



## Elettrico

### L'elettrodotto fra la Sardegna e il Lazio

L'ultima grande opera di sviluppo della rete elettrica nazionale risale al 2002: un elettrodotto di circa 300 chilometri tra la Puglia e l'Epiro, in Grecia, con un tratto sottomarino di 163 chilometri fra Otranto e Aetos, costituito da un cavo posato fino alla profondità record di 1.000 metri, mai raggiunta fin'ora, nel mondo, per opere di questo tipo.

L'elettrodotto, realizzato da Enelpower, ha una capacità di 500 megawatt ed è costato 339 milioni di euro (circa 650 miliardi di lire), di cui 262 a carico dell'Italia e 77 della Grecia; l'Unione europea, che ha inserito il progetto tra quelli prioritari, ha partecipato alla realizzazione con un contributo di circa il 40 per cento del costo (131 milioni di euro).

A questi numeri da record la Sardegna risponde oggi con un progetto ancora più significativo a livello mondiale: un elettrodotto in altissima tensione - da 1.000 megawatt, in corrente continua - fra la centrale di Fiume Santo, in provincia di Sassari, e quella di Torre Astura, in provincia di Latina, attraversando il Tirreno con due cavi sottomarini lunghi circa 420 chilometri che in alcuni tratti sono posati alla profondità di 1.600 metri, il tutto per un investimento stimato di 520 milioni di euro di euro.

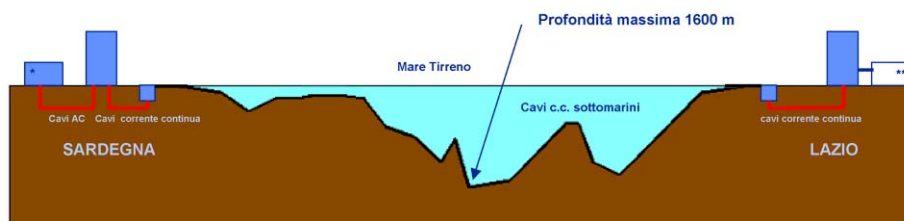
#### Sicurezza e rilancio economico

L'elettrodotto, denominato Sapei (Sardegna-Penisola italiana) nasce da una serie di difficoltà intrinseche della rete

elettrica sarda e in particolare dall'insufficienza del vecchio elettrodotto Sacoi (Sardegna-Corsica-Italia) - altro record italiano - realizzato alla fine degli anni Sessanta: un sistema misto di cavi in linea aerea (539 chilometri) e sottomarini (241 chilometri) che collega Codrongianos a Castelsardo, in Toscana, passando dalla Corsica, con una potenza nominale di circa 300 megawatt.

Di fatto, il Sapei serve a dare sicurezza alla rete dell'isola, caratterizzata da inadeguatezze e disfunzioni del servizio

Sezione generale - Tracciato????



