



Regione Autonoma della Sardegna
Assessorato dell'Industria

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

Sintesi della proposta

Settembre 2005

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE

PREMESSA

Il Piano energetico ha lo scopo di prevedere lo sviluppo del sistema energetico regionale in condizioni dinamiche, fortemente influenzate dalle condizioni iniziali che variano nel momento in cui si programma; infatti le norme dell'U.E. e del Governo italiano sono in continua evoluzione, così pure le condizioni economiche internazionali nel determinare la dinamica dei prezzi. La peculiarità della Regione Sardegna, sistema semi-chiuso, non dotato del metano e delle grandi infrastrutture, con la necessità di una riserva di potenza dell'80% della potenza di punta, comporta un tempo di assestamento lungo per arrivare allo stato di sistema energetico equilibrato. Date queste specificità, il Piano è uno strumento flessibile che definisce delle priorità, che ipotizza scenari nuovi in materia di compatibilità ambientale degli impianti energetici che si basano sulla utilizzazione delle migliori tecnologie e sulle possibili evoluzioni del contesto normativo nazionale e europeo.

I. LO STATO DEL SISTEMA ENERGETICO DELLA SARDEGNA AL 2004

I.1. Il quadro di riferimento

Le basi giuridiche del Piano Energetico Ambientale Regionale

Il nuovo art. 117 della Costituzione prevede che: Omissis ... "Sono materie di legislazione concorrente quelle relative alla "omissis" ... ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi; tutela della salute; alimentazione; ordinamento sportivo; protezione civile; governo del territorio; porti e aeroporti civili; grandi reti di trasporto e di navigazione; ordinamento della comunicazione; produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia; "omissis"... Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato". (testo completo, vedi appendice Cap.I).

Il Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112: "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";

Il DLgs elenca le competenze riservate allo Stato e quelle riservate alla Regione in materia di Energia; istituisce l'obbligo esclusivo per le Regioni di dotarsi di un Piano Energetico Regionale, cioè diversamente dalla L. n. 10/1991 lo stato non supplisce alla carenza legislativa delle Regioni. Il Piano energetico regionale deve rispettare il Piano energetico nazionale.

l'Italia ha varato il Piano Energetico Nazionale nel 1988 (PEN-1988) e diverse leggi successive di attuazione, in un quadro che è diventato complesso e di cui si citano solo le leggi principali.

- *La Legge N. 09 del gennaio 1991*, di attuazione del PEN 1988 per la liberalizzazione della produzione elettrica da impianti di cogenerazione o da fonti di Energia rinnovabili;
- *la Legge N. 10 del 9 gennaio 1991* che attua il PEN 1988 per quanto riguarda il risparmio di Energia, l'Uso Razionale dell'Energia (di seguito URE), l'uso delle fonti di energia rinnovabili (in seguito FER) e introduce il Piano Energetico regionale e comunale.
- *La Deliberazione CIPE n. 126 del 06 agosto 1999*: di approvazione del “Libro bianco per la valorizzazione delle fonti di Energia rinnovabili”. In attuazione del Piano Energetico Nazionale.
- *Legge n.120/2002*: “Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997”.
- *La deliberazione Cipe del 19 dicembre 2002*: “Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra” (secondo la Legge n.120/2002).

Il Piano energetico regionale dovendo ottemperare a queste ultime leggi di controllo ambientale, e ad altre ancora più specifiche, deve svilupparsi come “Piano Energetico Ambientale Regionale” (d'ora in avanti PEARS).

Stabilità e sicurezza della rete

Uno degli obiettivi strategici che con il PEARS si intende perseguire è relativo al rafforzamento delle infrastrutture energetiche della Sardegna. L'azione del Governo Regionale intende agevolare per quanto di sua competenza una interconnessione strutturale più solida della Sardegna con le Reti Transeuropee dell'Energia, mediante la realizzazione del cavo elettrico sottomarino di grande potenza Sardegna Corsica Italia (di seguito SAPEI) e il metanodotto sottomarino dall'Algeria.

Il Sistema Energetico funzionale all'apparato produttivo

La struttura produttiva di base esistente in Sardegna deve essere preservata e migliorata sia per le implicazioni ambientali sia per le prospettive dei posti di lavoro; pertanto il Sistema Energetico Regionale deve essere proporzionato in modo da fornire al sistema industriale esistente l'Energia a costi adeguati a conseguire la competitività internazionale. Inoltre essendo previsto dal programma del Governo Regionale uno sviluppo del settore terziario, è utile anche verificare in particolare la evoluzione della domanda di Energia di questo sub-settore.

Tutela ambientale

L'Amministrazione della Regione Sardegna, in armonia con il contesto dell'Europa e dell'Italia, ritiene di particolare importanza la tutela ambientale, territoriale e paesaggistica della Sardegna, pertanto gli interventi e le azioni del Sistema Energetico Regionale devono essere concepite in modo da minimizzare l'alterazione ambientale.

In tale direzione gli impianti di captazione di Energia eolica e solare aventi estensione considerevole per la produzione di potenza elettrica a scala industriale devono essere localizzati in siti compromessi preferibilmente in aree industriali esistenti.

Gli impianti eolici esistenti possono essere ristrutturati con una attenta valutazione delle modifiche proposte.

Riguardo alla tutela ambientale si ricorda che l'Italia, avendo aderito al protocollo di Kyoto, deve diminuire del 6,5% rispetto al valore del 1990 le emissioni di anidride carbonica entro il 2010. E' evidente che ogni Regione deve dare il suo contributo, ma non è stata stabilita dallo Stato una ripartizione di questi oneri di riduzione delle emissioni di CO₂ tra le Regioni.

La Sardegna si propone di contribuire a rispettare i programmi di riduzione delle emissioni nocive secondo il Protocolli di Montreal, di Kyoto, di Goteborg, compatibilmente con le esigenze generali di equilibrio socio-economico e di stabilità del sistema industriale esistente. In particolare si propone di contribuire alla riduzione delle emissioni nel comparto di generazione elettrica facendo ricorso alle FER ed alle migliori tecnologie per le fonti fossili e tenendo conto della opportunità strategica per l'impatto economico-sociale del ricorso al carbone Sulcis.

Onde perseguire il rispetto del Protocollo di Kyoto l'U.E. ha approvato la Direttiva 2001/77/CE che prevede per l'Italia un *“Valore di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali”* per il contributo delle Fonti Rinnovabili nella produzione elettrica pari al 22% del consumo interno lordo di Energia elettrica all'anno 2010. Il Dlgs n.387/2003 (attuativo della Direttiva) prevede la ripartizione tra le Regioni delle quote di produzione di Energia elettrica da FER, ma ad oggi lo Stato non ha ancora deliberato questa ripartizione. Il contesto normativo della Direttiva in oggetto lascia intendere che questo valore del 22% è da interpretare come valore di riferimento, e che eventuali scostamenti giustificati sono possibili; nel caso della Sardegna esistono obiettive difficoltà strutturali dipendenti da fattori esterni che rendono difficoltoso, alle condizioni attuali, il raggiungimento dell'obiettivo così a breve termine.

E' utile ribadire che in Sardegna il rispetto della Direttiva 2001/77/CE sullo sviluppo delle FER deve comunque essere armonizzato con la normativa di tutela ambientale.

Le strutture delle reti dell'Energia

Il Sistema Energetico Regionale della Sardegna è quasi isolato dal punto di vista strutturale allo stato attuale, infatti esiste il cavo sottomarino Sardegna Corsica Italia (di seguito SACOI) che è una infrastruttura obsoleta di limitata potenza; per il prossimo futuro è invece previsto il collegamento mediante un nuovo cavo da 500 MW per il 2008 ed un ulteriore cavo da 500 MW per il 2009 (SAPEI), secondo il nuovo programma del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (in seguito GRTN).

Le scelte sulla potenza delle centrali termoelettriche di nuova costruzione devono tenere conto dell'influenza sulla rete elettrica di alta tensione esistente e devono essere armonizzate, in collaborazione con il GRTN, con i programmi di sviluppo in atto. In particolare è importante tenere conto delle caratteristiche dell'elettrodotto di Alta Tensione (di seguito AT) che collega il polo elettrico del Sulcis con quello dell'Alta Nurra in rapporto allo

sviluppo della potenza del polo elettrico di Portoscuso; è pure importante potenziare la connessione in AT dell'area industriale di Ottana attualmente sottodimensionata rispetto alla potenza di generazione esistente e prevedibile per il medio termine.

Il Sistema Energetico Regionale è anche costituito dalla rete di distribuzione del gas combustibile che è in fase avanzata di costruzione nella maggior parte dei capoluoghi. Inoltre è previsto il metanodotto dall'Algeria alla Sardegna ed alla Penisola italiana la cui realizzazione è attesa per il 2009.

Nella progettazione e realizzazione della dorsale del metanodotto che attraverserà la Sardegna si devono prevedere le diramazioni sia per i bacini delle aree urbane, che per le aree industriali al servizio delle future centrali termoelettriche a metano.

Il Piano Energetico Regionale tiene conto di tutte le possibili soluzioni tecnologiche, economicamente compatibili, per risparmiare Energia razionalizzando l'uso e migliorando l'efficienza energetica, dando sicurezza e stabilità al sistema elettrico.

Lo sviluppo del comparto di generazione elettrica deve contribuire ad assicurare stabilità, efficienza, sicurezza del Sistema Elettrico Regionale; pertanto si deve garantire la potenza di riserva per la gestione della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) in condizioni di massima sicurezza in tutte le condizioni della domanda.

Nelle scelte delle risorse energetiche primarie da utilizzare si deve tenere conto delle implicazioni economiche, dei prezzi del carbone, del petrolio, del gas naturale, della loro stabilità, della sicurezza degli approvvigionamenti in rapporto agli eventi di politica internazionale.

L'Energia e le materie prime, l'Ambiente, le nuove tecnologie, la conoscenza e la Ricerca sono i pilastri della produzione economica; l'autonomia energetica è un fattore fondamentale per l'autonomia economica. La Sardegna può conquistare quote significative di autonomia energetica fondando il Sistema energetico regionale sul carbone Sulcis e sulle fonti di energia rinnovabili.

I.2. Stato attuale del Sistema Energetico della Sardegna: i parametri significativi

Lo "Studio per la definizione del Piano Energetico Ambientale della Sardegna", parte da una analisi del sistema energetico regionale, basata sui dati ufficiali dell'ENEA, dell'ISTAT e del GRTN, dell'ENEL, dell'Osservatorio Industriale. Questo stato iniziale deve essere conosciuto con precisione, perché su esso si fondano sia gli scenari complessivi, sia gli scenari settoriali. Questi scenari di sviluppo sono basati sulle condizioni del sistema al dicembre dell'anno 2004 e sulle attività già programmate ed in corso di realizzazione.

Riguardo al bilancio di Energia complessivo, che ufficialmente elabora per il Governo l'ENEA, si tenga conto che a causa dei tempi di elaborazione i dati ufficiali non si trovano aggiornati all'anno 2004 ma all'anno 2003.

Tab. 1 – Bilancio di sintesi dell'Energia in Sardegna; Anno 2003 [in ktep] (fonte: ENEA; dati provv.).

Disponibilità e Impieghi	Fonti energetiche					
	Comb. solidi (*)	Prod. petr. (**)	Comb. gassosi (***)	Rinnovabili (****)	En. Elettrica (*****)	Totale
Produzione Primaria	159			156		315
Saldo in Entrata	506	16.798		1		17.305
Saldo in Uscita		10.170		8	106	10.284
Variazione delle Scorte		-14				-14
Consumo Interno Lordo	665	6.643		149	-106	7.350
Trasformaz. In En. Elettrica	-595	-2.073		-132	2.800	
<i>Di cui Autoproduzione</i>		-665		-7	672	
Consumi/Perdite Settore Energia		-452		-1	-1.834	-2.287
Bunkeraggi Internazionali		106				106
Usi Non Energetici		1.206				1.206
<i>AGRICOLTURA</i>		91			15	107
<i>INDUSTRIA</i>	70	1.072		6	497	1.644
<i>Di cui: energy intensive</i>	70	999		5	447	1.521
<i>CIVILE</i>	0	319		10	347	675
<i>di cui: Residenziale</i>	0	270		10	179	459
<i>TRASPORTI</i>		1.325			1	1.326
<i>di cui: Stradali</i>		1.061				1.061
CONSUMI FINALI	70	2.807		15	860	3.752

Nota: La definizione delle macrofonti energetiche del Bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del Bilancio Energetico espanso e sono così definite:

(*) I Combustibili solidi comprendono : carbone fossile, lignite, coke da cokeria, legna, carbone da legna, prodotti da carbone non energetici e i gas derivati

(**) I Prodotti petroliferi comprendono: olio comb. gasolio, dist. leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, g.p.l., gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi

(***) I Combustibili gassosi comprendono: il gas naturale e il gas d'officina

(****) L'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per la produzione idro+geo+nucleo e per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali è valutata a 860 kcal/kWh

Per l'arrotondamento automatico dei valori in Ktep, non sempre le somme e i valori percentuali coincidono all'unità con i valori esposti

I.2.1- La struttura del sistema energetico

Il sistema energetico regionale è costituito dal comparto di alimentazione delle fonti primarie di energia, dal comparto di generazione e trasformazione delle fonti primarie in energia termica ed elettrica per alimentare le utenze, dal comparto delle utenze che determinano la domanda di energia, dal comparto delle strutture di trasmissione e distribuzione delle forme finali di energia richieste dalle utenze.

I.2.2- Il bilancio di Energia

Il bilancio di energia complessivo, riferito ai dati del 2003, rappresenta quantitativamente le caratteristiche di funzionamento del sistema, come indicate nella tabella 1. Il flusso di materie prime energetiche in ingresso è di 17.305 ktep, incluse quelle non desinate ad uso energetico interno, come il petrolio destinato alle raffinerie (nel 2001 era di 14.922 ktep); di cui il consumo interno lordo, esclusi gli usi non energetici, è di 6.144 ktep (nel 2001 era di 5.129 ktep) incluse le produzioni interne come le Fonti di Energia Rinnovabili.

