



**Regione Autonoma della Sardegna  
Assessorato dell'Industria**

# **PROGETTO DI PIANO ENERGETICO REGIONALE**

**Aggiornato all'anno 2002**

## **VOLUME I**

**ELABORAZIONE TECNICO-SCIENTIFICA A CURA DI**

**Dipartimento di Ingegneria del Territorio**

Facoltà di Ingegneria  
Università degli studi di Cagliari  
Direttore Prof. Dott. Giovanni Barrocu

Sezione di Energetica e Fisica Tecnica  
Responsabile scientifico: prof. Ing. Paolo G. Mura

**Con la collaborazione di**

Servizio Energia Ass.to Industria R.A.S.  
GRTN - Cagliari  
Enel Produzione - Cagliari  
Enel Green Power - Cagliari  
Enel Distribuzione - Cagliari  
Assessorato Difesa Ambiente R.A.S.

**DICEMBRE 2002**



**Regione Autonoma della Sardegna  
Assessorato dell'Industria**

# **PROGETTO DI PIANO ENERGETICO REGIONALE**

**Aggiornato all'anno 2002**

## ***Gruppo di lavoro***

Prof. Ing. Paolo Giuseppe Mura

Responsabile scientifico

Dott. Ing. Roberto Baccoli  
Dott. Ing. Ubaldo Carlini  
Dott. Ing. Sebastiano Curreli  
Dott. Ing. Gianfranco Dessanai  
Dott. Ing. Andrea Ibba  
Dott. Ing. Roberto Innamorati  
Dott. Ing. Bruno Manca  
Dott. Ing. Stefano Mariotti  
Dott. Ing. Gaetano Ranieri

Convenzione di Ricerca D.I.T.- R.A.S.- Ass. Industria del 02/08/2002



**Regione Autonoma della Sardegna  
Assessorato Industria**

**PIANO ENERGETICO REGIONALE  
AGGIORNAMENTO ALL'ANNO 2002**

Produzione di Energia Elettrica  
dalle Fonti Rinnovabili di Energia

**Dipartimento di Ingegneria del Territorio**

Università di Cagliari

Direttore Prof. Dott. Giovanni Barrocu

Sezione Energetica – Fisica Tecnica

Responsabile scientifico: Prof. Paolo Giuseppe Mura

Dicembre 2002

Il Nuovo scenario:

## **Le fonti rinnovabili di Energia per la produzione di Energia Elettrica**

### Introduzione

Il quadro normativo di riferimento è fondato sulla assunzione, al più alto livello politico europeo e internazionale, dell'impegno ad arginare l'effetto destabilizzante delle Fonti convenzionali di Energia sul clima e l'ecosistema planetario.

Lo sviluppo delle fonti Rinnovabili di Energia è divenuto così uno degli obiettivi di fondo della politica energetica nazionale ed europea. Infatti la Direttiva della U.E. 2001/77/CE si pone l'obiettivo di raggiungere nel 2010 un contributo del 22% delle F.R.E. al bisogno complessivo di Energia elettrica.

Il protocollo di Kyoto del 1997 e l'esito della conferenza mondiale di Johannesburg del 2002 confermano l'esistenza di un forte impegno a livello mondiale nella direzione di uno sviluppo sostenibile eco-compatibile tracciata con decisione dall'Unione Europea. Un importante contributo alla concreta azione di sviluppo delle F.R.E. è dato dalla normativa europea sul "libero mercato elettrico" che ha creato le condizioni economiche vantaggiose perché gli operatori privati possano costruire gli impianti di generazione elettrica a F.R.E.

All'interno dell'Italia la norma cardinale in questo settore è il Decreto legislativo n°79 del 16 marzo 1999 che ha causato una positiva rivoluzione della struttura del sistema energetico italiano e del mercato dell'Energia.

