

CNR - Istituto di Biometeorologia

STORIA DELL'ELETTRIFICAZIONE DELLA SARDEGNA



a cura di
Fabrizio Benincasa



Consiglio Nazionale delle Ricerche

CNR – Istituto di Biometeorologia

STORIA DELL'ELETTRIFICAZIONE DELLA SARDEGNA

a cura di

Fabrizio Benincasa

2015



In copertina

*Il bacino del fiume Tirso è stato trasformato nel più grande lago artificiale del mondo.
Il Re, recatosi in Sardegna per l'inaugurazione, passa, in testa al corteo, sulla gigantesca diga.*

Riproduzione fotografica della copertina di

La Tribuna Illustrata Anno XXXII n. 19 - 11 maggio 1924



Responsabile di redazione

Matteo De Vincenzi

CNR – IBIMET Sede di Sassari

Traversa la Crucca 3 07100 Li Punti Sassari

Tel. 079 2841508, Fax 079 2841599

e-mail m.devincenzi@ibimet.cnr.it

Studio delle immagini e dei grafici,

elaborazione grafica e fotografica

di Gianni Fasano CNR – IBIMET Sede di Firenze

Tel. 055 5226551, Fax 055 5226562

e-mail g.fasano@ibimet.cnr.it

ISBN: 978-88-95597-23-2

Anno: 2015

Per l'insieme iconografico gli autori restano a disposizione degli aventi diritto con i quali non è stato possibile comunicare o per le eventuali involontarie omissioni.

Probabilmente qualche impianto di produzione di energia elettrica, o qualche gestore o costruttore di questi impianti, non è stato citato. Se ciò è avvenuto è dipeso solo dalla nostra incapacità o di individuare l'impianto, o di trovare sufficiente materiale informativo per darne una adeguata descrizione.

Ovviamente la citazione degli impianti, di qualunque tipo essi siano, non costituisce, da parte degli autori, una particolare approvazione rispetto a impianti analoghi gestiti o costruiti da altre ditte.

INDICE

PREFAZIONE	IX
-------------------	-----------

CAPITOLO PRIMO	1
-----------------------	----------

LA PRODUZIONE ELETTRICA DALL'UNITÀ D'ITALIA AI GIORNI NOSTRI

1.1	Le risorse naturali per la produzione elettrica tradizionale	3
1.1.1.	Il carbone per la produzione termoelettrica	3
1.1.2	I principali invasi per la produzione idroelettrica	9
1.2	L'inizio dell'elettrificazione	15
1.3	La guerra delle correnti	18
1.4	Tra le due guerre mondiali: sviluppo degli impianti idroelettrici e autarchia	21
1.5	Dal secondo dopoguerra alla nazionalizzazione	25
1.6	Dalla nazionalizzazione ai giorni nostri	34
1.6.1	I campi fotovoltaici	41
1.6.2	I parchi eolici	44
1.6.3	Nuovi combustibili	48
1.6.4	Produzione e consumi negli anni Duemila	51
1.6.5	Una elettrificazione mancata	55
1.7	Note	61
1.8	Bibliografia e siti internet	81

CAPITOLO SECONDO	85
-------------------------	-----------

ASPETTI SOCIO – ECONOMICI

PARTE PRIMA	87
--------------------	-----------

LA SARDEGNA COME *HUB* ENERGETICO: EFFETTI DI UN INCREMENTO DI ESPORTAZIONE DI ELETTRICITÀ

2.1	Il contesto europeo	87
2.2	Infrastrutture elettriche in Italia	90
2.2.1	La Sardegna come <i>hub</i> elettrico	90
2.3	Un'analisi economica degli effetti di un incremento di esportazioni di elettricità	94
2.3.1	La tavola intersettoriale della Sardegna e la produzione di elettricità	94
2.3.2	Analisi di impatto di un aumento della domanda finale di elettricità	95
2.4	Economia ed Energia in Sardegna: un possibile scenario	102
2.5	Note	103
2.6	Bibliografia	105

PARTE SECONDA	107
ENERGIA ELETTRICA E AGRICOLTURA IN SARDEGNA	
2.1 La domanda energetica	107
2.2 L'offerta energetica	110
2.2.1 La produzione di energia da fotovoltaico	112
2.2.2 La produzione di energia da biomasse	113
2.3 Produzione energetica e utilizzo del suolo: due opposte esigenze	118
2.4 Bibliografia e siti internet	119
 CAPITOLO TERZO	 121
LA POTESTÀ LEGISLATIVA E AMMINISTRATIVA DELLA REGIONE SARDEGNA IN MATERIA DI ENERGIA E DI FONTI DI ENERGIA	
3.1 L'energia e le <i>fonti di energia</i> nello Statuto della Regione Sardegna del 1948: una Regione più speciale delle altre	123
3.2 I primi 50 anni di legislazione regionale	127
3.3 L'assetto delle competenze della Regione Sardegna dopo il d.lgs. n.112 del 1998 e la riforma del Titolo V della Costituzione	136
3.4 La legislazione regionale fra nuove competenze e <i>chiamate in sussidiarietà</i> da parte del legislatore statale: una <i>specialità</i> meno <i>speciale</i> ?	144
3.5 La legislazione regionale sulle fonti rinnovabili e il vaglio della Corte costituzionale	150
3.6 Bibliografia e siti internet	155
 POSTFAZIONE	 157
 INDICE DEGLI AUTORI	 167

Chiunque desideri apprezzare davvero la grandezza della nostra epoca dovrebbe studiare la storia dello sviluppo dell'elettricità. Lì troverà una storia più meravigliosa di qualsiasi racconto delle Mille e una notte [...]