I consumi finali, sotto forma di combustibili o di energia elettrica assorbita dalle utenze (la Domanda) ammontano a 3.752 ktep (nel 2001 erano 3.331 ktep), esclusi gli usi non energetici.

I consumi e le perdite dei processi di conversione e trasmissione dell'Energia ammontano a 2287 ktep; pertanto il sistema energetico regionale ha una efficienza complessiva d'uso finale delle fonti energetiche in ingresso dato da:

$$(\text{consumi finali})/(\text{Energia in ingresso})=3752 \text{ ktep}/6144 \text{ ktep}=0,61;$$

nel 2001 il valore della efficienza complessiva era 0,65; in un periodo di crisi industriale è difficile valutare con precisione; tuttavia questo valore basso della efficienza è dovuto in gran parte alle perdite del comparto di generazione elettrica ed all'uso improprio dell'energia elettrica.

Se si calcola lo stesso coefficiente di efficienza per l'Italia, escludendo dall'energia in ingresso gli usi non energetici, si ha:

$$(\text{consumi finali})/(\text{Energia in ingresso})=181 \text{ Mtep}/127 \text{ Mtep} =0,70;$$

il motivo di questo valore maggiore della efficienza del sistema energetico dell'Italia risiede nella minore incidenza delle industrie energivore di energia elettrica, nella presenza delle centrali elettriche a gas ad alta efficienza rispetto alle centrali a carbone ed a olio combustibile, nell'assenza degli scaldacqua elettrici, nella estensione della rete rispetto all'utenza per effetto della bassa densità di popolazione.

Nel settore dei trasporti si constata una crescita secondo l'andamento tendenziale storico nazionale, non si sono avvertiti fino ad oggi effetti di risparmio e razionalizzazione; infatti nel 2001 il consumo di combustibili è stato nel 2001 di 1204 ktep, arriva nel 2003 a 1325 ktep, come si evince dai dati riportati sempre nella tabella 1.

Rispetto ai dati ufficiali finora disponibili la stessa tabella evidenzia che ci sono state significative variazioni dopo il 2003, soprattutto nel subsistema elettrico, che verranno mostrate nei successivi paragrafi.

I.3- Subsistema elettrico

Lo stato attuale è caratterizzato da una minore dipendenza dal petrolio perché a partire dal 2003 la società Endesa ha eliminato il combustibile petrolifero “Orimulsion” sostituito dal carbone estero nei due gruppi da 320 MW di Portotorres; inoltre è cresciuto il contributo delle FER.

I.3.1- Le strutture di generazione

Lo stato iniziale è anche costituito dalle Centrali elettriche e dalle reti oltre che dal bilancio di Energia e dai flussi di materia. Riportiamo qui solo i dati principali dello stato iniziale al 2004-05 rinviando allo “Studio per il Piano” per la cartografia e le tabelle dei dati. Nella tabella 2a sono riportati i dati forniti dal GRTN aggiornati al 31/12/2004;

Tab. 2a- Lo stato delle strutture del comparto di generazione elettrica della Sardegna all'anno 2004.

Tipologia impianti di produzione elettrica	Anno 2004	Anno 2004	Anno 2004
	Produttori	Autoproduttori	Totale
Impianti idroelettrici			
Impianti n.	14		14
Potenza efficiente lorda MW	441,8		441,8
Potenza efficiente netta MW	435,1		435,1
Impianti termoelettrici (*)			
Impianti n.	13	11	24
Potenza efficiente lorda MW	2.600,5	488,5	3.089,0
Potenza efficiente netta MW	2.486,8	444,7	2.931,4
Impianti eolici e fotovoltaici			
Impianti n.	19		19
Potenza efficiente lorda MW	182,4		182,4
Giugno 2005 impianti eolici (MW) (**)	240	-----	240

(*) – Potenza degli impianti eolici in via di connessione alle RTN a fine 2005: 340 MW.

(**)- Dal giugno 2005 è in funzione la centrale Enel a carbone a letto fluido da 340 MW.

Lo stato attuale al 2005 presenta alcune variazioni come risulta dalla tabella 2b seguente.

Tab. 2b- Lo stato delle strutture del comparto di generazione elettrica della Sardegna all'anno 2005.

Tipologia d'impianto	Potenza elet. Efficiente netta MW	Potenza efficiente lorda - MW	Note
Termoelettrico	2931	3089	
Nuovo Enel Letto Fluido (giu-2005)	-----	340	Non ancora in servizio
Termoelettrico Biomasse +RSU	16	-----	
FER: FV+eolico		341	al 10/2005
Idroelettrico	195	202	
Pompaggio (riserva)	----	3x80	

- Potenza di picco registrata nel 2000 (esclusi autoproduttori) 1750 MW
- Potenza di riserva necessaria $0,80 \times 1750$ 1400 MW
- Potenza di riserva disponibile nel 2004-05 1252 MW
- Potenza nominale disponibile di connessione con la RTN (SACOI) 250 MW

Per un maggior dettaglio sugli impianti di generazione si rimanda alla tabella 2c allegata in coda al testo.

I.3.2- Caratteristiche della produzione elettrica nel 2004

La mancanza del gas naturale continua a caratterizzare il sistema energetico della Sardegna, tuttavia dopo il 2003, in cui l'incidenza dei prodotti petroliferi era pari a 88,5 %, la ripartizione delle fonti primarie nel comparto di generazione elettrica è notevolmente variato, come illustrato nel seguito.

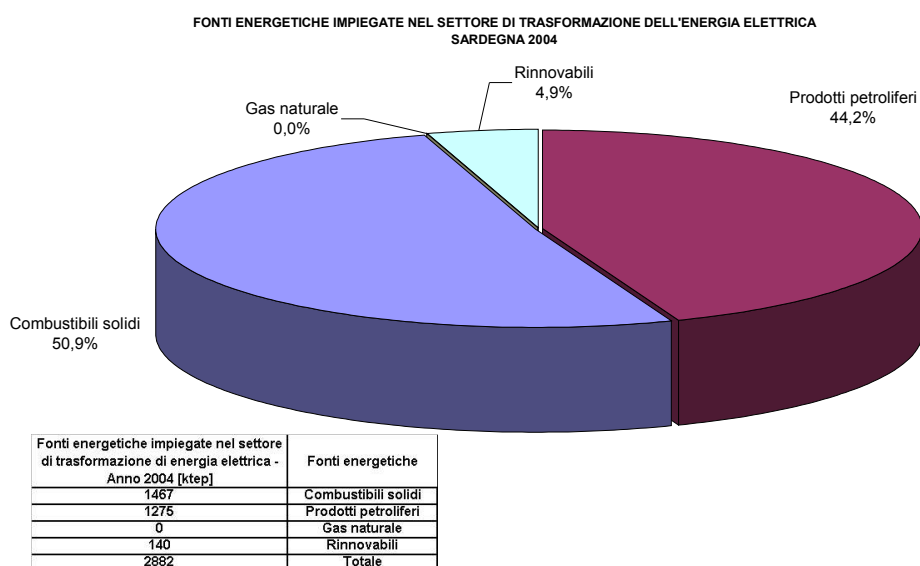


Fig. 1- Ripartizioni delle fonti energetiche nel comparto di generazione elettrica in Sardegna nel 2004

- Nella trasformazione dell'Energia primaria in Energia elettrica sul totale di 2.882 ktep il carbone ha fornito il 50,9%, i prodotti petroliferi il 44,2%, le fonti rinnovabili il 4,9% come evidenzia il diagramma della figura 1.
- La produzione lorda di Energia elettrica nell'anno 2004 è stata di 14.577 GWh (tab.3), che, se confrontata con gli usi finali, denota una efficienza interna del sistema elettrico regionale di 80,8%.
- E' aumentato il contributo del carbone nel comparto termoelettrico che nel 2004-05 risulta alimentare le seguenti centrali termoelettriche: 1) Sulcis 3 Enel da 240 MW; 2) Sulcis 2 Enel a letto fluido da 340 MW (non ancora in servizio); 3) Endesa di Portotorres 2x320 MW; 4) piccola centrale CWF di Oristano a carbone fluido.
- Sono alimentati da prodotti petroliferi i seguenti impianti: 1) la centrale a gasificazione del "tar" Sarlux, 2) la centrale Enel di Assemini 2x80 MW, 3) la Centrale Enel di Portoscuso 2x160 MW, 4) i due gruppi Endesa di Fiumesanto 2x160 MW, 5) gli impianti degli autoproduttori (tra cui l'impianto di Ottana 2x70 MW). Gli impianti dei punti 2), 3), 4) fanno servizio di riserva.
- E' aumentato il contributo delle fonti di Energia rinnovabili per la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici: a) Tirso 1 da 20 MW; b) Tirso 2 da 4 MW. Gli impianti eolici hanno raggiunto nel dicembre 2004 una potenza installata di 240 MW nominali. Il contributo delle FER nel 2004 è stato di 597 GWh/a pari al 4,1% del consumo elettrico interno lordo.
- La produzione idroelettrica media nel periodo 2000-04 è stata 233 GWh/a, e nell'anno 2004 è stata di 311,5 GWh/a.

Tab. 3- Il contributo delle Fonti di Energia Rinnovabile in Sardegna nell'anno 2004

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DALLE FONTI RINNOVABILI IN SARDEGNA - ANNO 2004 -								
Dati GRTN anno 2004								
GWh / anno	Idrica	Eolica	Fotovolt.	Geoterm.	Biomasse	Totale FER	Prod. lorda di Elettricità Reg.	% di Regione
Sardegna	311,5	218,2	0,6	-	67,2	597,5	14577,7	4,1

I.3.3- La domanda di Energia elettrica in Sardegna

- Nel 2003 gli usi finali di Energia elettrica ammontavano a 11.509 GWh/a, nell'anno 2004 ammontano a 11.783 GWh; si constata un tasso annuo di crescita di 2,4%;
- Gli usi finali di Energia elettrica nel settore industriale sono quasi stazionari intorno a 7.391 GWh/a con la prevalenza dell'industria di base chimica e metallurgica (ad alta intensità di Energia) che presenta una domanda di circa 5.000 GWh/a.
- Nel settore civile gli usi finali di Energia totale sono cresciuti, in particolare crescono gli usi finali di Energia elettrica che hanno raggiunto 4.205 GWh/a; non si rilevano effetti delle azioni di risparmio infatti il settore presenta una variazione di crescita del 3,9% rispetto all'anno 2003.

Tab. 4- La domanda di energia elettrica in Sardegna nel 2004 – Gli usi finali
(elab. da dati GRTN)

TIPO di UTENZA ELETTERICA Regione Sardegna	Anno 2003 [mln kWh]	Anno 2004 [mln kWh]	Var [%]
Agricoltura	178,1	187,2	5,1
Industria	7.286,0	7.391,6	1,4
Di cui:			
1) Manifatturiera di base	5.268,0	5.393,4	2,4
Di cui:			
a) Metalli non Ferrosi	2.876,2	2.945,2	2,4
b) Chimica	1.989,6	2.004,7	0,8
2) Manifatturiera non di base	471,6	483,0	2,4
3) Costruzioni	37,8	41,0	8,5
4) Energia ed acqua	1.508,6	1.474,2	-2,3
Civile	4045,2	4204,8	3,9
Di cui: 1) Terziario	1.960,2	2.025,4	3,3
(Trasporti)	(94,7)	(109,4)	(15,6)
(Alberghi, Bar, Ristoranti)	(350,7)	(337,7)	(-3,7)
2) Residenziale	2.085,0	2.179,4	4,5
TOTALE	11.509,3	11.783,7	2,4

I.3.4- Analisi comparata dei sistemi energetici della Sardegna e dell'Italia

a) La dipendenza energetica dall'esterno dipende soprattutto dalle risorse naturali locali:

- per la Sardegna è di 94% la dipendenza, nonostante una piccola produzione di carbone sulcis ed il contributo delle FER, in particolare dell'Energia idraulica e di quella eolica;
- La dipendenza dell'Italia è circa del 85% soprattutto perché le regioni del nord e del centro danno un forte contributo con l'Energia idraulica e geotermica e produce gas naturale e petrolio;
- La dipendenza dall'esterno della Unione Europea dei 15 è del 50% perché la Francia, pur avendo nel 2004 chiuso l'ultima miniera di carbone, ha un grande numero di centrali elettronucleari, così il Belgio e la Germania; l'Inghilterra oltre alle centrali nucleari ha i pozzi di petrolio.

- b) La diversificazione delle fonti di Energia primaria dipende anche dalle condizioni geografiche:
- la Sardegna dipende per il 23% dal Carbone (nel 2004 dopo la conversione a carbone dei due gruppi Endesa), per il 2,3% dalle FER, con una dipendenza dal petrolio del 75% circa per la mancanza del gas naturale.
 - L'Italia nel 2003 presenta, rispetto al consumo interno lordo, il 7,9% di combustibili solidi, il 33% di gas naturale, il 47% di petrolio, il 6,7% di FER, circa 5,6% di importazione di energia elettrica.
- c) Le fonti di Energia primaria per la generazione interna di Energia elettrica:
- In Sardegna gli impianti termoelettrici contribuiscono per circa il 94%; infatti l'apporto delle fonti rinnovabili è ancora marginale pari al 4,9%, con un'incidenza dei prodotti petroliferi del 44%; il contributo dei combustibili solidi è aumentato dopo il 2003 a circa 51%;
 - in Italia gli impianti termoelettrici rappresentano l'81% della produzione elettrica; le FER contribuiscono per il 19%; i prodotti petroliferi alimentano il 26,8%; il gas naturale rappresenta il 36,4%; i combustibili solidi concorrono per il 17,8%.
- d) la ripartizione negli usi finali totali di Energia elettrica e termica
- In Sardegna gli usi finali ammontano a 3,75 Mtep; le utenze elettriche presentano un'incidenza del 23%; i prodotti petroliferi per le utenze termiche e dei trasporti incidono per circa 76%, causa la mancanza del gas naturale.
 - in Italia le utenze elettriche assorbono il 19% degli usi finali di Energia; il gas naturale copre il 32% degli usi finali di energia; i prodotti petroliferi per le utenze termiche ed i trasporti assorbono il 47% circa. Alcune utenze termiche industriali assorbono combustibili solidi per circa il 2%.
- e) L'industria di base è costituita dalle industrie metallurgiche e di raffinazione che sono caratterizzate da elevata intensità energetica, infatti il settore industriale in Sardegna impegna il 44% degli usi finali, di cui "energy intensive" 40%; mentre in Italia ove ha maggiore importanza l'industria manifatturiera il settore industriale assorbe 31%;
- f) In Sardegna il settore civile impegna negli usi finali una energia totale pari a 18% sia per motivi climatici, sia perché la maggior parte delle abitazioni non hanno l'impianto di riscaldamento, cioè rinunciano ad una quota di benessere. In Italia il settore civile assorbe negli usi finali il 33% sia per il clima più severo delle regioni del nord con alta densità demografica, sia per il maggior indice di diffusione degli impianti di riscaldamento.