La nuova disciplina dell'Energia elettrica da fonti rinnovabili introduce l'obbligo di immettere nella RTN Energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Sono considerate fonti rinnovabili il sole, il vento, le risorse idriche e geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in Energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici. L'obbligo ricade sui produttori e importatori di Energia elettrica da fonti convenzionali, al netto della cogenerazione<sup>1</sup>, degli autoconsumi di centrale, delle esportazioni e di una franchigia inizialmente posta pari a 100 GWh. La quota di Energia rinnovabile da immettere nella RTN è inizialmente fissata pari al 2% del totale dell'Energia prodotta e importata al netto degli elementi citati, e verrà via via aumentata. L'obbligo, da parte dei produttori e importatori di Energia elettrica da fonti convenzionali, può essere rispettato o attraverso (in parte o complessivamente) propria produzione o attraverso l'acquisizione (in parte o complessiva) dell'Energia elettrica da fonti rinnovabili o dei diritti relativi (certificati verdi) da produttori terzi. Il certificato verde, di taglia minima pari a 100 MWh, attesta la produzione di Energia elettrica da fonti rinnovabili e assegna al titolare il diritto di utilizzo del certificato).

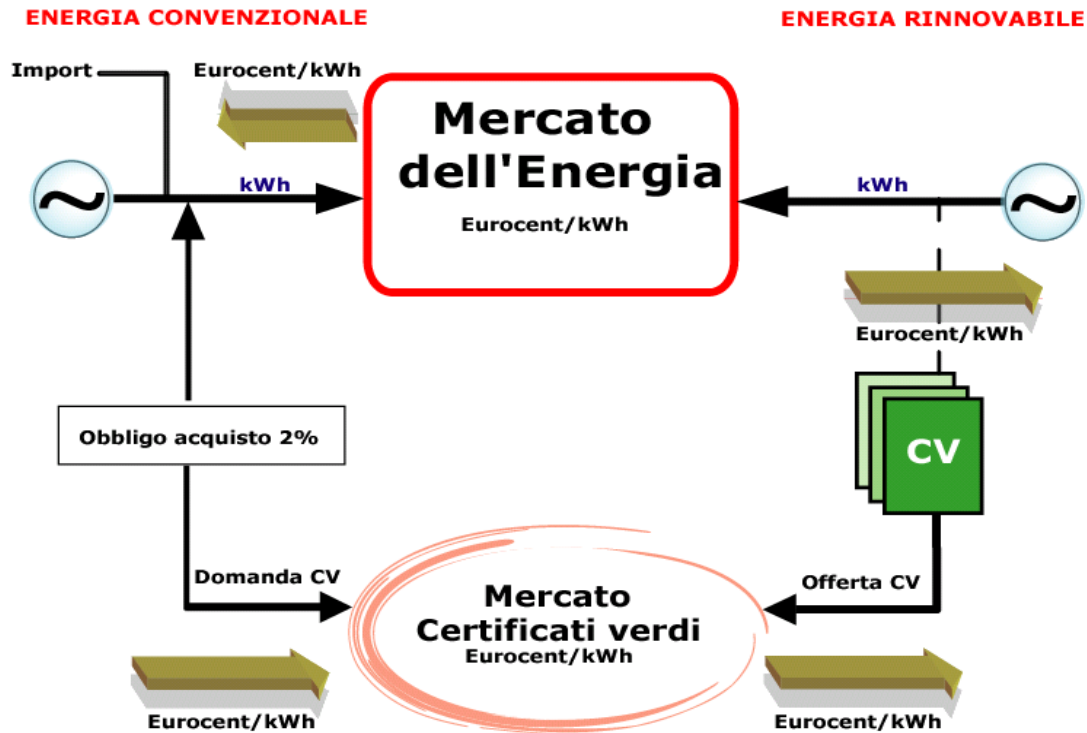
Prima di tale decreto si aveva un sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili introdotto con il provvedimento CIP 6/92, che si basava sul riconoscimento di incentivi sia alle fonti rinnovabili sia alle fonti assimilate. Il D.lgs. 79/99 prevede la graduale eliminazione del sistema di incentivazione vigente e introduce all'art. 11 un nuovo modello per la promozione delle sole fonti rinnovabili. Sulla base del nuovo sistema, l'incentivo per la produzione di Energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili viene determinato da meccanismi di mercato.

