

# SCENARI DI GENERAZIONE ELETTRICA NELL'IPOTESI DI REGIONE ELETTRICAMENTE ISOLATA - RUOLO DEL METANO E DELLE FONTI RINNOVABILI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI NOCIVE

P. G. Mura - R. Baccoli – U. Carlini – R. Innamorati – S. Mariotti

CREAS- Sezione Fisica Tecnica ed Energetica, DIT- Facoltà d'Ingegneria, Università di Cagliari

## SOMMARIO

Nel contesto della Pianificazione Energetica Regionale viene preso in esame il caso di una Regione che si trovi isolata, o con debole interconnessione, rispetto alla rete elettrica europea. Vengono presentate diverse ipotesi di scenario di generazione elettrica con il vincolo della uguaglianza tra Produzione e Domanda di Energia elettrica. In particolare vengono calcolati gli scenari supponendo le centrali elettriche alimentate da diverse fonti di Energia primaria e vengono valutate le emissioni di CO<sub>2</sub> conseguenti alle diverse opzioni. Gli scenari presentati vengono brevemente commentati al fine di mettere in evidenza l'effetto della adozione del metano e delle fonti rinnovabili sulla emissione totale di CO<sub>2</sub> nel caso della Sardegna.

## 1. PREMESSA

L'impostazione del Progetto del PERS-02 prefigura due Scenari Strategici: *Lo Scenario Strategico "A"* che prende atto dello stato di quasi isolamento della Sardegna, *lo Scenario Strategico "B"* che si propone di eliminare lo stato di isolamento mediante la connessione con le reti transeuropee dell'Energia [1]. Sulla base di una analisi dei due Scenari Strategici appare preferibile adottare lo Scenario Strategico B perché ritenuto più in armonia con le direttive europee e nazionali di pianificazione energetica secondo il nuovo "Libero mercato dell'Energia elettrica e del Gas".

Per questo motivo il Progetto del PERS-02 ha presentato in dettaglio l'analisi degli Scenari Settoriali coerenti con lo Scenario Strategico B, benché siano stati studiati anche gli Scenari Settoriali coerenti con lo Scenario Strategico A. Pertanto in questa memoria ci proponiamo di presentare gli scenari del settore elettrico coerenti con lo "Scenario Strategico A", adeguati alle nuove condizioni generali della pianificazione nazionale e regionale.

Per completezza riportiamo gli eventi normativi ed internazionali più rilevanti ai fini del Piano Energetico Regionale intervenuti nel 2003 e 2004. Nella scelta delle fonti energetiche su cui basare la generazione di energia elettrica si osserva che il notevole aumento del prezzo del petrolio, stabilizzato ora a 42 \$ al barile, induce ancor più a considerare l'importanza del carbone; si pone così con maggior importanza il dilemma Economia-Ambiente che tuttora rende problematico l'attuazione del Protocollo di Kyoto.

In un Piano Energetico Ambientale è necessario valutare tutte le emissioni di massa e materia; per semplicità in questa memoria riportiamo soltanto le emissioni di CO<sub>2</sub> da noi calcolate per il comparto di generazione elettrica; mentre le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute agli altri settori sono desunte dai rapporti dell'ENEA [2] e dell'ANPA [3].

## 2. EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO

Eventi nuovi intervenuti dopo l'approvazione del primo Piano Energetico Regionale di Sardegna aggiornato al 2002 (PERS-02) che rendono utili o necessarie varianti di adeguamento sono riportate qui di seguito.

- Il DLgs n. 387 del 29 dicembre 2003 entra in vigore il 31 gennaio 2004: "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'Energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità."
- Nel mese di marzo 2004 Il GRTN modifica la sua programmazione spostando la data di ultimazione del cavo sottomarino SAPEI di 1000 MW dal dicembre 2005 al 2008 per una potenza di 500 MW ed al 2009 per ulteriori 500 MW.
- Il prezzo del petrolio è bruscamente salito da 25 a 50 \$ al barile, assestandosi a 42 \$ al barile nel dicembre 2004.
- Legge 23 agosto 2004 n. 239: "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di Energia"; pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 215 del 13 settembre 2004.
- Deliberazione n.31/7 della Giunta RAS del 27-07-2004 "Revoca del bando per la valutazione comparativa delle proposte di realizzazione di impianti eolici per la produzione di Energia elettrica e sospensione dell'esame delle istanze non definite alla data di entrata in vigore del D.Lgs 387/2003."
- La legge regionale n.8 del 25 novembre 2004; BURAS 25-11-2004, N° 38. Art.8 com.3 "blocco degli impianti eolici".
- L'adesione della Russia al Protocollo di Kyoto che determina l'obbligo per gli stati ad ottemperare al Protocollo stesso (dal 16-02-2005).