Tab. 5 - La produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili nelle regioni d'Italia - anno 2004 -

Dati GRTN anno 2004			
GWh / anno	Totale FER	Prod. lorda di Elettricità Reg.	% di Regione
Piemonte	6505,3	18347,1	35,45
Valle d'Aosta	2864,7	2864,7	100
Lombardia	11228,8	53138,3	21,13
Trentino Alto Adige	8686,7	9281,1	93,59
Veneto	4010,8	26449,3	15,16
Friuli Venezia Giulia	1809,5	8113,2	22,30
Liguria	276,9	13630,5	2,03
Emilia Romagna	1806,2	26509,3	6,81
Toscana	6536,3	19295,2	33,87
Umbria	1758	6277,1	28,00
Marche	618,2	4176,5	14,80
Lazio	1649,5	22951,9	7,18
Abruzzi	2041,4	5201,5	39,24
Molise	409,1	1406,5	29,08
Campania	1244,5	5498,3	22,63
Puglia	803,7	30971,2	2,59
Basilicata	487,1	1643,8	29,63
Calabria	2003,8	7140,7	28,06
Sicilia	331,5	25847,3	1,28
Sardegna	597,5	14.577,7	4,09
ITALIA	55669,5	303.321,2	18,35

Tab. 6 - Consumi (GWh) per categoria di utilizzatori nelle 4 province della Sardegna al 2004 (¹ al netto dei consumi FS per trazione pari a GWh 0) - Fonte GRTN

	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestici	Totale ¹
Cagliari	54,6	6.003,0	988,6	1.013,9	8.060,1
Nuoro	33,1	481,3	255,3	305,5	1.075,3
Oristano	54,7	91,0	142,5	175,8	464,0
Sassari	44,8	816,2	638,9	684,3	2.184,3
Totale	187,2	7.391,6	2.025,4	2.179,4	11.783,7

**Fig. 2** - Superi e deficit (%) della produzione di energia elettrica rispetto alla richiesta in Italia nel 2004; (fonte GRTN)

Riteniamo utile (tab. 7) far rilevare i consumi specifici di energia elettrica pro capite fino al 2004 (fonte GRTN):

Tab. 7 - Consumi specifici di energia elettrica pro capite in Sardegna e in Italia (anni 1997-2004) Fonte: GRTN

Anno	Consumo di energia elettrica pro capite (kWh/ab.) SARDEGNA	Consumo di energia elettrica pro capite (kWh/ab.) ITALIA
1997	5.991	4.410
1998	5.914	4.529
1999	6.142	4.638
2000	6.488	4.835
2001	6.660	4.928
2002	6.817	5.017
2003	7.013	5.208
2004	7.164	5.236

I.4. Lo stato ambientale relativo alle emissioni nocive

Le implicazioni ambientali specificamente attribuibili al sistema energetico sono in crescita: è sufficiente considerare che nel 1999 le emissioni di CO₂ erano 19,7 Mton/a, nel 2000 risultano essere 20,7 Mton/a, imputabili in particolare all'incremento della Provincia di Cagliari (59%) e di quella di Sassari (33%).

Considerando le emissioni degli altri due gas a effetto serra principali (CH₄ e N₂O) della Sardegna nel 2000 si registrano 24,6 Mt di CO₂ equivalenti.

Condizioni ambientali rispetto al Protocollo di Kyoto relative alle emissioni specifiche di CO₂ :

- in Sardegna si ha circa 1 kgCO₂/kWh per l'energia elettrica, per effetto degli impianti termoelettrici a carbone ed a rendimento medio o basso ed a composti petroliferi, ancora per la mancanza del gas naturale, e per il piccolo contributo delle FER.
- In Italia si ha circa 0,70 kgCO₂/kWh per il comparto elettrico per effetto delle centrali a carbone a ciclo supercritico e ancor più per le Centrali a Gas Naturale a Ciclo Combinato (di seguito NGCC) che hanno rendimenti elettrici tra 55% e 60%.

Lo stato iniziale di riferimento, emissione di CO ₂ equivalente in Sardegna nel 1990:	19,5 Mt/a
--	-----------

La emissione misurata di CO ₂ equivalente in Sardegna nel 2001:	24,6 Mt/a
--	-----------

I.5. Le infrastrutture energetiche principali

La connessione della Sardegna alla rete italiana ed europea è ancora affidata al SACOI; il nuovo cavo da 1000 MW – SAPEI- promesso dal GRTN per il 2005, verrà realizzato tra il 2008 e il 2009.

E' in fase di costruzione un cavo in corrente alternata con la Corsica - SACOR- da 50 MW.

L'arrivo del metanodotto dall'Algeria è previsto per il 2009; è in fase di progetto la dorsale sud-nord di attraversamento della Sardegna.

Le reti di distribuzione del gas combustibile sono quasi ultimate nei capoluoghi ed in alcuni paesi.

PROGRAMMA DI SVILUPPO DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI ENERGIA

II. PROGRAMMA DI USO RAZIONALE E RISPARMIO DI ENERGIA NELL'EDILIZIA

II.1. Sub-settore residenziale

Il l'uso razionale dell'Energia nell'edilizia si attua in diversi modi:

- 1) isolamento termico degli edifici già previsto dalle leggi in vigore deve essere reso obbligatorio mediante una rigorosa applicazione della certificazione energetica degli edifici;
- 2) eliminazione dello scaldacqua elettrico e sostituzione con lo scaldacqua a gas.
- 3) riducendo tutti gli usi elettrici non obbligati, adottando le lampade ad alta efficienza, alimentando lavatrici e lavastoviglie con acqua calda fornita da impianti termici (non elettrici).

4) Ulteriori risparmi si possono ottenere stimolando l'autoproduzione di energia termica ed elettrica con gli impianti a Energia solare nelle abitazioni, sia mediante contributi incentivanti, sia mediante norme da inserire nei regolamenti edilizi. In particolare per l'uso termico si può prevedere l'obbligo di installare almeno tre metri quadri di collettore solare termico per appartamento nelle abitazioni di nuova costruzione.

Le attività dei punti 2) e 3) rientrano nell'obbligo del titolare della distribuzione elettrica che deve realizzare un programma di risparmio elettrico annuo detto dei "Certificati bianchi", secondo i decreti MAP del 20/07/2004. Queste azioni comportano una diminuzione dei consumi di combustibile e delle emissioni nocive; in particolare la eliminazione degli scaldacqua elettrici comporta una diminuzione importante della domanda interna di Energia elettrica e della potenza di punta; questa azione di URE merita di essere perseguita con rigore.

L'eliminazione degli scaldacqua elettrici porta ad un risparmio di energia elettrica di 1252 GWh/a che abbassa la curva di crescita della domanda dell'8,3% al 2010-14.

Poiché molte abitazioni in Sardegna non sono dotate di impianto di riscaldamento degli ambienti, il piano energetico prevede che vengano dotate di un impianto a gas; da ciò deriva **un aumento del fabbisogno di combustibili, ma per conseguire un miglior benessere**. Essendo completate le reti del gas nei capoluoghi ed in molti paesi questa azione è già da ora varabile.

Nei villaggi turistici può essere richiesta una superficie minima di 4 m² di collettore solare termico e 8 m² di FV per abitazione, all'atto del progetto e come condizione per ottenere la concessione edilizia con un onere economico dell'ordine di 7000 Euri per unità abitativa. Si ottiene così una ulteriore flessione della curva di domanda elettrica di alcune unità percento.

Riduzione dell'illuminamento pubblico

La riduzione dell'illuminamento notturno oltre che dare un risparmio di energia elettrica deve anche contribuire a ridurre il fenomeno dell'inquinamento luminoso che impedisce di godere della osservazione del cielo notturno.

Si verifica spesso un eccessivo illuminamento nelle strade e nelle piazze delle città e dei paesi, è possibile introdurre nel regolamento comunale e nei Piani energetici comunali un limite al valore dell'illuminamento e la parzializzazione che deve essere anche strutturale nei circuiti. Per questi interventi si ipotizza un risparmio al 2010 di 12 GWh/a.

II.2. Sub-settore terziario

L'attenzione è rivolta principalmente alle strutture pubbliche (ospedali, edifici della Pubblica Amministrazione, ecc.) alberghiere e del commercio che rappresentano le utenze principali del Terziario, per il quale si prevede una domanda di Energia elettrica nel 2010 di 2450 GWh secondo lo scenario tendenziale.

Per quanto riguarda la domanda di combustibile anche la sua crescita può essere controllata, infatti gli edifici del settore dei servizi soffrono anch'essi di dispersioni termiche evitabili per cui è necessario prevedere campagne di controllo e azioni di isolamento termico o schermature solari. Ma i principali interventi che vengono programmati perché più proficui per il risparmio di Energia primaria sono:

- 1) la sostituzione graduale delle macchine frigorifere a elettrocompressore con le macchine alimentate a gas a cogenerazione; si consegue un **risparmio di Energia elettrica al 2010 di 62 GWh/a; inoltre si riduce il carico di punta estivo con un vantaggio per la sicurezza della rete e per la riduzione della potenza di riserva.**
- 2) I sistemi di telegestione e controllo dei parametri ambientali interni;
- 3) Gli impianti di cogenerazione, in particolare nei grandi complessi ospedalieri;
- 4) gli impianti ad energia solare FV per la auto-produzione di energia elettrica: si contribuisce alla **produzione da FER con 90,5 GWh/a e 60 MWp installati** (che contribuisce a conseguire l'obiettivo del 22% di energia elettrica da FER).
- 5) Regole di URE per le macchine frigorifere domestiche: preferenza per le centralizzate.

La tabella seguente (tab. 8) riassume i dati salienti della domanda di Energia e del risparmio di Energia nel sub-settore terziario

Anche le azioni di risparmio relative al settore terziario sopra descritte includono gli obblighi del distributore di Energia elettrica e gas dei decreti MAP del 20/07/2004 dei così detti "Certificati bianchi".

Tab. 8 – Interventi di URE e di risparmio nel terziario secondo lo Sc. 4 –(Cap. XV dello “Studio”).

*	Utilizzo di Energia nel settore terziario in Sardegna	Energia elettrica Anno 2010 [GWh/a]	Energia elettrica Anno 2014 [GWh/a]	Energia da combustibili fossili Anno 2014 [GWh/a]
	Scenario tendenziale senza nessun intervento URE	(G') 2450,2	(G) 2746,4	(L) 950,90
*	Autoproduzione con FV settore alberghiero	(A') 49,5	(A) 107,69	-----
*	Autoproduzione con FV settore ospedaliero	(B') 13,00	(B) 13,00	-----
*	Autoproduzione con FV settore commercio	(C') 28,00	(C) 36,00	-----
*	Utilizzata dalle pompe di calore a cogenerazione - a gas negli alberghi			(M) 232,85
*	Utilizzata dalle pompe di calore a cogenerazione - a gas negli ospedali			(N) 29,00
*	En. Risparmiata con i pannelli solari termici nel settore ospedaliero			(O) - 21,00
*	En. Risparmiata con pompe di calore a cogenerazione a gas negli alberghi	(D') - 49,5	(D) 107,69	
*	En. Risparmiata con pompe di calore a cogenerazione a gas negli ospedali	(E') - 13,00	(E) 13,00	
	En. Risparmiata su Illuminazione pubblica	(E'') - 23		
Scenario elettrico con interventi	En. TOTALE Autoprodotta (MW _p installati di FV)	(F')=(A'+B'+C') 90,50 (60,5 MW _p)	(F)=(A+B+C) 156,69 (104,46 MW _p)	
	En. TOTALE Risparmiata	(H')=(D'+E'+E'') 85,50	(H)=(D+E) 120,69	
	TOTALE prodotta con altre fonti	(I')=(G'-F'-H') 2297,20	(I)=(G-F-H) 2469,02	
Scenario combustibili con interventi	(sostituzione gas a Energia elettrica) da P.d.C. elettriche a P.d.C. a cogenerazione a gas			(P)= =(L+M+N-O) =1191,75

III. RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA E DELLE EMISSIONI NOCIVE NEL SETTORE DEI TRASPORTI

III.1. Riduzione del Fabbisogno di Energia

Attualmente, in Sardegna, il fabbisogno energetico del settore trasporti è attestato in circa 1326 ktep/anno (Tab.1), pari al 33% dei consumi finali di cui circa 1061 attribuibili al comparto stradale; è un valore elevato imputabile anche alle condizioni fisiche orografiche e demografiche, ma in particolare alla carenza delle strutture ferroviarie ed autostradali.

La riduzione significativa di questa entità può scaturire soltanto da una ristrutturazione profonda della rete stradale, della rete ferroviaria e anche marittima. Nelle aree urbane dei capoluoghi è necessario ridurre in maniera significativa l'uso dell'automobile a vantaggio del mezzo collettivo, in particolare nella città di Cagliari

che risulta avere uno degli indici di consumo di carburante pro capite più alto d'Italia. Queste azioni saranno realizzate in coerenza con il nuovo "Piano di risanamento della qualità dell'aria in Sardegna". Tutte queste attività sono di pertinenza dell'ambito dei trasporti che verrà coordinato con la pianificazione energetica (v. Cap.XXV dello "Studio").