In particolare i nuovi impianti, entrati in esercizio o ripotenziati in data successiva al 1° aprile 1999, hanno diritto a ricevere, per un periodo di tempo prefissato di 8 anni, dei certificati verdi, attestanti la produzione di Energia rinnovabile. La domanda di certificati è assicurata attraverso l'imposizione dell'obbligo, all'acquisto ricadente sui produttori e importatori di Energia elettrica da fonti convenzionali. L'incontro tra domanda e offerta di Energia rinnovabile determina il valore dei certificati verdi che, in sostanza, rappresenta l'incentivo di cui godono gli impianti a cui fanno capo i relativi diritti. La remunerazione degli impianti che hanno diritto a emettere i certificati verdi è determinata dalla vendita di certificati verdi a produttori terzi e dalla vendita separata ai consumatori del differenziale di Energia elettrica prodotta da tali impianti.

<sup>1</sup> così come definita nella delibera 42/02 dell'Autorità per l'Energia elettrica ed il gas

I costi derivanti dalla produzione da fonti rinnovabili graveranno, invece, su tutti i produttori e importatori di Energia elettrica sottoposti all'obbligo. Tali costi saranno recuperati attraverso il prezzo di vendita dell'Energia elettrica nel sistema delle offerte, anche alla luce della priorità di cui godono gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel dispacciamento (impianti no merit).

La seguente figura illustra le relazioni tra mercato dell'Energia elettrica e mercato dei certificati verdi, sulla base degli obblighi e dei diritti ricadenti sui diversi soggetti<sup>2</sup>.



**Fig.1** - Relazioni tra mercato dell'Energia elettrica e mercato dei certificati verdi

Alla luce di questa nuova situazione, e della ormai raggiunta maturità anche economica di alcune energie rinnovabili prima fra tutte l'Energia eolica, si capisce l'interesse crescente della Sardegna agli occhi degli operatori nazionali ed internazionali, con positive ricadute economiche ed occupazionali distribuite sull'intero territorio regionale. E' auspicabile quindi che la Sardegna sia tra i principali protagonisti nel futuro sviluppo di questo settore.

Anche l'Energia solare può contribuire notevolmente ad alimentare "Energia pulita" il sistema elettrico regionale e nazionale; pertanto si auspica che una politica analoga, ma con sostegno adeguato, venga varata anche per la produzione di Energia elettro-solare basata sia sui captatori fotovoltaici che sulla tecnologia elio-termo-elettrica (La Spagna ha già varato una azione politica in tal senso per promuovere la costruzione di Centrali termoelettriche solari con captatori a concentrazione).

<sup>2</sup> Dal rapporto sulle attività del GRTN Aprile 2001 – Marzo 2002



**Regione Autonoma della Sardegna**  
**Assessorato dell'Industria**

**PIANO ENERGETICO REGIONALE**  
**AGGIORNATO ALL'ANNO 2002**

**CAPITOLO VIII**  
**Energia Idroelettrica**

**Dipartimento di Ingegneria del Territorio**  
Università di Cagliari  
Direttore Prof. Dott. Giovanni Barrocu

Sezione Energetica – Fisica Tecnica  
Responsabile scientifico: Prof. Paolo Giuseppe Mura

Dicembre 2002

### VIII.1 Energia idroelettrica

L'energia idroelettrica svolge un ruolo molto importante in Italia, con il 17% delle produzioni di energia elettrica.

Le potenzialità idroelettriche della Sardegna sono come noto molto modeste per la sua particolare situazione idrologica, ma oggi risultano ancora minori a causa delle scarse precipitazioni, essendo infatti le necessità di produzione idroelettrica subordinate alle necessità imposte dagli altri usi prioritari dell'acqua.