- La Direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra all'interno dell'Unione Europea. Piano Nazionale di Assegnazione delle quote (PNA) predisposto dal Governo italiano; in fase di approvazione dalla UE.
- Direttiva europea 2001/42/CE concernente "la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'Ambiente naturale". (L'Italia non ha ancora approvato la normativa della VAS).

### 3. DEFINIZIONE DEGLI SCENARI STRATEGICI E SETTORIALI

- *Lo Scenario Strategico A* consiste nell'assumere che la Sardegna si configuri come sistema isolato elettricamente ed energeticamente e che provveda a soddisfare solo il fabbisogno energetico interno. In tali condizioni lo scambio di materie prime energetiche con l'esterno può avvenire soltanto per via mare: carbone, petrolio, gas naturale liquido (metano, propano, butano).

- *Scenario strategico B*, nel quale si assume che la Sardegna venga interconnessa alle reti transeuropee dell'Energia e si proponga di produrre forme secondarie di Energia, in particolare Energia elettrica, in modo competitivo sia per la domanda interna, sia per partecipare al libero mercato dell'Energia elettrica e del Gas.

La scelta tra i due tipi di Scenario Strategico A o B è fondamentale, è una scelta legata alla politica economica riferita al lungo periodo e richiede stabilità e certezza; infatti i due scenari presuppongono in modo diverso la costruzione di importanti infrastrutture interne ed esterne alla Regione che richiedono tempi lunghi per essere realizzate e grandi investimenti finanziari a lungo termine.

Se ad esempio viene adottato lo Scenario Strategico B e vengono costruite le infrastrutture di connessione con le reti europee dell'Energia, il ritorno dell'investimento si verifica soltanto se esse vengono utilizzate per esportare o importare Energia; cioè l'adozione dello Scenario Strategico B e la costruzione delle infrastrutture (elettrdotto, gasdotto, sistema a GNL,...) non è coerente con una successiva adozione dello Scenario Strategico A, prima che l'investimento per le infrastrutture sia stato ammortizzato. La scelta tra i due scenari strategici deve essere coerente con le condizioni tecnologiche ed economico-politiche della UE e dell'Italia e con il contesto internazionale.

Una condizione di isolamento energetico totale presuppone che le fonti di Energia necessarie alla Regione siano all'interno di essa, condizione di autonomia ed indipendenza energetica dall'esterno. In effetti la Sardegna non è in condizioni di autonomia energetica, non già perché non ha la risorsa interna di Energia sufficiente al suo fabbisogno, ma perché non possiede la struttura tecnologica di un sistema energetico capace di utilizzare e trasformare l'Energia primaria in essa disponibile (Energia Solare diretta ed indiretta, Energia eolica, carbone).

Pertanto l'ipotesi di "Scenario strategico A" che si considera, non si riferisce all'isolamento energetico in ingresso, ma all'*isolamento energetico in uscita*; si vuole cioè intendere che il sistema energetico della Sardegna deve provvedere ad elaborare Energia primaria solo per produrre le forme secondarie di Energia necessarie a soddisfare la domanda interna.

Nello stato attuale la Sardegna si trova in una condizione di "quasi isolamento energetico"; infatti esiste il cavo sottomarino SACOI da 300 MW e la Saras che importa circa

16 Mtep di petrolio greggio che dopo la raffinazione viene in gran parte esportato sottoforma di benzina, gasolio, etc.

Il carbone sulcis non risulta attualmente competitivo per essere esportato nella penisola.

Pertanto anche l'isolamento energetico in uscita di fatto diventa semplicemente l'isolamento elettrico della Sardegna rispetto all'Italia ed all'Europa.

Lo Scenario Strategico A, con riferimento al medio periodo del prossimo decennio, non è dunque uno scenario di autonomia energetica ed autarchia totale, ma è soltanto uno Scenario Strategico relativo al comparto dell'Energia elettrica che si concretizza nella scelta di produrre soltanto l'Energia elettrica corrispondente alla domanda interna della Sardegna:

$$\text{Produzione elettrica} = \text{Domanda elettrica interna} \quad (1)$$

In questa Relazione si riprendono in esame e si esplicitano in modo dettagliato gli scenari settoriali del comparto elettrico coerenti con lo scenario strategico A del comparto elettrico.

Dal punto di vista del metodo corretto la domanda interna di energia in generale, e di energia elettrica in particolare, dovrebbe scaturire dalla pianificazione dei principali e classici settori (Industria, Trasporti, Civile, Agricoltura). In mancanza di questi dati di indirizzo si assumono gli scenari di crescita della domanda di energia elettrica ipotizzati dal GRTN e le ipotesi di crescita per gli altri settori descritte nello studio del PERS02.