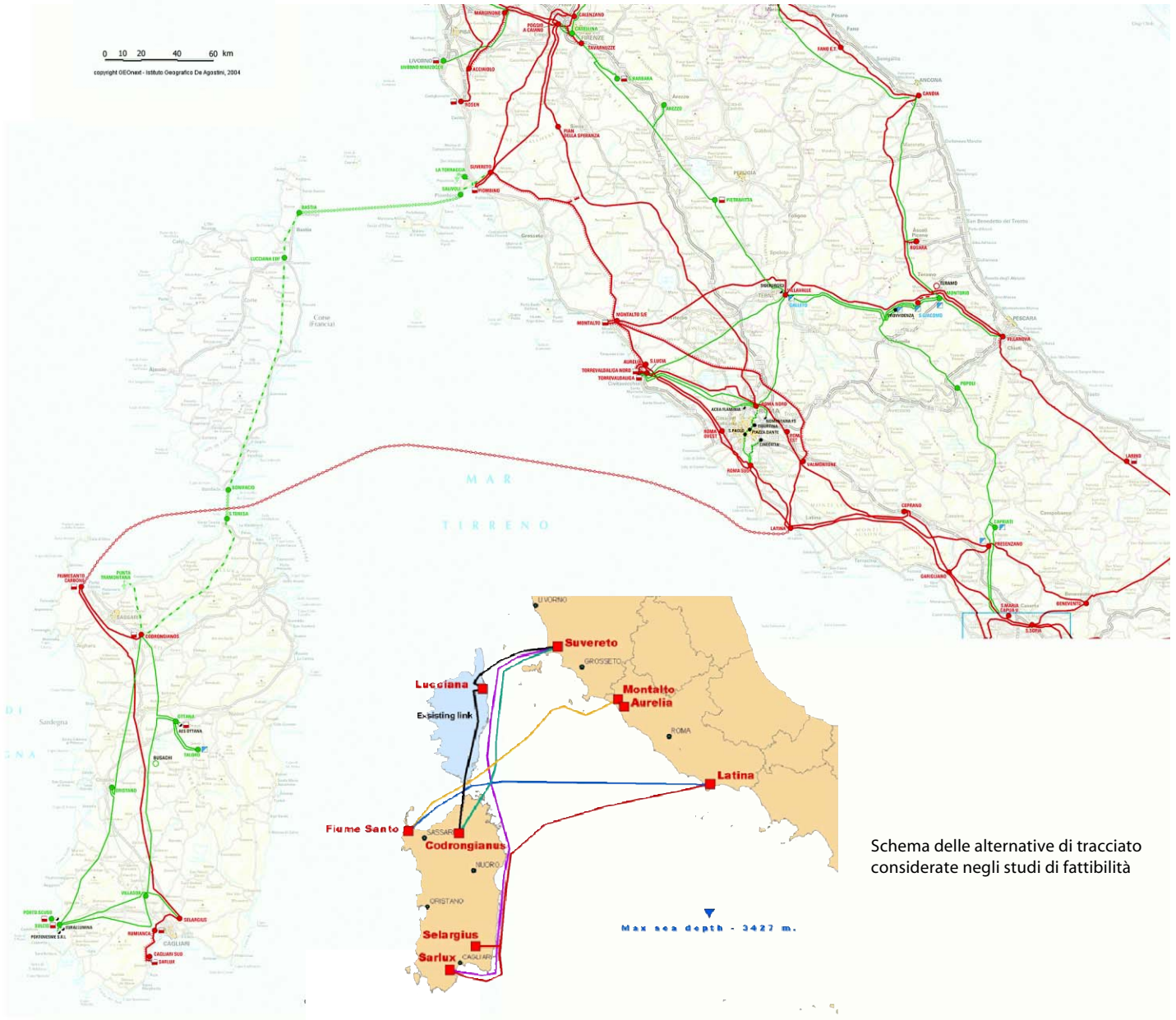
### Elettrodotti sottomarini nel mondo

Anno	Nome	Paesi	Tensione	Potenza nominale	Lunghezza	Profondità
1972	Sacoi	Sardegna-Corsica-Italia	200 kVcc	300 MW	121 km	450 m
1986	Crosschannel	Gran Bretagna-Francia	270 kVcc	2.000 MW	70 km	60 m
1987	Gotland III				91 km	
1988-1991	Kontiskan	Danimarca-Germania	400 kVcc	600 MW	170 km	50 m
1989	Fennoskan		400 kV	500 MW	200 km	120 m
1991		New Zealand	350 kVcc	1.240 MW	42 km	100 m
1993	Skagerrak III		350 kVcc		127 km	
1994	Baltic Link	Svezia	450 kV	600 MW	250 km	50 m
1997		Egitto-Giordania (Golfo di Akaba)	420 kVca e 400 kVcc	2.000 MW	13 km	850 m
1999	SwePol	Svezia-Polonia	450 kVcc	600 MW	245 km	50 m
2000	Kii Channel	Giappone	± 500 kVcc	2.800 MW	4 x 46,5 km	75 m
2001	Moyle North Channel	Scozia-Irlanda del Nord	±250 kVcc	2 x 250 MW	2 x 53 km	150 m
2001	Grita	Italia-Grecia	400 kVcc	500 MW	160 km	1.000 m
2002	Cross Sound Cable	Connecticut-Long Island	±150 kVcc	330 MW	2 x 40 km	40 m