Nikola Tesla

Tratto da un articolo apparso il 9 settembre 1915 su *Manufacturer's Record* e riproposto a pagina 85 in: *Un tripudio d'elettricità - visioni e lettere di un genio* a cura delle Piano B Edizioni s.r.l. Prato, 2015

PREFAZIONE

Perché la Sardegna e non a un'altra regione? Il motivo è semplice e incontrovertibile: la Sardegna è "isolata" dal resto d'Italia e quindi i sistemi di produzione e di distribuzione dell'energia elettrica non avendo commistioni con altri sistemi, almeno fino al 1962, anno della nazionalizzazione, sono ben individuabili in termini geografici ed elettrici; cosa che non accade nelle altre regioni. Ancora: fino al 1962 le due fonti energetiche, idrica e termica, per la produzione elettrica, erano ben localizzabili. La produzione elettrica da fonte idrica avveniva nelle parti interne dell'Isola, ovvero laddove gli sbarramenti ai fiumi erano possibili. La produzione elettrica da fonte termica avveniva in zona costiera in quanto il bacino carbonifero del Sulcis, principale fonte di carbone nazionale, è sulla costa Sud-Occidentale.

La supremazia produttiva fra queste due modalità di generazione dell'elettricità è passata, per tutto il Novecento, dall'una all'altra, oscillando così dall'entroterra alla costa, finché negli anni Duemila la produzione costiera ha consolidato la sua priorità poiché alla generazione da fonte termica si sono aggiunte la produzione eolica e quella fotovoltaica, con numerosi impianti realizzati prevalentemente nelle zone più prossime alle coste dell'Isola [2].

Fra la seconda metà dell'Ottocento e l'inizio del Novecento, nel mondo, Italia compresa, si affermava l'industria siderurgica poiché il ferro (nelle sue forme di ghisa e acciaio) veniva considerato il materiale da costruzione principe. Con esso si potevano realizzare strutture avveniristiche: ponti arditissimi (1883 - ponte di Brooklyn a New York), strade ferrate infinite (*First Transcontinental Railroad*, negli USA, inaugurata nel 1869, Transiberiana in Russia, inaugurata nel 1903), mezzi di trasporto "velocissimi" (transatlantici, treni, automobili).

Era il tempo delle sfide impossibili alla statica e alla velocità. Il ferro dava alle cose un aspetto leggero e solido al tempo stesso.

L'Ottocento può dirsi veramente la seconda "età del ferro" e la *Tour Eiffel* (Parigi, 1889) volle essere il simbolo di quel periodo di innovazione tecnica e umanistica.

In Sardegna, nel Sulcis (Sardegna Sud-Occidentale), vi era, e lo è stato per tutto il Novecento, il principale bacino carbonifero nazionale (oggi unica miniera attiva in Italia). Ma, nonostante tutto quel carbone, indispensabile per estrarre il ferro dal suo minerale tramite gli altiforni, l'industria siderurgica in Sardegna non si sviluppò mai. Ciò potrebbe attribuirsi all'assenza di miniere di ferro nell'Isola ma in altre parti d'Italia, prive sia di minerali ferrosi sia di carbone, gli impianti siderurgici furono realizzati (Terni nel 1884, Sesto San Giovanni-MI nel 1906, Bagnoli-NA nel 1910) e in essi furono utilizzate materie prime di "importazione". Resta però il fatto che, quasi mai, nessuno importò il carbone sardo per la siderurgia: il grosso della produzione fu bruciato nell'Isola per il riscaldamento e per la produzione di vapore.

Il motivo del non-uso siderurgico del carbone sardo è da ricondursi alla sua scadente qualità; esso ha basso contenuto di carbonio ed elevato contenuto di materie volatili, di acqua, e di ceneri, ciò dà al carbone un modesto potere calorifico, in esso inoltre è presente un eccessivo tenore di zolfo ($6 \div 8\%$) [5]. Tutto questo rende il carbone sardo non adatto agli altiforni. Nonostante ciò l'acqua calda e il vapore venivano benissimo e quindi, una volta che i generatori elettrici vennero messi a punto, la prima energia convertita in elettricità fu proprio quella del vapore. Non meraviglia pertanto che le prime imprese a dotarsi di energia elettrica, per l'illuminazione, furono proprio le miniere del Sulcis: esse avevano il carbone.