Gli scenari settoriali e complessivi della domanda di Energia devono essere verificati con le norme di tutela ambientale, con particolare riguardo alle emissioni nocive, ossidi di zolfo, ossidi di azoto e biossido di carbonio (rispetto del protocollo di Kyoto sul controllo del clima mondiale).

La verifica di compatibilità ambientale è complessa; in questa sede ci si limita a verificare per ogni Scenario Settoriale di generazione elettrica le emissioni nocive di CO<sub>2</sub> secondo il Protocollo di Kyoto, confrontandole con i limiti previsti dal Piano di Azione Nazionale (PAN delib. CIPE 19/12/2002).

### 4. ANALISI DEGLI SCENARI SETTORIALI DI GENERAZIONE ELETTRICA

Tutti gli scenari proposti tengono conto del vincolo: Produzione elettrica = domanda interna; inoltre si considera che il cavo SACOI ed il SAPEI svolgano la funzione di riserva di potenza; mentre il nuovo cavo SARCO da 50 MW potrebbe consentire anche una piccola esportazione con funzione stabilizzante che in questi scenari non si prende in considerazione.

Si tiene inoltre conto del fatto che fino al 2020 la Sarlux ha la priorità nel dispacciamento e può produrre 5 TWh/a; si deve tener conto che se si applica il meccanismo CIP6/92 ai produttori che utilizzano il carbone sulcis, essi hanno la priorità nel dispacciamento rispetto alla Rete Nazionale.

Il bilancio di energia elettrica della Sardegna è caratterizzato dalla presenza di industrie metallurgiche energivore (vedi tab.1) che richiedono energia elettrica a basso costo; da questo fatto deriva l'importanza di ricorrere al carbone ed al carbone Sulcis.

Tabella 1. Consumi di energia elettrica nell'Industria per tipo di attività nelle province della Sardegna nell'anno 2000 (fonte GRTN)

	CAGLIARI	ORISTANO	NUORO	SASSARI	Sardegna
Tipi Attività	Anno 2000 - GWh	Anno 2000 - GWh	Anno 2000 - GWh	Anno 2000 - GWh	Anno 2000 - GWh
Siderurgica	0.3		0.1	0.1	0.5
Metalli non Ferrosi	2991.3	0.3	0.4	1.7	2993.7
Chimica	1169.6	1.6	242.6	589.8	2003.6
Materiali da costruzione	185.2	10	63.6	74.4	333.2
Cartaria	12.6	1.6	0.6	5.7	20.5
Alimentare	76.4	25.5	24.2	48.8	174.9
Tessile, abbigl. e calzature	2.2	0.8	91.2	2.1	96.3
Meccanica	68.8	2.8	2.8	8.8	83.2
Mezzi di Trasporto	9	0.6	4.4	6	20
Lavoraz. Plastica e Gomma	32.8	0	1.1	2.5	36.4
Legno e Mobilio	6.5	1.2	3.3	20.1	31.1
Altre Manifatturiere	2.3	1.5	0.5	0.8	5.1
Costruzioni	12.3	1.6	5.2	12.1	31.2
<b>TOTALE INDUSTRIA</b>	<b>4569.3</b>	<b>47.7</b>	<b>440</b>	<b>773</b>	<b>5830</b>

Dalla Tabella 1 si osservi che la domanda di energia elettrica del settore industriale in Sardegna è pari a circa il 50% della domanda totale, perciò la disponibilità di energia elettrica a prezzi competitivi è fondamentale per conservare e sviluppare il tessuto industriale della Sardegna in special modo il comparto metallurgico. Risulta da ciò evidente che questa condizione interviene in modo determinante nella scelta dello scenario del comparto elettrico da adottare; non appare pertanto facile trovare la compatibilità ambientale prevista dal rispetto del Protocollo di Kyoto.

Riguardo alle Fonti di Energia Rinnovabili (FER) e in particolare riguardo all'Energia eolica si prevede la installazione di una potenza dell'ordine di 450-500 MW nominali, quanto basta ad ottemperare agli obblighi del DLgs n. 79/99 ed alla legge n.239/2004, per quanto riguarda la potenza connessa alla RTN, in ottemperanza alla Legge regionale n.8/2004 che per poter meglio verificare la compatibilità paesaggistica degli impianti eolici ne ha sospeso la costruzione fino all'approvazione di un nuovo Piano Territoriale Paesistico della Sardegna. Tuttavia a scopo di studio si considera anche il caso di un contributo delle FER alla produzione di Idrogeno per altri usi energetici, come l'autotrasporto

La interpretazione degli scenari è semplice, basta affidarsi alle didascalie in essi contenute, tuttavia a scopo di chiarezza riassumiamo qui di seguito gli elementi salienti in essi contenuti.