Infatti la RAS ha disposto l'aggiornamento del Piano Regionale dei Trasporti che tra l'altro prevede interventi incisivi sulle strutture ferroviarie tra cui si evidenzia il programma di riduzione del tempo di percorrenza della tratta Cagliari – Sassari a 2:15 ore, della tratta Cagliari Olbia a 2:30, della tratta Sassari – Olbia a 1:15. Per opere infrastrutturali di queste dimensioni i tempi sono lunghi, le ricadute sulla variazione dell'utenza dal modo dell'auto privata al modo ferroviario è argomento complesso la cui valutazione compete al Piano dei Trasporti, ma si può prevedere una benefica azione di riduzione dell'uso dell'automobile a favore del treno con ricadute positive sulla riduzione del consumo di carburanti e delle emissioni nocive connesse.

Da queste azioni strutturali dipende fondamentalmente la riduzione delle emissioni di CO₂ prodotte dal settore dei Trasporti nel medio lungo periodo; tuttavia introducendo già nel medio periodo carburanti più puliti derivati dalle FER, come l'idrogeno da FER ed i biocarburanti tipo bioetanolo e biodiesel, si può realizzare un piccolo miglioramento delle emissioni anche nel medio termine.

III.2. Potenzialità dei carburanti puliti come Idrogeno e biocarburanti in Sardegna

Per ridurre la dipendenza del settore dei trasporti dai combustibili fossili si propone di varare la ricerca industriale per la produzione di Idrogeno dalle FER, già oggi tecnologicamente fattibile, che dipende dal varo del Certificato verde per l'idrogeno previsto dalla legge n.239/2004 ma non ancora attuato. Infatti da un impianto elettro-eolico o solare fotovoltaico (di seguito FV) accumulando l'idrogeno sotto forma di gas compresso, di liquido, di idruro, si può produrre idrogeno mediante l'elettrolisi dell'acqua. L'automobile ad idrogeno può funzionare sin d'ora con la motoristica attuale, ma con la cella a combustibile si avrebbe una maggiore autonomia ed efficienza energetica. L'idrogeno estratto dal carbone non risolve il problema delle emissioni nocive, anzi lo aggrava per effetto delle emissioni correlate e della riduzione della efficienza energetica.

Un contributo significativo alla riduzione delle emissioni nocive ed alla autonomia dal petrolio del settore trasporti può essere dato dai biocarburanti; in questo PEARS si prevede la produzione di biodiesel e bioetanolo utilizzando un mix di oleaginose, barbabietole e vinacce.

Tenendo conto del recupero delle terre incolte e delle aree già coltivate a barbabietole si dimostra che risulta possibile produrre una quantità significativa di biocarburanti (vedi cap. sulla biomassa).

Nell'ipotesi che il comparto dei biocarburanti possa fornire 11 ktep, 25 ktep, o 56 ktep/anno, a seconda della superficie che sarà possibile coltivare, l'agricoltura sarà in grado di soddisfare rispettivamente circa l'1,13%, il 2,5%, o il 5,8% del fabbisogno energetico regionale del settore trasporti stradali (vedi parag. Biomassa).

La possibilità di produrre questa massa di biocarburanti è teoricamente corretta, ma la realizzabilità è legata alle valutazioni ambientali ed economiche che verranno approfondite nelle sedi competenti.

Nell'attuale periodo di transizione un contributo alla riduzione delle emissioni nocive di CO₂ ed SO₂ lo può dare il propano sotto forma di GPL; pertanto è utile sviluppare la rete dei distributori di GPL che attualmente presenta 41 impianti dislocati nella Sardegna.

IV. ENERGIA E AGRICOLTURA

Il fabbisogno elettrico dell'Agricoltura è dell'ordine del 2%, tuttavia è fondamentale per l'agricoltura intensiva moderna (v. tab.4).

L'agricoltura ha in questo PEARS un ruolo importante per la produzione di biomassa per uso energetico, ma esiste anche il problema di dare alimentazione energetica pulita ed autonomia ai processi di produzione dell'agricoltura. Questo risultato si ottiene realizzando maggiore sinergia tra le aree a coltura protetta e gli impianti termoelettrici con la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento e cogenerazione; questo PEARS prevede queste soluzioni in connessione con gli impianti termoelettrici a biomassa. E' utile una normativa specifica di indirizzo e incentivazione.

E' possibile una notevole penetrazione degli impianti ad Energia solare di tipo termico e fotovoltaico, ma sono necessari interventi incentivanti appositi.

Si propone di stimolare la realizzazione di impianti solari termici per il riscaldamento delle serre e l'essiccazione, di impianti solari fotovoltaici per il pompaggio e irrigazione e per l'illuminazione.

V. CONTROLLO DELLA DOMANDA NEL SETTORE INDUSTRIALE

Poiché la domanda di energia elettrica dell'industria metallurgica e chimica di base, ad alta intensità energetica, è negli ultimi anni pressoché costante a causa della crisi economica, sono piccoli i margini di risparmio; tuttavia una analisi attenta ai flussi di energia nei processi ed impianti industriali può dare risultati.

Ad esempio nel caso del processo cloro-soda, che ha importanza nel mantenimento della industria chimica sarda, si deve ottenere l'utilizzazione dell'idrogeno generato o per produrre energia elettrica con le celle a combustibile, o per cominciare a sperimentare gli impianti di distribuzione di idrogeno compresso per l'autotrasporto, tecnologia già da anni praticata in Germania ed in fase sperimentale a Milano.

La riduzione sostanziale si potrà gradualmente ottenere cambiando le tecnologie di riferimento e privilegiando nello sviluppo futuro l'industria manifatturiera a bassa intensità energetica, l'agricoltura, e nelle attività terziarie il turismo.

Nelle condizioni attuali i miglioramenti possibili riguardano soprattutto la cogenerazione legata ad una maggiore diffusione degli impianti di autoproduzione; questi impianti oggi non risultano competitivi perché dipendenti dal gasolio, ma in futuro se si disporrà del metano possono contribuire a ridurre i consumi e le emissioni relative al settore industriale.

Nel campo della piccola e media industria attività come le lavanderie, le cucine, i caseifici che in generale hanno bisogno di calore a temperatura medio-bassa possono essere incentivati ad aumentare il ricorso alla energia solare.

VI. PROGRAMMAZIONE PER L'USO DELL'ENERGIA DELLA BIOMASSA

VI.1. Energia dalla biomassa legnosa ed erbacea

Lo studio della potenzialità della biomassa per la produzione di energia elettrica in centrali di potenza di livello industriale porta a ritenere fattibile una serie di impianti dislocati nelle diverse aree industriali per un valore complessivo di 135 MWe.

La disponibilità di biomassa legnosa corrispondente alla produzione media annua ricavabile come pulizia dei boschi esistenti è stimata intorno a 1,2 milioni di tonnellate/anno; ma tenuto conto del parere espresso dall'Assessorato difesa Ambiente, che valuta la massa *“estraiabile in condizioni di sostenibilità ambientale”* dai boschi esistenti non superiore a circa 300.000 ton/a, si ritiene alimentabile una potenza elettrica di circa 40 MWe. Benché si debba considerare preferibile realizzare impianti di potenza almeno 10 MWe per avere rendimenti elettrici elevati, è possibile che parte della potenza suddetta sia costituita da piccoli impianti di mini-generazione nelle zone agricole per una potenza complessiva di 10 MWe. L'Energia elettrica prodotta con questa tecnologia è molto costosa perciò è sostenuta dal dispositivo dei Certificati Verdi per 12 anni. Questo argomento è studiato in dettaglio nel cap.XIX dello “Studio per il PEARS”.

Si ipotizza che la biomassa ricavabile dalle coltivazioni arboree ed erbacee possa assicurare l'alimentazione di 90 MWe. Onde evitare costi di gestione elevati si ritiene non conveniente la realizzazione di tanti piccoli impianti al servizio di singoli paesi; inoltre per limitare l'impegno e la modifica paesaggistica di aree agricole si propone di realizzare gli impianti centralizzati nelle aree industriali principali dotate di una buona rete di infrastrutture di trasporto.

Gli impianti di potenza maggiore vengono dislocati in area industriale costiera per garantire il miglior rendimento energetico con l'impianto condensato ad acqua.

Per gli impianti dislocati nell'entroterra che sono del tipo con condensatore ad aria, essendo il rendimento energetico minore è raccomandabile la realizzazione di impianti di cogenerazione al servizio di utenze industriali, o urbani, e/o agricoli (riscaldamento di serre o essiccazione).

VI.2. Produzione di biocarburanti: biodiesel, bioetanolo

Lo stato di crisi dell'agricoltura in Europa induce a sviluppare le colture agricole dette “no food” per arginare la fuga dai paesi dell'interno, l'abbandono della cultura agricola; pertanto può diventare socialmente conveniente coltivare specie vegetali anche alimentari per estrarne un combustibile liquido da destinare alla autotrazione; si ottengono così i “biocombustibili”.

In Sardegna si pone con urgenza il problema di non abbandonare la coltivazione della barbabietola da zucchero in seguito alla riduzione dei contributi europei; si propone di produrre bioetanolo utilizzando in parte gli impianti dello zuccherificio.

Questo è un modo per trasferire piccole quote di energia solare indiretta al settore dei trasporti che risulta essere una delle principali cause dell'inquinamento e delle emissioni di gas a effetto serra. Il costo di produzione di questi biocombustibili è maggiore di quello dei combustibili fossili perciò per incentivarne la produzione lo Stato concede una esenzione totale o parziale dalle tasse "accisa".

I biocombustibili che si prendono in esame sono il biodiesel derivato dalle piante oleaginose, il bioetanolo estratto dalle vinacce o dalla barbabietola da zucchero.

Si possono fissare diversi obiettivi regionali di produzione con la prospettiva del 2010: a) una produzione del 1,13 % dell'attuale fabbisogno di combustibile per i trasporti stradali; b) una produzione del 2,5% coincidente con l'obiettivo fissato dal Governo Italiano; c) un obiettivo più ambizioso coincidente, in proporzione, con quello della UE del 5,75%.

Se l'obiettivo della Sardegna coincide con quello europeo, è necessario dedicare alle coltivazioni di oleaginose e zuccherine superfici dell'ordine di 39.000 ettari, cosicché la produzione in termini di energia primaria sia complessivamente pari 56 ktep/anno, pari appunto al 5,8% del consumo annuo dei trasporti stradali (relativi al consumo di 970 ktep/a dei trasporti stradali nel 2001).

La seguente tabella 9 riassume i dati delle aree da coltivare per conseguire i tre possibili risultati, il cui realizzarsi dipende fortemente dalle condizioni climatiche e geopedologiche delle aree oggi disponibili in Sardegna, e dalle condizioni economiche che si verificheranno anche in relazione alla nuova PAC.

La figura 3 seguente illustra i diversi livelli di produzione possibili e l'ipotesi di sviluppo regionale per conseguire la quota di 5,8%, al confronto di quello nazionale ed europeo, per la immissione dei biocarburanti nei rispettivi mercati riferiti all'anno 2010.

Le ipotesi fatte dal PEARS di diversi livelli di produzione entro il 2010, fino ad una quantità di biocombustibili equivalente a 56 ktep/a di Energia primaria, e le rispettive aree da coltivare sono riportati nella tabella seguente; queste produzioni si traducono in un risparmio di combustibili fossili ed in una diminuzione delle emissioni nocive di CO₂ del settore trasporti stradali pari a 5,8%, nell'ipotesi di massimo sviluppo.

Tab. 9 - Potenzialità energetica del comparto dei biocarburanti; la percentuale è riferita al consumo energetico del comparto trasporti stradali regionali del 2001 pari a 970 ktep/a.

Materia prima	Superficie [ha/anno]	Produzione [t _{biocarb} /anno]	Energia primaria [ktep/anno]	Obiettivo di immissione nel mercato [%]
Oleaginose e zuccherine	7.000	15.000	11	1,13 % (obiettivo minimo Sardegna)
Oleaginose e zuccherine	15.000	35.000	25	2,5% (coerente con obiettivo italiano)
Oleaginose e zuccherine	39.000	75.000	56	5,8% (coerente con obiettivo europeo)

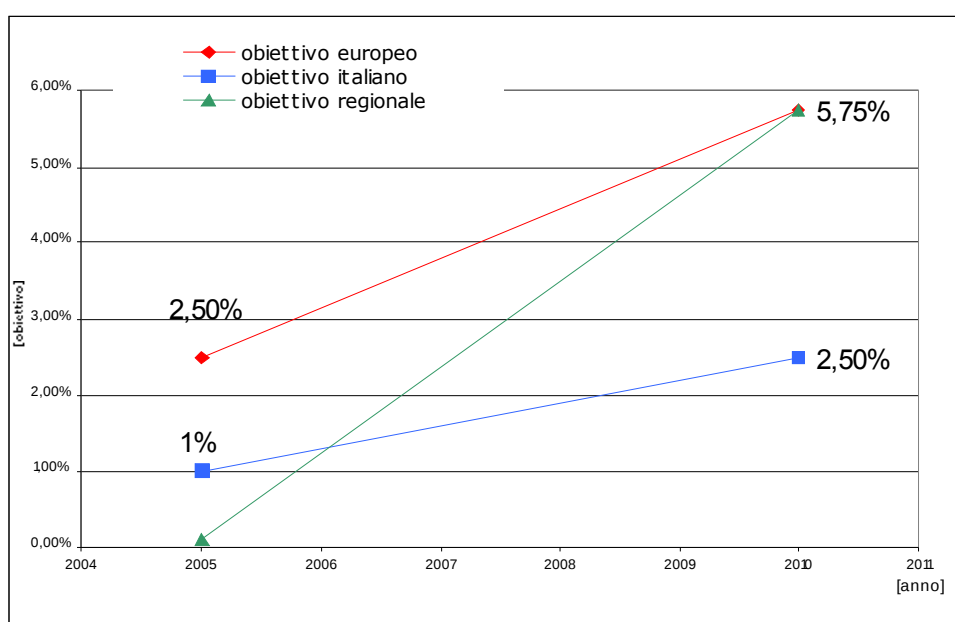


Fig. 3 - Confronto tra obiettivo regionale, nazionale ed europeo di immissione di biocarburanti nei rispettivi mercati all'anno 2010 (Riferito a 970 ktep/a del 2001).