Anno	Nome	Paesi	Alimentazione	Lunghezza	Profondità	
2006	Basslink Stretto di Bass	Australia-Tasmania	400 kVcc	500/626 MW	2 x 280 km	300 m
2005-07	Nordned	Norvegia - Olanda	450 kVcc	700 MW	2 x 580 km	400 m
2008	Sapei	Sardegna-Lazio	±500 kVcc	1000 MW	2 x 420 km	1.600 m
		Penisola Iberica-Maiorca (Baleari)	±150-200 kVcc	2 x 150/200 MW	250 km	1.400 m
	TransBay Project PG&E	San Francisco	±500 kVcc	600 MW	93 km	100 m
	BritNed	Inghilterra-Olanda	± 500 kVcc	2.800 MW	250 km	150 m

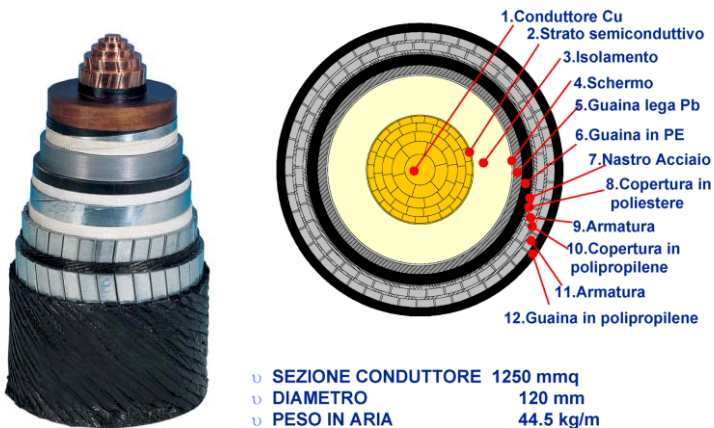
Nota: la lunghezza si riferisce solo ai cavi marini e non alla lunghezza complessiva del collegamento

0 10 20 40 60 km  
copyright OEONed - Istituto Geografico De Agostini, 2004



Schema delle alternative di tracciato considerate negli studi di fattibilità

Sezione del cavo utilizzato nel collegamento Italia-Grecia



elettrico pubblico, provocate dalla carenza delle infrastrutture e dalla precarietà e degrado progressivo delle reti, fra le quali prevalgono le linee aeree (oltre il 74 per cento).

Con il nuovo elettrodotto si ottengono quindi maggiori garanzie per la copertura del fabbisogno sardo, con più flessibilità e una migliore sicurezza di esercizio, oltre a favorire l'esportazione dell'energia prodotta nell'isola (compresa quella da fonti rinnovabili) e aprire la Sardegna al mercato elettrico nazionale.

Il tutto considerando che il fabbisogno energetico dell'isola è stimato in 2.200 megawatt a fronte di una produzione di circa 1.450 megawatt (oggi il fabbisogno nel settore delle utenze domestiche cresce ogni anno del tre per cento, mentre rimane invariato quello industriale).

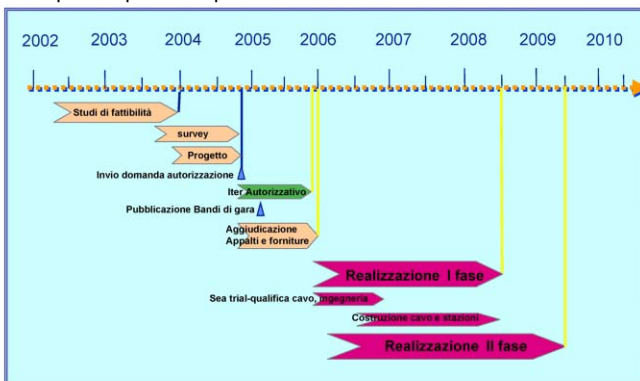


## Tempi e costi

L'elettrodotto rientra fra le opere strategiche della Legge Obiettivo e dovrebbe essere realizzato in due fasi successive, presumibilmente entro il 2009, considerando che oggi è in fase autorizzativa.

In particolare - come segnala il Grtn (Gestore della rete di trasmissione nazionale) - si è già svolta una prima Conferenza dei servizi, nel giugno scorso, e tutti gli enti e le amministrazioni hanno espresso parere favorevole, salvo la richiesta di alcune precisazioni e integrazioni di documenti.