1) *Con lo Scenario A.1.g.e* di alta crescita della domanda la produzione è basata su carbone e tar; si mantiene in attività e gestione economica la miniera del carbone sulcis a 1 Mt/a e, se il consorzio delle industrie metallurgiche realizza in proprio una sua Centrale a carbone, si può avviare a soluzione per essi il problema del prezzo dell'Energia elettrica. Però Endesa entra in crisi di produzione marginale nel 2007-8 (vedi Fig.1). Tuttavia non si ottempera al piano di azione nazionale secondo Kyoto, ma si fa crescere la emissione di CO<sub>2</sub> con il tasso attuale, senza alcuna limitazione di protezione ambientale come è consentito ai paesi del terzo mondo in via di sviluppo

(14 MtCO<sub>2</sub>/a) (vedi Fig.2); ma gli effetti delle emissioni nell'ambiente naturale sono costituiti anche da SO<sub>2</sub>, gessi, calcare, ceneri, fanghi, etc.

2) *Con lo Scenario A.2.g.e.* di crescita razionalizzata della domanda elettrica la produzione è basata ancora su tar e carbone, si ottiene una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di 2,5 Mt/a; il tasso di riduzione delle emissioni nocive rimane sempre più alto del limite previsto dal protocollo di Kyoto e anche del limite dello scenario di riferimento del P.A.N. Ma si soddisfa a stento la produzione di 1 Mt/a di carbone sulcis, includendo la Centrale consortile dei metallurgici, e si rischia di portare alla fermata le Centrali Endesa. La bassa crescita razionalizzata della domanda si può ottenere mediante un piano dettagliato di interventi di uso razionale dell'Energia con particolare riguardo alla eliminazione degli usi elettrici non obbligati.

3) *Con lo Scenario A.3.g.e.* di alta crescita della domanda, per evitare la "crisi" di Endesa, si ipotizza che si raggiunga un accordo che porti il consorzio delle industrie metallurgiche ad acquisire un impianto a carbone esistente, e che consenta ad Endesa di utilizzare il carbone sulcis per assicurare la produzione di 1 Mt/a. Si ottengono i vantaggi: a) di evitare la costruzione di una nuova Centrale a carbone (sempre contestata dai cittadini del luogo); b) di poter raggiungere la quota economica di 1 Mt/a di carbone sulcis in tempo breve (il tempo necessario per attrezzare la miniera e adeguare le Centrali Endesa); c) si può ottenere il basso costo dell'Energia elettrica per le industrie metallurgiche recuperando con l'azione politica il dispositivo CIP6/92 previsto dal DPR del 28/01/1994 e ripartendone gli utili anche all'industria metallurgica mediante opportune forme contrattuali; se questo dispositivo viene intanto applicato all'Enel a partire dall'inizio della produzione con la nuova centrale Sulcis 2 nel 2005, anche la riduzione del prezzo del kWh per le industrie metallurgiche potrebbe beneficiarne dalla stessa data. In questo scenario per quanto riguarda le emissioni nocive di CO<sub>2</sub> nulla cambia rispetto allo scenario A.1, cioè i limiti di protezione ambientale del Protocollo di Kyoto sono disattesi. Particolare attenzione deve essere riservata alla cattura dello zolfo ed alla gestione di ceneri e gessi. Questo scenario, non richiedendo la realizzazione di nuove centrali o altre grandi strutture, se non l'adeguamento del porto e il potenziamento della miniera, può consentire il rispetto della data del 2007 imposta dalla UE come scadenza degli aiuti statali alla Carbosulcis.

4) *Con lo Scenario A.4.g.e* di alta crescita della domanda la produzione elettrica viene affidata a partire dal 2007-8 alle Centrali a metano ad alta efficienza energetica ed ambientale tipo NGCC che sostituiscono le centrali a carbone (vedi Fig.3). Questo scenario presuppone che si decida l'abbandono della attività estrattiva del carbone sulcis e la costruzione di un sistema di approvvigionamento di gas Naturale Liquido (GNL) con rigasificazione che alimenti sia le centrali elettriche a metano sia le utenze civili. Questo impianto a GNL non è in contrapposizione con il gasdotto GALSI, anzi collaborerà con esso per assicurare metano a basso costo. Questo scenario non prevede la costruzione di nuove centrali in più, ma la sostituzione o conversione di una centrale a carbone Enel e di una centrale Endesa in altrettante centrali a gas tipo NGCC (come previsto dal P.A.N.). Il problema del costo dell'Energia elettrica per i metallurgici può essere risolto

acquisendo come consorzio una di queste due centrali. Anche la centrale di Ottana ormai obsoleta può essere sostituita da una centrale tipo NGCC da 200 MW. La realizzazione di questo scenario permette di ridurre le emissioni nocive di CO<sub>2</sub> di 5,5 Mt/a portando le emissioni nocive del comparto elettrico da 14 Mt/a a 8,5 Mt/a. Le emissioni complessive della Sardegna si avvicinano così al valore di 17 Mt/a previsto dallo scenario di riferimento del P.A.N.