Un sensibile potenziamento del comparto idroelettrico isolano comporta la realizzazione di una serie di infrastrutture che consentano di disporre di adeguate capacità di regolazione atte a rifasare i volumi turbinati in relazione al diagramma di erogazione richiesto dagli altri usi.

Già nel Piano delle Acque del 1987 si era però messo in luce quanto il costo delle opere di regolazione necessarie per il rifasamento superasse largamente il beneficio conseguibile da una produzione idroelettrica maggiore e di miglior qualità.

Il solo impianto di grossa taglia (240 MW) oggi funzionante è quello del Taloro, il quale, per la presenza di gruppi reversibili di notevole potenza, svolge la doppia funzione di garantire energia di punta rinnovabile e di costituire una riserva di potenza essendo l'unico sistema in grado di consentire la ripresa dell'intera capacità produttiva degli impianti dell'isola in caso di blackout.

Il grande potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili e di quella eolica in particolare nel breve termine (vedi il capitolo X dedicato all'energia eolica), comporta la doppia esigenza di prevedere un accumulo energetico che garantisca stabilità al sistema elettrico sardo e di costituire una riserva di potenza in grado di mitigare gli effetti dell'aleatorietà della fonte eolica.

La particolare situazione orografica dell'isola non sembra consentire che a rispondere a queste due esigenze possa essere il comparto idroelettrico, tuttavia siamo del parere che sia necessario uno studio di approfondimento che verifichi la possibilità o meno di realizzare nuove dighe per un sistema di pompaggio reversibile come quello del Taloro.

Di seguito si riporta l'elenco degli impianti idroelettrici oggi operanti nell'isola, ed un prospetto delle opere previste per il potenziamento del comparto idroelettrico tramite nuove centrali a valle di dighe esistenti.

Il principale produttore di diritto privato oggi interessato a sviluppare il settore idroelettrico è la società Enel Green Power, che ha fatto un'analisi dettagliata tecnico-economica, ritiene che nelle condizioni fisiche della Sardegna non sia economicamente conveniente realizzare nuovi impianti con nuovi sbarramenti, sia per l'elevato costo della diga sia per le implicazioni ambientali e di lunghi tempi di costruzione. Pertanto nelle previsioni dello sviluppo di nuovi impianti idroelettrici sono previsti soltanto interventi su dighe esistenti. Abbiamo inserito la diga in zona S'Allusia sul rio Flumineddu perché reclamata per scopi irrigui dalle amministrazioni dei comuni di quell'area (Laconi – Samugheo); tuttavia questa diga non è neppure progettata.

Si noti che i generatori di Usini e S.tu Miali vengono depotenziati rispetto ai valori attuali perché esuberanti rispetto alle reali potenzialità dei bacini.

<b>DATI TECNICI IMPIANTI ESISTENTI AL 1/12/2002</b>				
Nome impianto	Località	Potenza (MW)	Producibilità (GWh)	Anno costruzione centrale
<b>Impianti Enel</b>				
Flumendosa 1°	Villagrande Str.	7,80	20,54	1949
Flumendosa 2°	Villagrande Str.	28,20	68,55	1949
Flumendosa 3°	Villagrande Str.	9,60	21,96	1949
Cedrino	Dorgali	2,04	6,20	1950
Casteldoria	S.ta Maria Cog.	5,00	13,77	1963
Coghinas	Oschiri	22,70	51,15	1924
Ozieri	Ozieri	9,90	23,64	1992
Taloro 1°s	Ovodda	41,6	71,90	1962
Taloro 2° s	Teti	26,4	40,90	1962
Taloro 3° s	Sorradile	6,3	8,30	1962
Taloro reversibile	Ovodda	240	0,00	1978
<b>Impianti di terzi</b>				
Uvini	Goni	13 (1)	20	1960
Santu Miali	Furtei	24 (1)	25	1960
<b>TOTALE CON POMPAGGIO</b>		<b>399,54</b>	<b>371,91</b>	
<b>TOTALE ESCLUSO POMPAGGIO</b>		<b>159,54</b>	<b>371,91</b>	