VII. ENERGIA DAI RIFIUTI SOLIDI URBANI

La massa di rifiuti prodotti in Sardegna, dopo la raccolta differenziata e la selezione del residuo secco non riciclabile o la formazione dei combustibili da rifiuti, può alimentare tre moduli di potenza elettrica eventuale 10 MWe che possono essere dislocati in diverse aree industriali esistenti, gli impianti saranno dotati delle migliori tecnologie per la depurazione dei fumi.

Una proposta di dislocazione coerente può essere la seguente:

- 1) impianto da 20 MWe nell'area industriale di Ottana;
- 2) impianto di circa 10 MWe nell'area di Cagliari-Assemini (CASIC) ove esiste già un impianto da 9,4 MWe.

Questi Impianti di termo-valorizzazione si ipotizza che possano contribuire alla produzione di energia elettrica nella misura di 280 GWh/anno.

VIII. LO SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA IN SARDEGNA DALLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE E DALLE FONTI FOSSILI

VIII. 1. Introduzione

Dopo aver analizzato lo stato della domanda elettrica dei principali settori e le possibilità di sviluppo della produzione elettrica delle diverse fonti di Energia, avendo in particolare previsto le possibilità di uso razionale e risparmio dell'Energia elettrica nel settore civile, in questo paragrafo si presenta la prospettiva di sviluppo del sistema energetico regionale nel comparto di generazione elettrica che riveste la maggiore importanza per le implicazioni socio-economiche che vi sono connesse.

Nello studio sono state analizzate diverse proiezioni per il decennio 2004-2014, su questa base e nel confronto con l'Amministrazione della Regione si è individuata una *“proposta di sviluppo”* che rappresenta una soluzione equilibrata dei molteplici problemi: quello socio-economico anzitutto, quello dell'autonomia energetica, il contributo delle FER alla diminuzione delle emissioni, la compatibilità ambientale.

VIII.2. Contributo delle fonti rinnovabili per la produzione elettrica in Sardegna

Nel contesto Europeo ed Italiano previsto dalla Direttiva 2001/77/CE anche la Sardegna può contribuire con le FER al rispetto della Direttiva per la duplice finalità di conseguire autonomia energetica e riduzione delle emissioni nocive; questo è possibile perché in Sardegna le FER hanno una grande potenzialità energetica; ma bisogna sfruttare in modo equilibrato le diverse fonti rinnovabili in modo da limitare l'alterazione paesaggistica. Per tale motivo è stata studiata in appositi capitoli la potenzialità energetica della biomassa locale; infatti le centrali termoelettriche a biomassa essendo concentrabili in pochi siti utilizzando le aree industriali esistenti contribuiscono a limitare l'alterazione paesaggistica.

Come risulta dall'analisi condotta nei capitoli dedicati alle FER, ciascuna delle fonti può dare in Sardegna, in via di ipotesi, un significativo contributo al conseguimento dell'obiettivo indicato dalla direttiva 2001/77/CE per l'Italia dell'ordine del 22% della domanda elettrica interna.

Stabilire la quota di produzione elettrica da FER è una azione preliminare necessaria per impostare le ipotesi di sviluppo della generazione elettrica perché le FER hanno la priorità nel dispacciamento (Dlgs n.79/1999).

Le regioni del sud e le isole sono carenti di produzione elettrica da FER anche a causa del regime siccitoso del clima locale. Si evidenzia come molte Regioni sono prossime al 22% o lo superano mentre la Sardegna e la Sicilia sono ad una frazione molto bassa.

L'Italia ha raggiunto nel 2003-04 il valore di 16,5% di produzione elettrica dalle FER principalmente per effetto dell'Energia idroelettrica e geotermoelettrica preesistente al Dlgs n.79/1999.

La Sardegna nel 2004 presenta un contributo delle FER alla produzione elettrica pari al 4,1% (fonte GRTN), e nel 2005 si stima che raggiungerà il 5% per effetto dei nuovi impianti fotovoltaici, eolici ed idroelettrici.

VIII.3- Proposte per lo sviluppo del comparto di generazione elettrica

Parte fondamentale del Sistema Energetico Regionale è il sub-sistema elettrico, costituito dal comparto di generazione, di trasmissione-distribuzione e delle utenze. In questo paragrafo si analizza il comparto di generazione elettrica che costituisce la parte più problematica e complessa dell'attività di pianificazione energetica per le implicazioni economiche ed ambientali intrinsecamente correlate.

I programmi di estensione e miglioramento della Rete di Trasmissione e di Distribuzione sono di competenza del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) e dei Gestori della Distribuzione, nei capitoli dello "Studio" che trattano l'argomento sono riportati i programmi da questi enti predisposti e che restano di loro competenza, benché facciano parte del PEARS; infatti lo sviluppo del comparto di generazione è condizionato e correlato con lo sviluppo della rete interna ed esterna al territorio della Regione.

La pianificazione delle utenze consiste nella razionalizzazione della domanda interna; questi scenari di risparmio ed uso razionale dell'Energia elettrica sono trattati in diversi capitoli dello "studio", e sono stati riassunti nei paragrafi precedenti di questo documento.

Le proposte di generazione elettrica vertono sull'uso di tutte le potenzialità che il Sistema Energetico Regionale può esprimere, utilizzando tutte le risorse interne ed esterne, con le diverse tecnologie mature, compatibilmente con il rispetto dell'Ambiente, come è evidenziato nell'analisi di dettaglio che nei capitoli precedenti è stata riassunta.

Il parco degli impianti di generazione elettrica è costituito da Centrali elettriche deputate a diversi ruoli:

- a) centrali elettriche destinate precipuamente al servizio di generazione continua,
- b) centrali adibite al servizio di sostenere i carichi di punta,
- c) da centrali di riserva di potenza per garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico regionale.

L'analisi dello scenario di generazione elettrica proposto, che costituisce l'oggetto di questo paragrafo, verte sulla scelta delle centrali destinate al servizio di generazione continua.

Per le centrali di cui ai punti b) e c) viene fatta una verifica di copertura della riserva necessaria.

Poiché il sub-sistema elettrico regionale non è isolato ma interconnesso con la rete nazionale tramite il SACOI, ed in futuro sarà connesso con il SARCO ed il SAPEI, le Centrali per il servizio continuo vengono dimensionate per soddisfare la domanda annua interna lorda di Energia elettrica tenendo conto che possono produrre anche per la esportazione. Possiamo schematizzare scrivendo:

Produzione interna = Domanda interna + Esportazione

In effetti questa è una semplificazione perché le regole del libero mercato dell'Energia elettrica possono anche comportare che la esportazione sia nulla o che si verifichi una importazione (se il mondo esterno vende a prezzi concorrenziali rispetto a quello regionale); tuttavia per motivi di sicurezza il comparto di generazione della Sardegna deve essere dimensionato per soddisfare almeno la domanda interna in condizioni di sicurezza.

VIII.3.1- Analisi della Domanda interna, previsione di sviluppo

Seguendo il metodo convenzionale e prudenziale lo scenario di variazione della Domanda interna è costituito da una crescita teorica di tipo esponenziale con tasso medio annuo desunto dall'andamento storico pari 2,35%; in tal modo si ottiene una stima della Domanda netta interna al 2012 di 15.500 GWh (15,5 miliardi di kWh); questo è lo "scenario tendenziale" al 2014.

VIII.3.2- La Domanda razionale

E' il risultato sperato degli interventi di risparmio e uso razionale che si è programmato di conseguire applicando le normative europee e nazionali, oltre ad alcune azioni più incisive di risparmio prescrivibili a livello regionale.

Il risultato di queste azioni di risparmio è riassunto dal valore del tasso di crescita medio annuo, molto ridotto rispetto a quello tendenziale, pari a 0,81% che porta ad una domanda netta interna al 2014 di 13.000 GWh (13 miliardi di kWh) (fig. 5). Poiché non si può conoscere la capacità di convincimento e di imposizione che si realizzerà non si può dare per certo questo risultato della crescita razionalizzata; per questo si è anche tracciato nei diagrammi degli scenari di generazione una curva di crescita con tasso prudenziali di riferimento di valore intermedio tra 2,35% e 0,81%.

Lo stato di isolamento della rete di Sardegna comporta disporre di una potenza di riserva pari all'80% del picco massimo; pertanto se aumenta quest'ultima aumenta anche la potenza di riserva e la potenza totale, cosa che porta ad un parco di generazione ridondante, ad alterazioni ambientali e ad un aumento del costo del kWh prodotto.

Perciò è necessario predisporre programmi e azioni per regolare, modificare e regolare la curva di carico, non subirla come inevitabile. Azioni possibili sono:

- Tariffe multiorarie.
- Limitazioni alle piccole macchine frigorifere.
- Certificazione energetica degli edifici con norme anche su bilancio estivo e impianto di refrigerazione.
- Eliminazione degli scaldacqua elettrici.
- Diffusione dei pannelli solari termici e fotovoltaici.
- Centralizzazione degli impianti di condizionamento ed accumulo freddo.

VIII.4.1- Gli impianti termoelettrici a carbone – Il contributo del carbone Sulcis

Nel contesto internazionale dell'approvvigionamento delle materie prime energetiche si constatano in questi ultimi anni queste condizioni che tendono a diventare ricorrenti:

- lo spostamento dell'interesse internazionale verso i nuovi giacimenti di petrolio e gas naturale delle regioni dell'est europeo (mar Caspio);
- il grande tasso di sviluppo della Cina e dell'India che assorbono grandi quantità di petrolio e di carbone contribuendo a modificare la domanda e a determinare un aumento dei prezzi;
- la continua crescita del prezzo del petrolio giunto nel mese di luglio a 67 \$/barile, un minore aumento del prezzo del gas naturale, una relativa stabilità del prezzo del carbone.

Pertanto il carbone continua a svolgere un ruolo importante nella possibile riduzione dei costi di produzione dell'Energia elettrica, almeno nel contesto delle previsioni a breve e medio termine.

Non si può tuttavia trascurare il fatto che il carbone presenta il valore più alto dell'indice di emissione di CO₂ e di altre emissioni nocive; né a breve termine si può contare sulle tecnologie a emissione zero ("clean coal technology") che presentano molti aspetti critici, come la diminuzione della efficienza energetica ed il trasferimento dell'inquinamento dall'atmosfera ad altri corpi della geosfera.

Le nuove tecnologie, come gli impianti di gasificazione a ciclo combinato e gli impianti a ciclo supercritico ed ipercritico, consentendo di aumentare i rendimenti elettrici rispetto agli impianti a carbone convenzionali, producono una riduzione delle emissioni specifiche di CO₂. In Italia queste tecnologie delle centrali a "ciclo super ed iper-critico" a carbone sono già applicate in centrali di potenza dell'ordine di 620 MW e possono avere rendimenti dell'ordine del 45%.

In questo contesto si pone il ruolo di base che può svolgere il carbone in Sardegna; in particolare per *il ruolo che può svolgere il carbone Sulcis*, unico giacimento nazionale. Esso può contribuire all'autonomia energetica della Sardegna, dell'Italia nel contesto della UE, e può consentire la riduzione dei costi dell'Energia elettrica per le industrie del settore metallurgico e di base applicando il dispositivo del Decreto del 28 gennaio 1994 come ripreso dalla legge n.80/2005 art.11 che estende al carbone sulcis il dispositivo finanziario tipo CIP6/92.

La potenza e la tecnologia della centrale deve essere tale da assicurare una produzione della miniera non inferiore a un milione di tonnellate all'anno di carbone sulcis lavato.

Le norme di legge (L. n.80/2005) che concedono il contributo alla riduzione del prezzo dell'Energia elettrica per il comparto metallurgico comportano che la realizzazione della centrale integrata con la miniera avvenga entro il dicembre dell'anno 2010.

In questo Piano Energetico per la centrale integrata con la miniera si propone :

- 1) realizzare una centrale con tecnologia di gasificazione o a ciclo supercritico, che prevede l'alimentazione a carbone sulcis per un contributo non inferiore al 50% in energia termica e per il rimanente a carbone estero.

- 2) si prevede che l'energia elettrica prodotta dal carbone sulcis abbia priorità nel dispacciamento ed un incentivo finanziario tipo CIP6/92 che potrà anche consentire alle industrie energivore l'abbattimento del prezzo di acquisto dell'Energia elettrica.

VIII.4. 2- Gli impianti alimentati da prodotti petroliferi nel sistema elettrico della Sardegna

Tenuto conto del costo sempre maggiore che il petrolio presenta rispetto alle altre fonti fossili, tenuto conto della instabilità economico-politica che lo caratterizza, tanto che il prezzo ancora sale, il petrolio è destinato a svolgere nel settore termoelettrico un ruolo inferiore. Nel caso della Sardegna il petrolio svolge un ruolo importante attraverso i residui della raffinazione del petrolio (tar) utilizzati per alimentare l'impianto Sarlux da 550 MWe; inoltre alcuni impianti come quelli della Endesa di Fiumesanto, quelli dell'Enel di Assemini, quelli della AES di Ottana funzionano alimentati da olio combustibile (vedi Cap.II).

Pertanto non si prevede un ruolo ulteriore del petrolio negli scenari proposti al di là del ruolo che l'impianto Sarlux continuerà a svolgere almeno fino al 2020, data fino alla quale ha per contratto priorità nel dispacciamento.

Finché non arriverà il gasdotto il petrolio continuerà ad avere un certo ruolo per gli autoproduttori di energia elettrica.

La società Endesa ha in fase di costruzione una centrale a turbine a gas 2x40 MW come potenza di riserva alimentati a gasolio finché non arriverà il gasdotto.