5) *Lo Scenario A.5. g.e* – E' riferito ad una ipotetica crescita razionalizzata della domanda (Fig.3). Riuscire a tenere alta la produzione delle centrali a metano per ottemperare agli obblighi di Kyoto, non potendo esportare Energia elettrica, comporta l'ipotesi di sacrificare la produzione della Sarlux a partire dal 2008 (riducendo a 2,5 TWh/a), ipotesi peraltro non coerente con le condizioni contrattuali vigenti. In queste condizioni la produzione di CO<sub>2</sub> al 2012 del comparto elettrico scende a 6,3 Mt/a e la emissione nociva complessiva di CO<sub>2</sub> scende al valore dello "scenario di riferimento" coerente con il P.A.N. di 17 Mt/a al 2012 (Fig.4).

6) *Lo Scenario A.6. g.e.* riferito alla crescita razionalizzata della domanda elettrica (12,5 TWh/a al 2012) contiene tutte le ipotesi dello scenario A.5. ma aggiunge l'ipotesi che 5.000 GWh/a di Energia elettrica da FER producano Idrogeno per autotrasporto equivalente a 350 ktep/a; in tal modo il settore trasporti riduce di 2 Mt/a le emissioni nocive di CO<sub>2</sub>; cosicché le emissioni nocive di CO<sub>2</sub> complessive della Sardegna arrivano al valore di 15 Mt/a nel 2012, coincidente con il valore che soddisfa a pieno alle condizioni del protocollo di Kyoto assunte dall'Italia, per la quota parte proporzionale alle emissioni della Sardegna (Fig.5). La realizzazione di questo scenario comporta che gli impianti elettrosolari ed elettroeolici non immettano l'Energia elettrica nella RTN ma alimentino in modo simultaneo impianti elettrolitici per la produzione di idrogeno. La tecnologia dell'idrogeno elettrolitico è oggi matura e con l'istituzione del certificato verde per l'idrogeno contenuta nella Legge n.239/2004 può essere economicamente competitiva.

Gli scenari di produzione di Energia elettrica e delle emissioni correlate sono allegati a questa relazione.

## 5. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Si osservi che in coerenza con le Leggi nazionali che non prevedono l'utilizzazione dell'Energia nucleare, questa non è stata considerata nell'analisi qui esposta, nonostante spesso si dica che consentirebbe una produzione di Energia elettrica a più basso costo. Se dal punto di vista scientifico si condivide l'idea della importanza della fonte nucleare, dal punto di vista tecnologico bisogna segnalare che bisogna approfondire ancora molto la ricerca per ridurre ad un livello di rischio accettabile gli effetti dell'uso dell'Energia nucleare sull'Ambiente.

Riguardo poi alla questione dei costi, che portano alla tentazione di importare l'Energia elettrica dall'Europa, è utile richiamarsi al principio elementare della coerenza. Infatti il basso costo dell'Energia elettrica importata è soprattutto dovuto all'impiego dei reattori nucleari; in particolare di notte

e nelle ore marginali, non potendo gli impianti nucleari funzionare a carichi parziali molto bassi si è costretti a vendere l'Energia elettrica al costo marginale. Gli italiani godrebbero dei vantaggi economici presunti senza subire i rischi che li hanno indotti a non accettare questi impianti in Sardegna e in Italia.

Un'ultima osservazione merita la questione dei costi e dei prezzi dell'Energia elettrica; L'Energia elettronucleare e quella da carbone vengono prodotte a basso costo e venduta a basso prezzo anche perché non si mettono in conto i costi globali, cioè le "esternalità"; studi recenti che si stanno diffondendo in Europa indicano che se si tiene conto dei "costi esterni", cioè degli effetti sulla salute e sull'Ambiente, non si hanno più i vantaggi economici attribuiti a quelle fonti di Energia [4] [5].

## BIBLIOGRAFIA

1. Prof. Ing. P.G. Mura, R. Baccoli, U. Carlini, R. Innamorati, G. Dessanai, B. Manca, S. Mariotti- "Progetto P.E.R.S." Delibera G. RAS ° 15/42 del 28/05/2003 – Sintesi edizione CUEC – Quaderni CREAS Anno I, n°1.
2. ENEA – S.I.E.R. – Sistema Informativo Energetico Regionale (Ver. 1.2) – Emissioni di inquinanti dell'aria – Sardegna – 1999
3. ANPA – Agenzia Nazionale Protezione dell'Ambiente – [www.sinanet.apat.it](http://www.sinanet.apat.it)
4. "Introduction to Environmental Externality Costs", Koomey and Krause, Energy Analysis Program, Lawrence Berkeley Laboratory 1997.
5. "Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Studies" Energy Information Administration –Department of Energy, September 1995.