**Tab.1** - Elenco degli impianti idroelettrici esistenti (fonte: Enel Green Power)



CENTRALI IDROELETTRICHE REALIZZABILI A VALLE DI DIGHE ESISTENTI									
CONSORZIO DI BONIFICA SARDEGNA CENTRALE									
Nome impianto	Comune	Dati tecnici principali				note	anno attuazione		
		Salto utile (m)	deflusso annuo (Mmc)	Potenza (MW)	Produttività (GWh)				
Cedrina 1°	Dorgali (NU)	46,15	90	2,4	10	iter realizzativo avviato	fine 2004		
Cedrina-Combidanovu									
Posada 2	Posada	20	100	2	12				
Posada 1	Posada	45	50	1	4	iter realizzativo avviato	fine 2005		
				1	5	diga in progetto			
CONSORZIO DI BONIFICA DELL'ORISTANESE									
Tirso 1°	Busachi (OR)	19,8	19,8	19,8	51	iter realizzativo avviato			
S'Alusia	intercomunale			0,5		proposta costruzione diga			
Tirso 2°	Busachi (OR)	4	4	4	15	iter realizzativo avviato			
CONSORZIO DI BONIFICA DELLA SARDEGNA MERIDIONALE									
Monte Nieddu	Sarroch	50	15	0,5	1,5	realizzabile su diga esistente	2010		
Rio Leni	Villacidro	30	30	0,5	1,8	realizzabile su diga esistente	2010		
CONSORZIO DI BONIFICA DELL'ALTA NUORRA									
Temo - Cuga	vari (3 centrali)		35	2,5	6	realizzabile su diga esistente	2008		
CONSORZIO DI BONIFICA DEL CIXERRI									
Punta Gennarta	Iglesias	25	10	0,12	0,5	realizzabile su diga esistente	2012		
CONSORZIO DI BONIFICA DEL BASSO SULCIS									
EAF - ENTE AUTONOMO FLUMENDOSA									
<u>REPOWERING</u>									
Uvini	Goni (CA)	35	250	5	-	esistente da ristrutturare	2005		
Santu Miali	Furtei (CA)	105	60	5	-	esistente da ristrutturare	2005		
NUOVE CENTRALI									
Settimo S. Pietro	Settimo S. Pietro	40	250	0,65	4,8	In progetto	2005		
S. Lorenzo	Sestu	20	250	0,5	2,5	In progetto	2005		
CONSORZIO DI BONIFICA DELL'OGLIASTRA									
Santa Lucia	Tortoli	20	25	0,8	1,5	realizzabile su diga esistente	2006		
			ESAF						
L'Agnata	Calangianus	35	30	0,5	2,5	realizzabile su diga esistente	2006		

Tab.2 - Elenco delle centrali idroelettriche realizzabili (fonte: Enel Green Power)

## **VIII.2 Proposta di nuovi impianti idroelettrici per accumulo**

Come si è già accennato, sia perché la Sardegna ha un deficit di potenza di riserva, sia perché lo sviluppo dei parchi elettroelici comporterà forti fluttuazioni della potenza in rete e dell'energia elettrica disponibile sfasata rispetto al diagramma di carico della domanda, si rende utile, se non necessario, verificare la realizzabilità di altri bacini di pompaggio di tipo reversibile.

Con la collaborazione di Enel Green Power-Cagliari abbiamo verificato la fattibilità di tali impianti utilizzando i bacini esistenti; si è desunto che le differenze di quota esigue rispetto alle distanze dei due bacini, nonché il loro volume non rendono fattibile l'opera.

Resta l'impegno a studiare con apposito programma la possibilità di realizzare in eventuali nuovi bacini dotati delle caratteristiche di distanza, differenza di quota e volume adatti.