VIII.4.3- Il gas naturale può svolgere un ruolo coerente con il protocollo di Kyoto

In base allo sviluppo dei programmi regionali si prevede che venga realizzato da gruppi imprenditoriali il gasdotto entro il 2009, pertanto si pone il problema di utilizzare il gas naturale in Sardegna soltanto per il settore civile e per le piccole medie industrie oppure anche per la produzione di Energia elettrica in modo efficiente con le centrali tipo NGCC.

In questo Piano Energetico si propone la 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 CO₂ (kgCO₂/kWh) a circa un terzo rispetto alle emissioni delle centrali a carbone.

La tecnologia di costruzione che si propone è quella della conversione a ciclo combinato (NGCC) di centrali esistenti del tipo a ciclo di vapor d'acqua, metodologia di riconversione e tecnologia già ampiamente collaudata nel mondo ed in Italia; tuttavia se il produttore termoelettrico riterrà più conveniente costruire una centrale NGCC ex novo il risultato per il PEARS non cambia.

La conversione di queste centrali può richiedere un tempo di due o tre anni, ma è necessario che ci sia certezza sull'arrivo del gas naturale, nonché sulla realizzazione della dorsale sarda sud-nord e sulle diramazioni alle principali aree industriali, perché un produttore possa ordinare per tempo la costruzione di una centrale NGCC.

Si ritiene comunque necessario evitare di utilizzare il metano sulle centrali tradizionali a basso rendimento, sarebbe sprecato e non produrrebbe la desiderata riduzione delle emissioni di CO₂, inoltre ne risulterebbe un

costo del kWh elevato. Pertanto si ipotizza che dopo l'arrivo del metano si possano avere per riconversione due centrali, una da 400 MW e una da 200 MW; successivamente altre centrali esistenti alimentate oggi a carbone o a olio potranno essere riconvertite a gas in rapporto anche alla evoluzione dei prezzi.

VIII.4.4- Gli impianti elettrici a Fonti di Energia Rinnovabili

Nel paragrafo precedente abbiamo determinato preliminarmente il ruolo complessivo che le FER devono svolgere, in questo paragrafo analizziamo le proposte dettagliate degli impianti che con ciascuna FER si possono alimentare.

VIII.4.4.1- La Biomassa- Tenendo conto delle scelte e degli obiettivi descritti si è fatta una ricerca della potenzialità massima che si può attendere dalla biomassa legnosa ed erbacea; si ritiene che si possano realizzare le seguenti centrali termoelettriche a biomassa, da localizzarsi preferibilmente nelle aree industriali:

- 1) Buddusò 10 MWe
- 2) Macomer 10 MWe;
- 3) Ottana 20 MWe;
- 4) Isili 5 MWe ;
- 5) Arbatax 40 MWe;
- 6) Oristano 40 MWe;
- 7) Villacidro 10 MWe.

La produzione reale degli impianti a biomassa dipende notevolmente dalle condizioni meteorologiche, dalla organizzazione logistica dei contratti, dei trasporti, dei costi; perciò si è anche prevista una stima di minimo e di massimo valore (vedi Fig. 4). Utilizzando la disponibilità di biomassa stimata e di quella da coltura dedicata, si può alimentare una **potenza nominale totale di 135 MW** con un tempo di funzionamento di 7000 h/anno.

VIII.4.4.2- L'Energia solare

In questa sezione si tratta degli impianti a Energia solare per la produzione di Energia elettrica di taglia industriale; degli impianti solari termico per riscaldamento di acqua a bassa temperatura e degli impianti fotovoltaici per il settore civile (residenziale e terziario) si tratta nelle rispettive come tecnologie per l'uso razionale dell'Energia.

a) Impianti con tecnologia solare termodinamica

Poiché gli impianti per la produzione di energia elettrica dalla radiazione solare hanno ancora un costo molto elevato che non rende l'investimento economicamente conveniente con i contributi attualmente previsti, si ritiene che l'unica possibilità di varare gli impianti con la tecnologia *solare termodinamica* (elio-termo-elettrici) nel breve-medio termine sia quella di abbinarli in parallelo con un impianto termoelettrico

esistente alimentato da fonte programmabile; gli impianti a biomassa proposti si presentano come l'occasione migliore per varare la tecnologia solare ad alta temperatura a 500 °C. Si deve tuttavia prevedere che la realizzazione del campo specchi richiederà un incentivo pubblico sotto forma di un “certificato verde” adeguato ai costi dell'impianto solare termodinamico, ad esempio sul modello della Spagna. Pertanto agli impianti a biomassa sono associati campi di specchi per la captazione e l'accumulo dell'Energia solare ad alta temperatura che funzionino in parallelo usando lo stesso circuito del vapore, lo stesso turbo-generatore, lo stesso condensatore dell'impianto a biomassa. (vedi Cap. XIX). In questo studio si propone la costruzione di Impianti solari ad alta temperatura per una potenza nominale compresa tra 80 e 120 MWe, da installare possibilmente in parallelo con gli impianti termoelettrici a biomassa sopra elencati.

Tenuto conto del costo elevato di questa tipologia di impianto solare e della producibilità ridotta, se non sarà incentivato da tariffe più elevate del certificato verde attuale, difficilmente si svilupperà; pertanto entro il 2010 supponiamo che della totale potenza prevista potrebbe esserne installata 80 MWe, e nella prospettiva del 2014 una potenza nominale di 120 MWe. Si ipotizza dunque che per il 2010 possa essere installata una potenza nominale di 80 MWe che può essere realizzata mediante due impianti tipo ENEA da un km² ciascuno e potenza nominale elettrica di 40 MWe; le possibili localizzazioni sono: Cagliari-Macchiareddu, Ottana.

La produzione annua attesa è dell'ordine di 320 GWh/a.

b) Impianti fotovoltaici di taglia industriale

Si prende anche in esame la realizzazione di alcuni impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 1 MW che possono essere finanziati dalla recente normativa (Decreto M.A.P. del 28 luglio 2005, G.U. 5 agosto 2005- Vedi Cap.I) che prevede una remunerazione massima di 0,49 E/kWh che può risultare incentivante e competitiva; purtroppo la potenza totale incentivata è per ora soltanto 100 MW per tutta l'Italia.

Nel comparto di generazione elettrica si tiene conto solo degli impianti di taglia industriale, tuttavia gli impianti ad energia solare FV danno un contributo anche con la micro-generazione diffusa per la quale si rinvia al cap. XV del settore civile. Il contributo complessivo previsto per il 2010 è tra 65 e 70 MWp. ***La produzione elettrica stimata è dell'ordine di 95 GWh/anno.***

VIII.4.4.3- L'Energia idraulica

La possibilità di prevedere un preciso valore del contributo della Energia idraulica alla domanda interna è molto aleatoria, più dell'energia solare. Più dell'energia eolica; infatti la Sardegna caratterizzata da un clima semi-arido, va soggetta a cicli di siccità, per cui l'acqua viene preservata per gli usi idrici obbligati. Negli anni 2002-03-04 si è avuta una discreta piovosità perciò utilizzando le serie storiche dei dati GRTN ed ENEA si può calcolare un valore medio di 233 GWh/a. Si è tenuto conto della producibilità media annua degli impianti idroelettrici e dei nuovi impianti entrati in funzione nel 2004. Oltre agli impianti già programmati, si prevede di installare impianti idroelettrici di piccola potenza (mini e micro-idraulici) per recuperare i salti in esubero nei sistemi idrici di approvvigionamento multisettoriale e del servizio idrico integrato. Ciò vale in particolare per i salti idraulici esistenti tra i serbatoi artificiali e l'origine delle adduzioni di valle e per tutte le dissipazioni di

energia concentrate nei sistemi di trasporto delle risorse idriche; in tal modo si stima di recuperare circa 20 GWh elettrici.

Tenendo conto di tutti questi apporti, si è stimata una producibilità media annua per il 2010-14 di 370 GWh/a (vedi fig. 4, curva 1).

Impianti di pompaggio per migliorare la sicurezza della RTN e ridurre la potenza termoelettrica di riserva.

Si deve tener presente che l'impianto di pompaggio del Talòro da 3x80 MW ha la funzione di riserva di potenza per i carichi di punta e per le condizioni di emergenza (vedi Cap. II), pertanto non contribuisce alla produzione annua. Altri impianti di pompaggio possono essere realizzati per migliorare la sicurezza e la stabilità della rete sarda; nel capitolo XVII dedicato allo sviluppo dell'Energia idraulica vengono proposti alcuni nuovi impianti idroelettrici di pompaggio intervenendo, in linea generale attraverso assetti funzionali di sistemi idraulici già in esercizio, quali ad esempio, l'alto Flumendosa e la centrale di S. Miali; uno studio particolareggiato è necessario per verificare i limiti di convenienza economica e la potenza elettrica nominale.

VIII.4.4.4- L'Energia eolica

Lo studio del Piano Energetico ha accertato con apposita indagine il numero di impianti eolici in funzione o previsti tali entro l'anno 2004 e 2005: 340 MW (trascurando alcune piccole eoliche ormai fuori uso), per i quali si stima, anche sulla base dei dati sperimentali acquisiti dagli impianti esistenti, una producibilità dell'ordine di 700 GWh/a.

Considerando i limiti per garantire la sicurezza e la stabilità della rete e tenendo in considerazione l'obiettivo di raggiungere il 22% di FER rispetto al fabbisogno interno, la potenza totale eolica necessaria sarà di **550 MW inclusi gli impianti esistenti e quelli già autorizzati**.

Tali impianti potranno essere installati in zone compromesse preferibilmente in aree industriali a supporto della riduzione del costo dell'energia elettrica delle industrie manifatturiere energivore e delle aziende del comparto agroalimentare, anche mediante la installazione di mini-impianti eolici limitrofi alle aziende stesse.

VIII.4.4.5- Verifica del contributo delle Fonti di Energia Rinnovabile previsto in Sardegna rispetto all'indice del 22% previsto dalla direttiva 2001/77/CE.

Riepilogando nella tabella 10 seguente i contributi che ciascuna fonte rinnovabile può dare nella prospettiva del 2010 si vede che se ci si riferisce alla domanda della curva razionale l'obiettivo del 22% viene pienamente conseguito; se ci si riferisce alla domanda tendenziale, cioè escludendo qualsiasi intervento di risparmio, si approssima abbastanza il valore obiettivo; poiché le azioni di risparmio sono previste da normative di legge già in corso di applicazione, la domanda elettrica al 2010 sarà sicuramente inferiore al valore tendenziale, pertanto si può concludere che l'obiettivo del 22% di energia elettrica da FER al 2010 potrà essere raggiunto, entro l'approssimazione che la stessa direttiva prevede.

Tab. 10 - Domanda razionale al 2010 di 12.500 GWh/a di cui 22% pari a 2750;GWh/a – Domanda tendenziale al 2010 di 14.000 GWh/a di cui 22% pari a 3080 GWh/a.

Fonte di Energia rinnovabile	Potenza nominale MW al 2010	Produzione stimata al 2010 GWh/a	Frazione % di 2750 GWh/a al 2010	Frazione % di 3080 GWh/a al 2010
En. idraulica		370	2,96	2,64
Solare termod.	80	320	2,56	2,28
Solare FV	100	150	1,2	1,07
Biomassa -gas	15	78	0,62	0,56
Biomassa legno	135	945	7,56	6,75
Energia eolica	550	1100	8,8 0	7,86
TOTALE	-----	3073	23,70	21,16

VIII.5- Riepilogo analitico dell'evoluzione del sistema elettrico della Sardegna

Uno scenario consiste in una proposta di evoluzione della domanda e della produzione di Energia elettrica che interpreta le scelte strategiche ed i vincoli al fine di conseguire gli obiettivi desiderati.

Poiché non esiste la possibilità di costruire modelli fisico-matematici di calcolo che contemplino tutte le possibili opzioni, le diverse scelte strategiche ed i vincoli, è necessario individuare alcune proposte di soluzione e mostrarne mediante codici di calcolo computazionali le conseguenze nell'intervallo temporale in cui lo scenario si svolge; l'analisi e la valutazione di queste conseguenze aiuta a prendere le decisioni, cioè ad adottare tra i diversi scenari proposti quello che meglio approssima gli obiettivi desiderati.

Per una migliore comprensione e lettura degli scenari si è adottato questo criterio di rappresentazione: a) un diagramma rappresenta soltanto la produzione elettrica che rientra nella domanda interna lorda; b) un diagramma rappresenta la produzione elettrica esportabile attraverso i cavi di connessione con le reti della Corsica e della Penisola italiana; c) un diagramma dello scenario di evoluzione della produzione elettrica delle fonti rinnovabili di Energia.

Poiché si sviluppa un progetto di **Piano Energetico Ambientale** è necessario calcolare il flusso di massa e materia che si accompagna con il flusso di Energia, in particolare sono da calcolare le emissioni gassose soggette al controllo del Protocollo di Kyoto, come l'anidride carbonica, e del Protocollo di Goteborg, come l'anidride solforosa e gli ossidi di azoto. Pertanto allo scenario di produzione elettrica proposto corrispondono tutti i diagrammi di scenario delle emissioni, in particolare sono da osservare i diagrammi della CO₂ e della SO₂.

Lo sviluppo proposto tiene conto di alcuni **obiettivi che ci si propone di conseguire** e che sono considerati nel codice di calcolo come vincoli: 1) ottemperare alla direttiva 2001/77/CE, che per la Sardegna si presenta come produzione del 22% del consumo interno lordo di elettricità mediante FER; 2) ridurre al minimo necessario il ricorso agli impianti eolici; 3) ridurre la emissione di CO₂ secondo l'impegno del Protocollo di Kyoto; 4) costruire una nuova centrale integrata con la miniera alimenta da carbone Sulcis nella misura di 1 milione di ton/a entro il 2010; 5) limitare le emissioni acidificanti secondo le direttive connesse con il Protocollo di Goteborg, in particolare rispettare i limiti imposti per l'area ad alto rischio ambientale del Sulcis. Poiché i risultati delle azioni di prescrizione e di incentivo per il risparmio e per l'URE sono poco prevedibili con affidabilità, si ritiene opportuno calibrare le potenze e le produzioni possibili sulla base della domanda interna tendenziale (15.500 GWh al 2014), pur segnando nei diagrammi degli scenari anche l'andamento della domanda interna razionalizzata per valutare le implicazioni possibili.