**Nota:** per motivi di spazio, si riportano fuori testo nelle pagine seguenti solo i diagrammi degli scenari di generazione elettrica più significativi

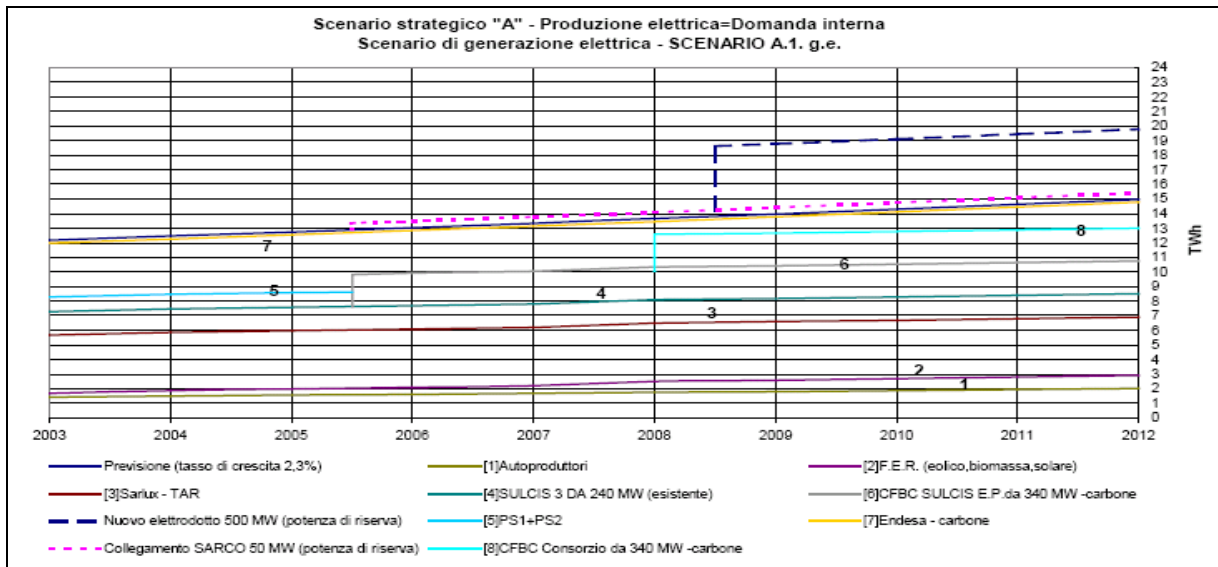


Fig. 1 - Scenario di alta crescita di g.e. basato sul carbone (1 Mton/a al 2007-08) e sul TAR (4 TWh/a) con contributo secondo D. Lgs n. 79/99 delle FER. Si noti la "crisi" di produzione di Endesa dal 2008.

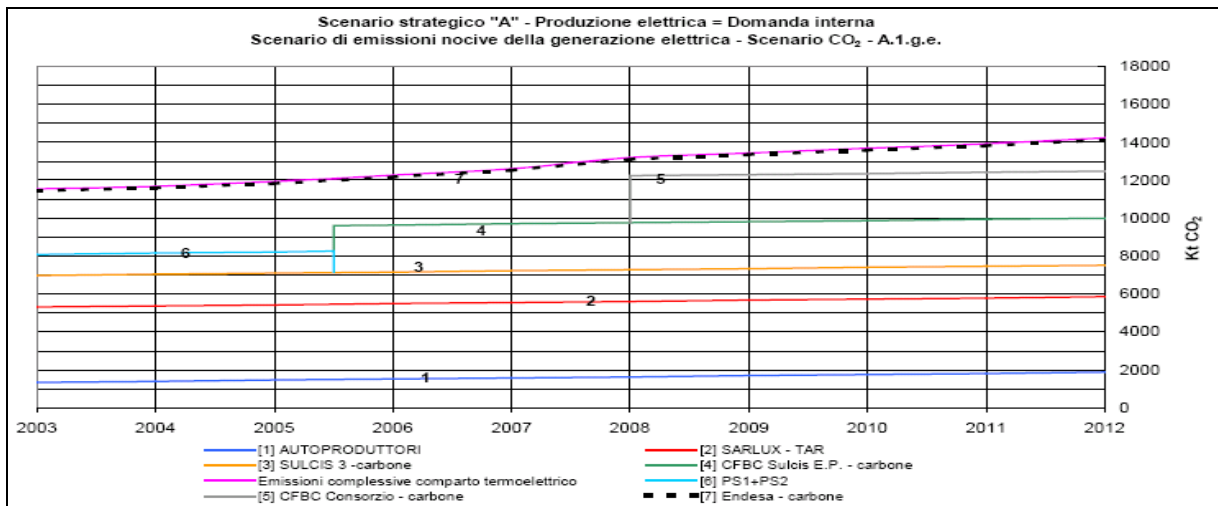


Fig. 2 - Scenario CO<sub>2</sub> -A.1. g.e. - La generazione elettrica basata sull'utilizzo del carbone produce un aumento di emissioni nocive per l'Ambiente.

