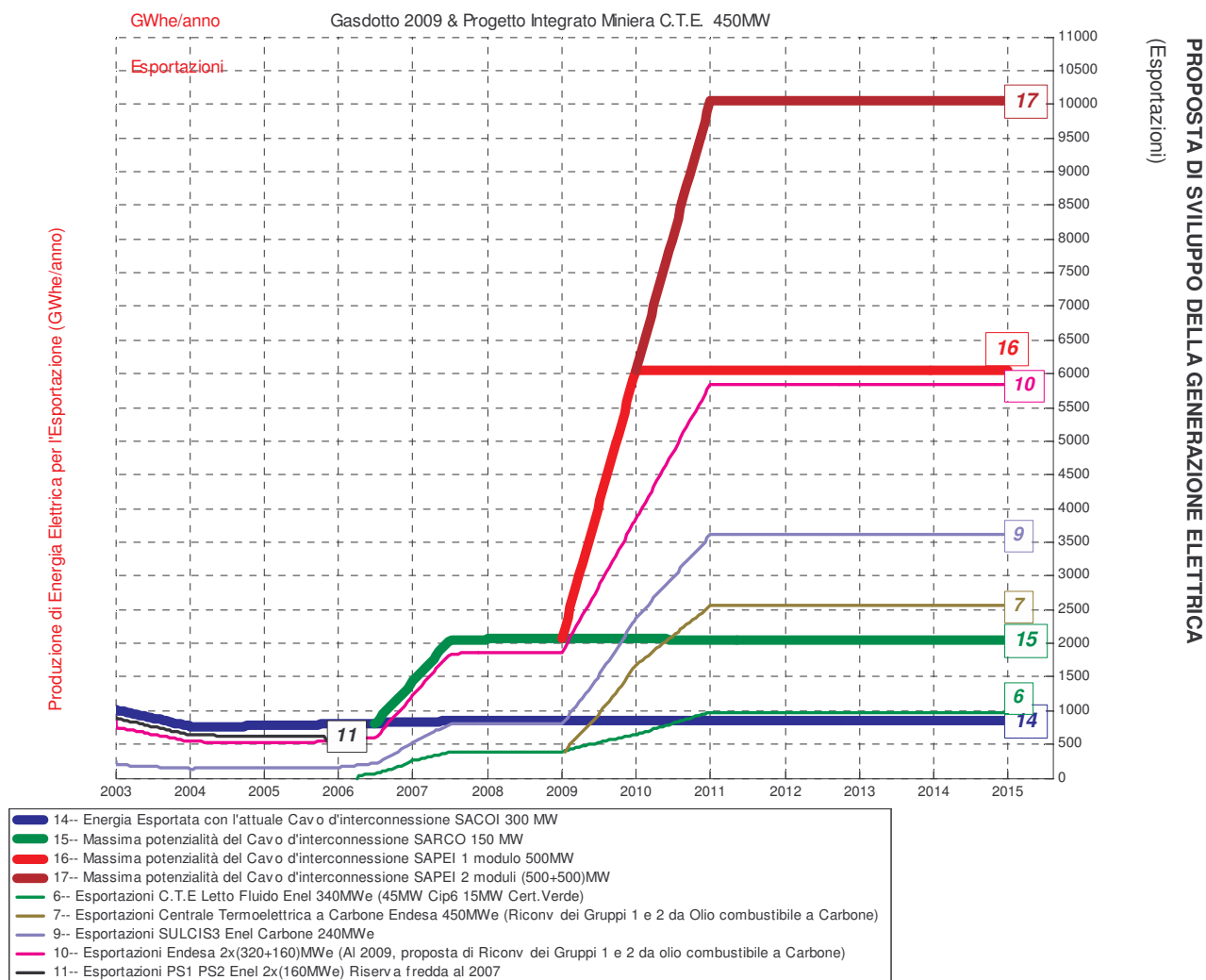


**Fig.IX.2.** Emissioni di CO<sub>2</sub>. **Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica** per le esportazioni. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 0.4 Mton/a Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). Ottana 200MW alimentata a biomassa con olio di palma. I due gruppi da 160 MW ad Olio Combustibile denso di Endesa verranno sostituiti con una centrale da 450 MW alimentata a Carbone



PROPOSTA DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA  
(Domanda Interna)

**Fig.IX.3.. Proposta di sviluppo "alternativa" della Generazione Elettrica** per la domanda interna. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 0.4Mton/a Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). **"Ottana 40 MW alimentata a biomassa con olio di palma. I due gruppi da 160 MW ad Olio Combustibile denso di Endesa verranno sostituiti con una centrale da 450 MW alimentata a Carbone"**.



**Fig.IX.4. Proposta di sviluppo della Generazione Elettrica** per le esportazioni. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 0.4 Mton/a Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente). Ottana 40 MW alimentata a biomassa con olio di palma. I due gruppi da 160 MW ad Olio Combustibile denso di Endesa verranno sostituiti con una centrale da 450 MW alimentata a Carbone

## INDICE Cap. IX

### VALUTAZIONE COMPARATIVA DELLE ALTERNATIVE ALLE SOLUZIONI PROPOSTE DAL PEARS

IX.1 - Gli impianti di recupero di Energia dai Rifiuti Solidi Urbani	pag. 01
IX.1.2 - Valutazione delle soluzioni alternative alla termo-valorizzazione ed alla dislocazione	pag. 04
IX.2 - Proposte e possibili alternative per il comparto della generazione di Energia elettrica	pag. 05
IX.2.1 - Scelta delle fonti di energia primaria: FEF e FER	pag. 05
IX.3 - Scelta delle particolari tecnologie per ciascuna fonte fossile di Energia	pag. 06
IX.3.1 - Impianti termoelettrici a combustibile solido (carbone)	pag. 07
IX.3.2 - Proposte di sviluppo e possibili alternative per l'area industriale Porto Torres - Fiume Santo	pag. 07
IX.3.3 - Lo sviluppo del comparto elettrico di Fiume Santo previsto dal PEARS-05	pag. 08
IX.3.4 - Proposte "alternative" del comparto elettrico di Fiume Santo	pag. 09
IX.4 - Valutazione comparata delle alternative tra le tecnologie per le fonti rinnovabili di Energia	pag. 10
IX.4.1- Impianti ad Energia Solare per la produzione di Energia elettrica	pag. 10
IX.4.2- Impianti a biomassa per la produzione di Energia elettrica; valutazione delle alternative	pag. 11