I diagrammi dello sviluppo della produzione elettrica sono rappresentati nelle seguenti figure:

- nelle figure 4 sono rappresentati gli andamenti di sviluppo possibile delle fonti rinnovabili;
- nelle figg. 5 e 6 è rappresentata l'evoluzione dello sviluppo della produzione elettrica, caratterizzata dalla centrale integrata con la miniera di carbone Sulcis e dall'impiego del metano con le centrali NGCC.

VIII.5.1- Riepilogo analitico dello sviluppo della generazione elettrica caratterizzato dalla prevalenza del Carbone e dal contributo delle FERe del Metano

Lo sviluppo della generazione elettrica proposto è caratterizzato da una prevalenza del carbone tra le fonti di Energia primaria che alimentano il comparto elettrico, come è illustrato nel seguito (Fig. 5), ma si avvale anche del contributo delle Fonti rinnovabili e del Metano dopo il 2010.

- La domanda interna cresce secondo il tasso calcolato dal GRTN da 12000 GWh/a del 2003 a 15.500 GWh/a del 2014;
- se si mettono in atto i programmi di uso razionale e risparmio la crescita stimata è più debole e raggiungerebbe il valore di 13.000 GWh nel 2014;
- gli impianti degli autoproduttori sono alimentati ad olio combustibile e GPL fino all'arrivo del metano;
- l'impianto Sarlux è alimentato da un residuo petrolifero il "tar" ed ha priorità nel dispacciamento secondo le norme del CIP6/92, e continuerà ad avere la priorità fino al 2020;
- I R.S.U. daranno un contributo a partire dal 2008 con due nuovi impianti per complessivi 30 MWe;
- La centrale di Endesa da 2x320 MW sarà alimentata da carbone estero;
- La centrale Enel Sulcis 3 da 240 MW almeno fino al 2010 sarà alimentata da carbone;
- La centrale Enel Sulcis 2 da 340 MW a letto fluido sarà alimentata prevalentemente da carbone;
- La "centrale integrata con la miniera" sarà alimentata da Carbone Sulcis (1 Mt/a) misto a carbone estero ed avrà la priorità nel dispacciamento secondo il dispositivo di pagamento dell'energia elettrica tipo CIP6/92;
- Le FER complessivamente danno un contributo crescente che raggiunge nel 2010 il 22% del consumo elettrico interno razionale nel 2010; si utilizza l'Energia solare, la biomassa legnosa ed erbacea, il biogas, l'Energia idraulica, l'Energia eolica per un valore massimo di potenza di 550 MW nominali (fig. 4).

In questa "proposta di sviluppo" si ipotizza che in previsione dell'arrivo del gasdotto possano essere realizzate due centrali a metano ad alto rendimento a ciclo combinato (tipo NGCC): una da 400MW, una da 200 MW.

Si ipotizza inoltre che dopo il 2010 le centrali a carbone Enel ed Endesa possano svolgere il ruolo di riserva o, eventualmente, di produzione per l'esportazione.

Queste ipotesi sono solo indicative nel senso che nel modello di calcolo è sufficiente tenere conto della realizzazione di n.2 centrali tipo NGCC da 400 MW e da 200 MW; la reale dislocazione ed il produttore verranno determinati nelle sedi deputate in accordo con l'Amministrazione regionale.

Questo programma di sviluppo mette in evidenza che il sistema elettrico della Sardegna valorizza il carbone sulcis; in particolare sia la Sarlux che la Centrale Integrata con la miniera a carbone sulcis avranno la priorità

nel dispacciamento; onde evitare che il ruolo delle centrali Enel ed Endesa venga reso marginale riguardo alla domanda interna è necessario che il cavo SAPEI venga realizzato al più presto.

Il ruolo delle centrali a gas naturale può essere svolto in modo economicamente utile e ambientalmente pulito dopo la realizzazione del cavo SAPEI.

IX. LA VERIFICA DELLE EMISSIONI

Lo “Studio per la definizione del Piano Energetico Regionale” ha calcolato in modo dettagliato tutte le emissioni regolate dalle norme internazionali e nazionali relative al comparto della generazione elettrica. Per motivi di opportunità si allega a questo documento di sintesi soltanto il diagramma delle emissioni di CO₂ relativo allo “sviluppo proposto” (fig.7, fig. 8).

Per l'analisi dettagliata di tutte le emissioni previste dalla normativa vigente ed utili per l'applicazione della VAS (Valutazione Ambientale Strategica) si rinvia al Cap.XXIV dello “Studio”.

Si osserva che il valore elevato del rendimento energetico, della prevista centrale integrata con la miniera Sulcis a “ciclo supercritico”, o a gasificazione, che si è assunto pari a 0,45, riduce le emissioni specifiche di CO₂ rispetto alle centrali a carbone esistenti.

Nonostante non si riesca a scendere ai livelli di CO₂ previsti per l'Italia dal Protocollo di Kyoto, si nota l'azione benefica delle Fonti di Energia rinnovabili previste dal PEARS per un contributo del 22% della domanda interna di Energia elettrica, infatti si ottiene una quantità di emissioni evitate pari a 2,250 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno riferito al 2010.

Benché le centrali alimentate da combustibili fossili siano la principale sorgente di emissioni nocive, nella verifica delle emissioni si deve tener conto anche delle emissioni di NO_x delle centrali alimentate dalle biomasse; anche i biocarburanti non sono esenti da emissioni, sia per quelle relative ai processi di elaborazione e di coltivazione, sia nel processo di combustione. Le emissioni evitate sono quelle di CO₂, non perché non vengano emesse, ma perché sono compensate dal ciclo della fotosintesi.

Ulteriori vantaggi vengono ottenuti incentivando il trasporto pubblico e/o collettivo, in particolare nelle aree urbane, ed utilizzando carburanti derivati da fonti di energia rinnovabili.

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004 (continua).

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	GRUPPO SU2	340 MW	Letto fluido (CFBC) (Carbone Sulcis + Estero)	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		

(continua descrizione)

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Termoelettrici al Dicembre 2004.

COMPARTO DI GENERAZIONE TERMoeLETTRICO				
CENTRALE	GRUPPO	POTENZA NOMINALE LORDA	COMBUSTIBILE	TIPO IMPIANTO
ENDESA (Programmato) Servizio Emergenza e Punta	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 Proprietà Società A.E.S. CWF Italia	TOTALE	2x70 = 140 MW	OLIO C. E GAS DI RECUPERO Coal Water	
CWF Italia (Santa Giusta)		13 MW	Coal Water	Vapore
POTENZA LORDA TOTALE DEL COMPARTO TERMoeLETTRICO		2978 MW		

Tab. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Idroelettrici 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 P.	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. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti a Biomassa e R.S.U. 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. 2c - Centrali di produzione di energia elettrica da impianti Eolici e Fotovoltaici 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	

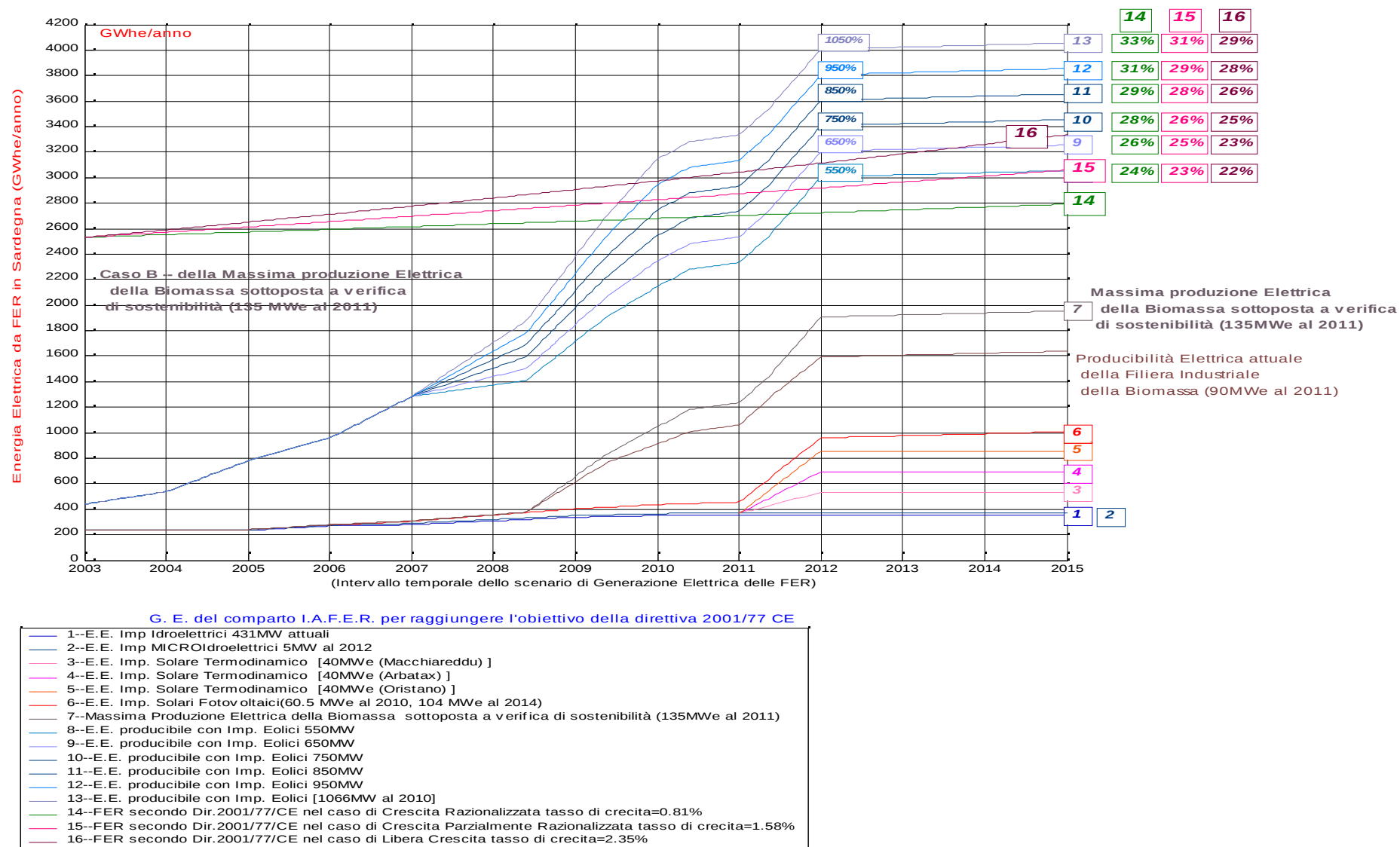
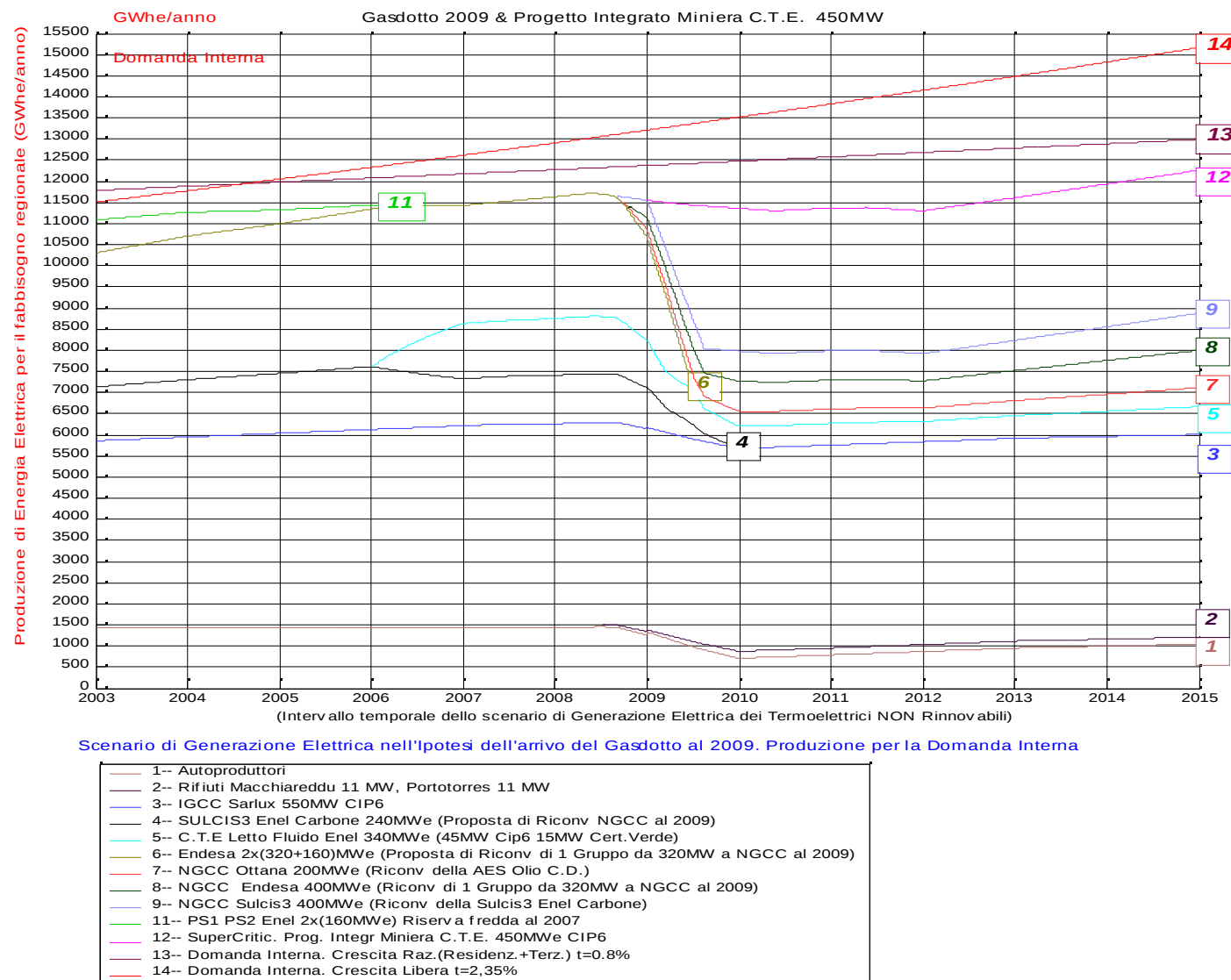