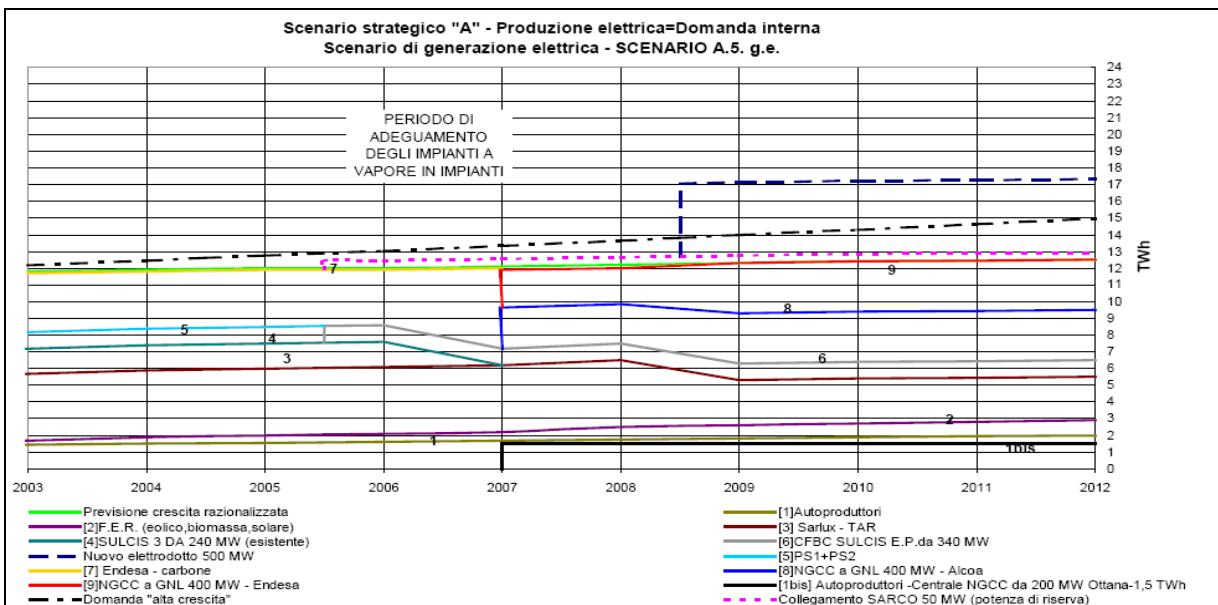


Fig. 3 - Scenario di crescita razionalizzata di g.e. caratterizzato dall'abbandono del carbone e dalla scelta del GNL in attesa del gasdotto. Si ipotizza una riduzione di produzione della SARLUX a 2,5 TWh/a nel 2008-09.