Tempistica ipotizzata per la realizzazione dell'elettrodotto



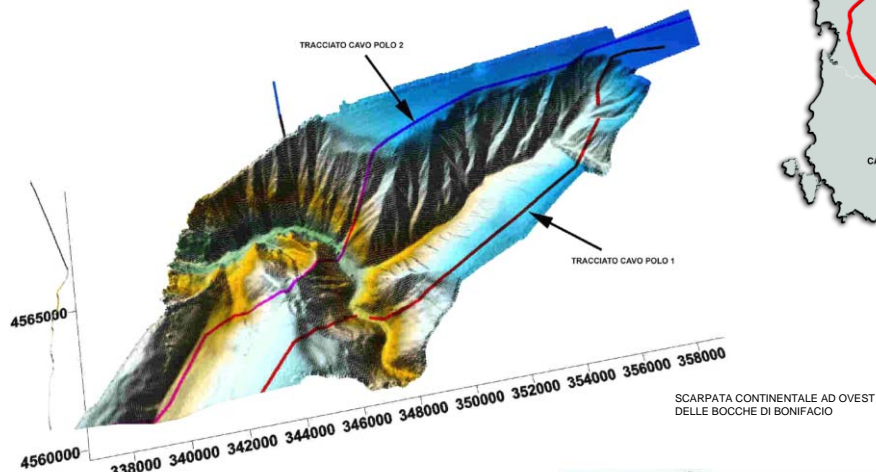
La Conferenza di servizi conclusiva è fissata per il settembre prossimo; poi passerà al Cipe per l'autorizzazione.

La prima fase prevede la posa di uno dei cavi e l'avvio di un esercizio monopolare, per 500 megawatt e un costo stimato in 270 milioni di euro; la seconda fase, con l'attivazione dell'esercizio bipolare da 1.000 megawatt, dovrebbe costare altri 250 milioni di euro.

Il costo totale a regime è stimato quindi in 520 milioni di euro, di cui circa 200 per le stazioni di conversione, il tutto realizzato in autofinanziamento, integrato da contributi pubblici come quello concesso recentemente la Commissione UE, di 725 mila euro (circa 1,4 miliardi di lire), per le attività di studio.

## Aspetti progettuali

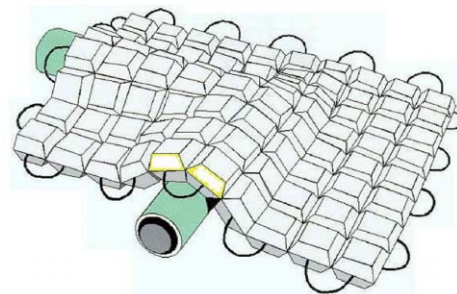
Dal punto di vista progettuale, l'elettrodotto presenta aspetti unici nel suo genere e di assoluto rilievo internazio-



nale - ha segnalato nel maggio scorso Massimo Rebolini del Grtn, in una presentazione all'Aiet di Cagliari (Federazione italiana di Elettrotecnica, elettronica, automazione, informatica e telecomunicazioni) - con caratteristiche decisamente superiori agli elettrodotti esistenti nel mondo, reso possibile

grazie alle più recenti innovazioni nel settore elettrico e nelle tecniche di posa di cavi a grandi profondità.

Le problematiche impiantistiche maggiori riguardano la definizione elementi indoor e outdoor sulla base dei dati ambientali, la definizione del lay-out d'impianto sulla base dei dati elettrici (filtri) e l'inviluppo delle dimensioni massime degli edifici e apparecchiature compatibilmente con le aree disponibili.



Esempio di sistema di protezione del cavo con macchina a materassi

Nodi progettuali altrettanto rilevanti sono la definizione dei tracciati di posa dei cavi marini, da effettuare sulla base dell'analisi dei fondali (Survey marina preliminare) e le verifiche di potenziamento e reversibilità dell'anodo di Punta Tramontana, costruito a fine anni Sessanta per il cavo Sacoi, che il progetto recupera all'utilizzo anche per il Sapei, considerando che si trova non molto lontano dalla centrale di Fiume Santo, a circa 32 chilometri (il catodo è nuovo, previsto al largo della costa laziale, a circa 20 chilometri dalla stazione di Torre Astura).

Il tracciato è stato identificato e concordato con gli Enti locali dopo l'analisi di diverse alternative, compresa la scelta delle centrali: secondo Rebolini, Fiumesanto si è dimostrata la sede ideale per agganciare l'isola alla penisola, infatti, se nella centrale di Latina occorrerà interrare un cavo di almeno 15 chilometri nella centrale sarda saranno sufficienti solo 800 metri prima di arrivare al mare. ■