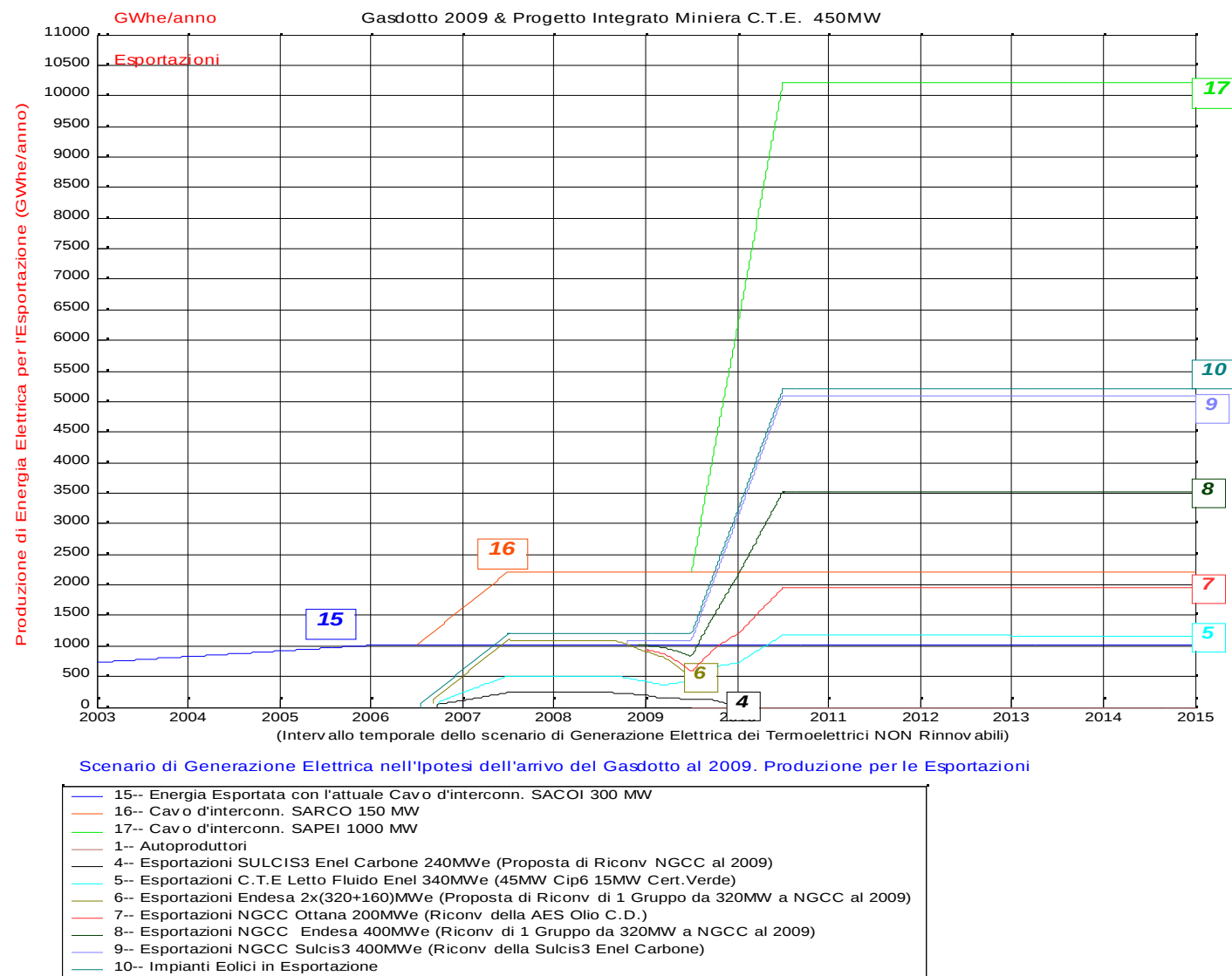
Fig. 4 - Scenari di Generazione Elettrica da FER. Diagramma cumulativo dell'Energia Elettrica producibile da FER per rispettare la Direttiva 2001/77/CE. Caso B della Massima produzione elettrica della Biomassa sottoposta a verifica di sostenibilità.



(1Mton/anno Carbone Sulcis con Gasdotto 2009 & Progetto Integrato Miniera C.T.E. 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente))

SCENARIO DI RIFERIMENTO (Domanda Interna)

Fig. 5 - Generazione Elettrica per la domanda interna. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 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). Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009.

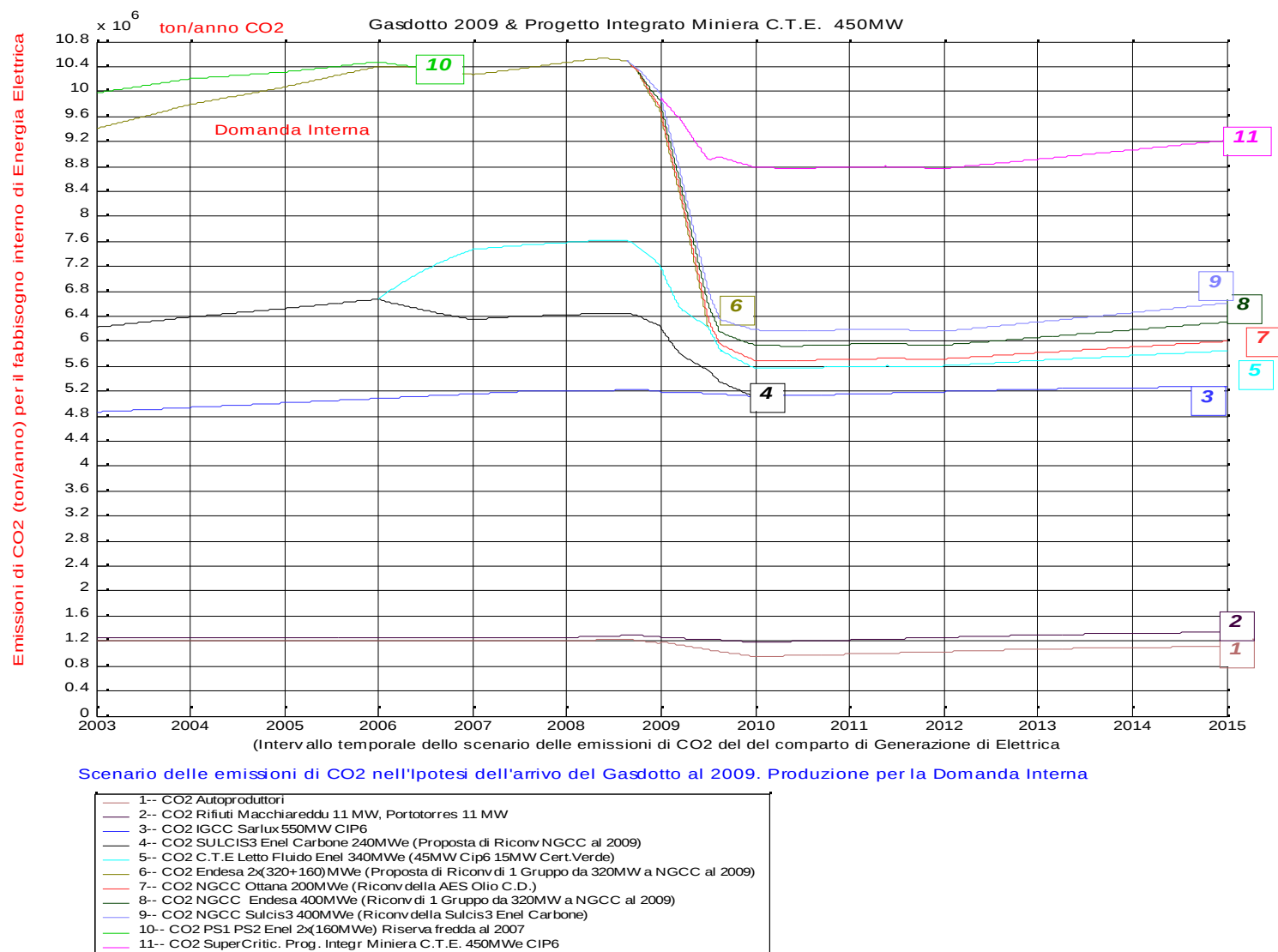


(1Mton/anno Carbone Sulcis con Gasdotto 2009 & Progetto Integrato Miniera C.T.E. 450MW con tecnologia idonea alla minimizzazione delle emissioni inquinanti e alla massimizzazione del rendimento energetico complessivo (gassificazione, ciclo supercritico o altro equivalente))

SCENARIO DI RIFERIMENTO (Esportazioni)

Fig. 6 - Generazione Elettrica per le eventuali esportazioni. Prevalenza del Carbone: 1Mton/a Carbone Sulcis + 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). Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009.

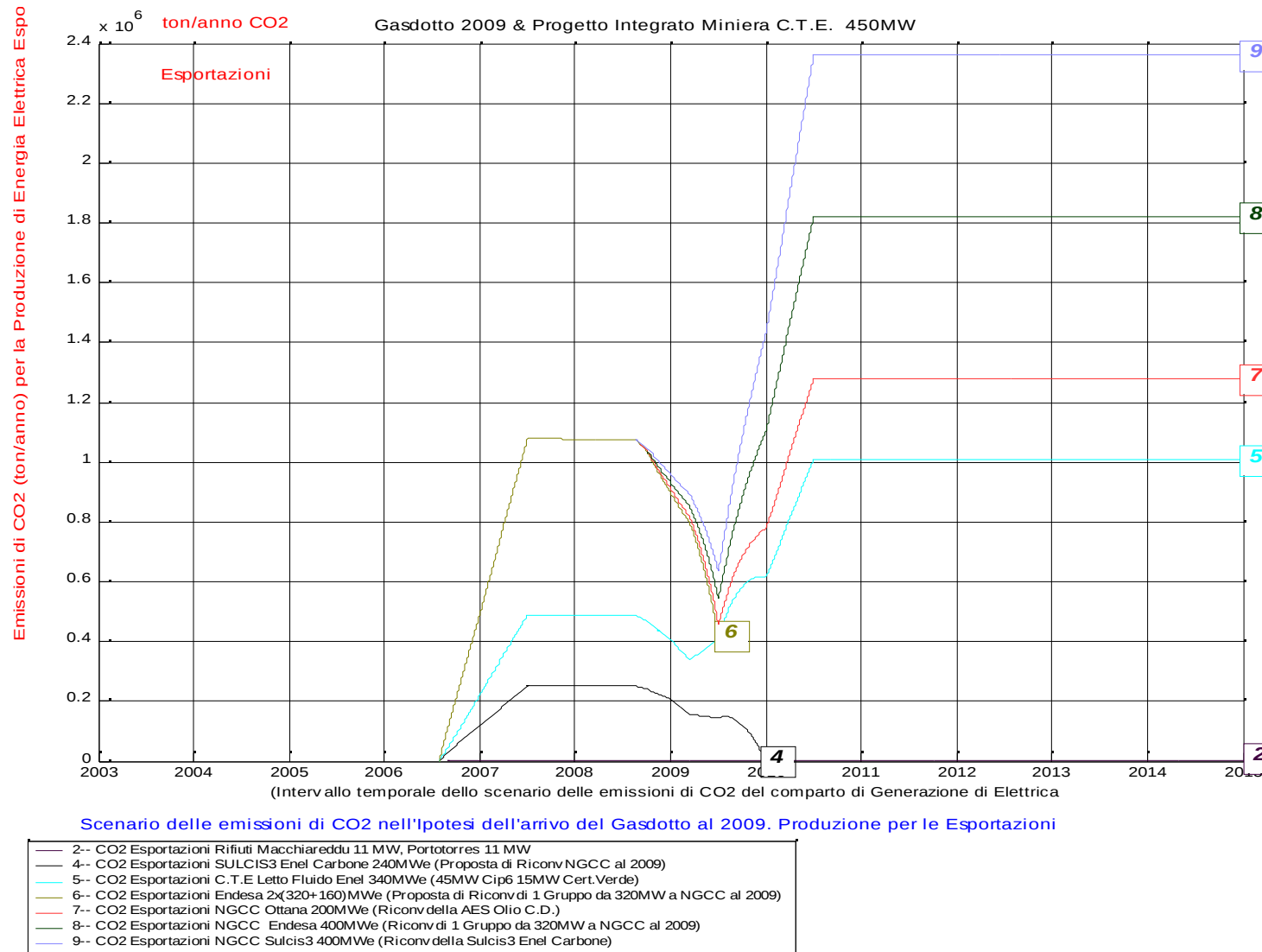
IPOTESI DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA



SCENARIO DI RIFERIMENTO (Domanda Interna)

(1Mton/anno Carbone Sulcis con Gasdotto 2009 & Progetto Integrato Miniera C.T.E. 450MW caso della tecnologia a ciclo supercritico)

Fig. 7 - Emissioni di CO₂. Generazione Elettrica per la domanda interna. Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009, 1Mton/a di Carbone Sulcis + Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW caso della tecnologia del ciclo supercritico
IPOTESI DI SVILUPPO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA



SCENARIO DI RIFERIMENTO (Esportazioni)

(1Mton/anno Carbone Sulcis con Gasdotto 2009 & Progetto Integrato Miniera C.T.E. 450MW
caso della tecnologia del ciclo supercritico)

Fig. 8 - Emissioni di CO₂. Generazione Elettrica per le eventuali esportazioni. Utilizzo del Gas Naturale con le centrali NGCC dal 2009, 1Mton/a Carbone Sulcis + Carbone Estero. Progetto Integrato Miniera C.T.E. da 450MW caso della tecnologia del ciclo supercritico