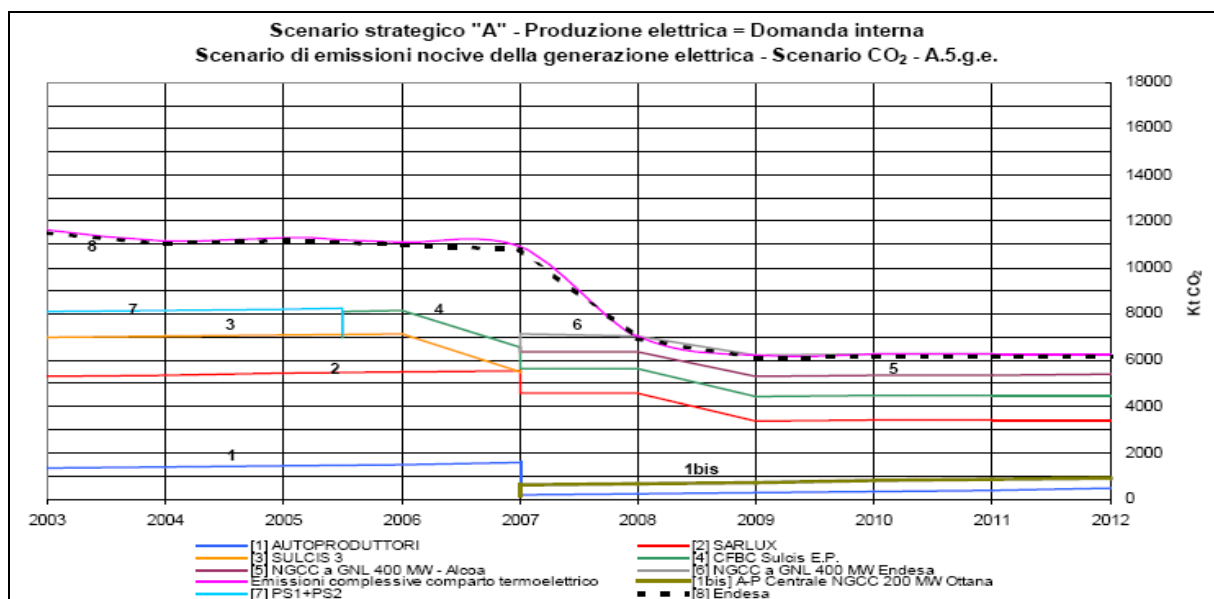


Fig. 4 - Scenario CO<sub>2</sub> - A.5.g.e. crescita razionalizzata - Si osservi l'ulteriore riduzione di CO<sub>2</sub>

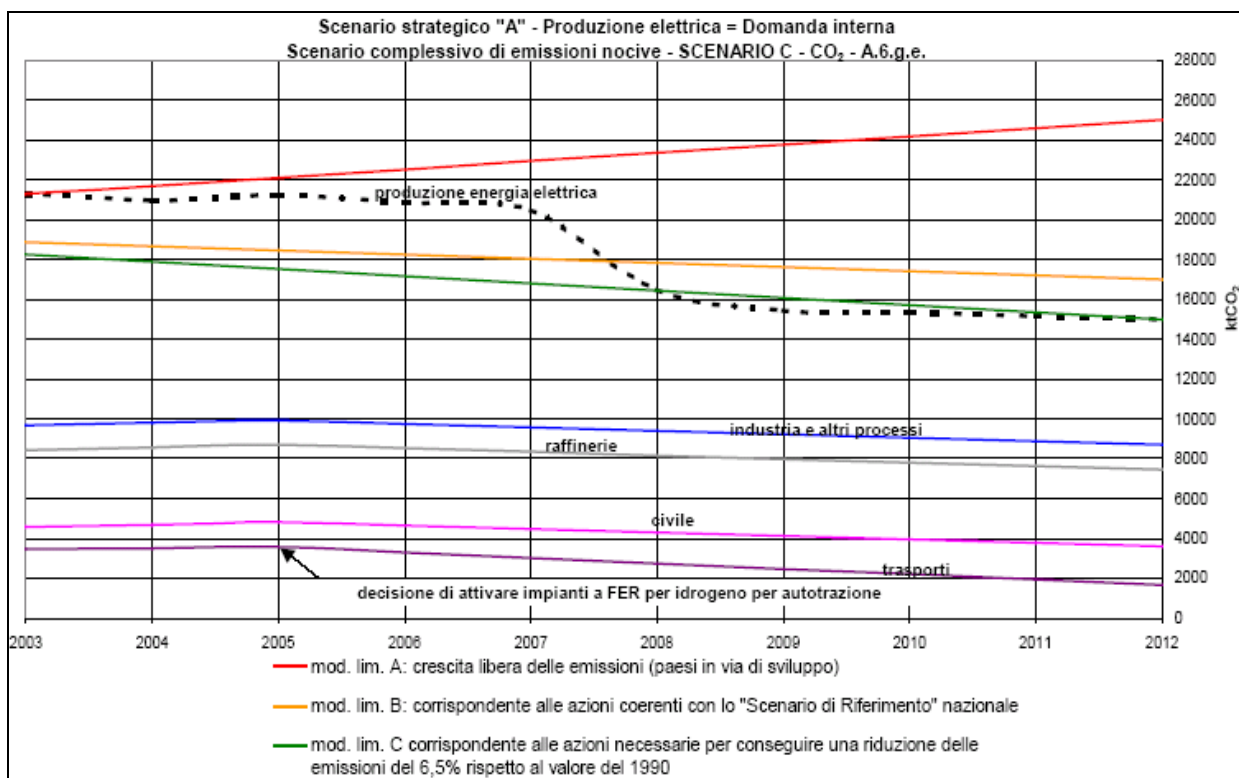


Fig. 5 - Scenario C - CO<sub>2</sub> con produzione di idrogeno da FER per utilizzo nei trasporti. Le emissioni nocive di CO<sub>2</sub> complessive si riducono entro i limiti del Protocollo di Kyoto.