Dopo la seconda rivoluzione industriale (dagli anni Sessanta-Settanta dell'Ottocento alla prima guerra mondiale) con l'uso massiccio dei combustibili fossili (principalmente carbone) la produzione e il consumo di energia non erano considerati parametri utili né a stabilire lo stato di "salute" delle fabbriche e delle industrie né a quantificare la forza lavoro presente nel territorio, ciò in conseguenza del fatto che una gran parte degli stessi combustibili era utilizzata per gli usi domestici (a questo ultimo fine al carbon fossile si univa il carbone di legna). Pertanto, data la difficoltà di disaggregare i consumi di combustibile per categorie di utenti, gli indici di produttività industriale di una nazione furono cercati nei quantitativi di sostanze chimiche usate, per uno scopo o per l'altro, dalla fabbrica più piccola alla più grande industria. Le sostanze prescelte furono la soda, nelle sue due forme (carbonato di sodio Na_2CO_3 e idrossido di sodio NaOH) e l'acido solforico (H_2SO_4).

Il carbonato di sodio si trova anche in natura ma data la forte richiesta che vi era, fin dal 1864, fu preparato industrialmente con il metodo Solvay¹. Gli usi industriali erano molteplici, produzione di: sapone, carta, vetro, fibre tessili artificiali e, in minor quantità, in altri settori della chimica.

L'idrossido di sodio, detto anche soda caustica, veniva utilizzato come reagente in una ampia gamma di settori dell'industria chimica, preparazione di: sapone, cellulosa, viscosa che, con un successivo procedimento, forniva la fibra tessile detta rayon.

L'acido solforico fu preparato "industrialmente" fin dal 1700, con procedimenti lunghi e costosi. A fine Ottocento fu messo a punto un metodo di produzione assai più spedito, che consentiva di rispondere adeguatamente alla crescente richiesta di questo acido da parte dell'industria, allora in rapido sviluppo². Gli utilizzi erano, e sono, molteplici: preparazione dei fertilizzanti perfosfatici e dei composti organici solforati, raffinazione del petrolio, preparazione di numerosi acidi, sali ed esplosivi, nonché come disidratante. L'acido solforico è ancora largamente usato nell'industria: metallurgica (in particolare siderurgica), delle materie plastiche, delle vernici e nel settore tessile.

È solo durante il Novecento che, con la diffusione capillare dell'elettricità, è stato possibile utilizzare questa fonte energetica come parametro utile a stabilire lo stato di "salute" delle fabbriche e delle industrie. Come il carbone anche l'energia elettrica veniva usata da tutti e per tutti gli scopi ma, per la sua distribuzione in modo differenziato fra le varie utenze, il suo consumo complessivo poteva essere disaggregato per categorie: civile, agricolo, industriale, ecc.

In Italia, dove vi era una pletera di produttori di energia elettrica, utilizzare i consumi di elettricità come indice di produttività industriale risultava arduo per scarsità e disuniformità dei dati, nonché per l'incompleta copertura che la rete elettrica dava al territorio nazionale. Nel 1962 le imprese elettriche furono nazionalizzate (legge n.1643) e riunite nell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel). Da quell'anno fino al 1998, i dati di produzione e di utilizzo di energia elettrica furono forniti da Enel, successivamente da GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) e infine, dal 2005, da TERNA³; questi dati hanno consentito di legare i consumi di elettricità alla produttività delle imprese.

Nei primi anni del XXI secolo è un proliferare, in tutto il mondo, di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con particolare sviluppo della tecnologia eolica e fotovoltaica; in questo è ovviamente coinvolta anche la Sardegna. In particolare, nel 2005, gli obblighi imposti dall'*European Union Emission Trading Scheme* (EU ETS) del Pacchetto *Clima-Energia* impongono di valutare la quantità di CO_2 che non viene immessa nell'atmosfera grazie all'impiego di fonti di energia rinnovabile. A questo fine è stato stabilito di utilizzare come unità di misura la Tonnellata Equivalente di Petrolio

(TEP, in inglese *Tonne of Oil Equivalent*, TOE); è così possibile calcolare quante TEP sono state risparmiate (ovvero non bruciate) con l'uso delle fonti di energia rinnovabile, in altre parole quanta CO₂ in meno è stata immessa nell'atmosfera⁴.

Il volume non pensa essere esaustivo su tutti gli aspetti della elettrificazione della Sardegna; in particolare non pretende di citare tutte le centrali di produzione elettrica realizzate nell'Isola. Non era questa l'intenzione degli autori quando hanno deciso di affrontare il lavoro. Lo scopo era mostrare come la Sardegna, pur essendo una regione molto estesa con bassa densità di popolazione⁵, defilata dal resto del territorio nazionale, con miniere di carbone inutilizzabile per la nascente industria siderurgica, ha saputo ugualmente tenersi al passo delle altre regioni, almeno fino alla seconda guerra mondiale, per quanto riguarda lo sviluppo della produzione elettrica. Ciò può essere ricondotto a un momento di circostanze fortunate che le hanno fatto superare gli *handicap* dando l'avvio all'elettrificazione dell'Isola. Dicendo ciò ci riferiamo alla quasi contemporanea frequentazione della Sardegna da parte di: Quintino Sella⁶ [4], ingegnere minerario, più volte ministro delle finanze del Regno d'Italia, che fece parte della Commissione Parlamentare di Inchiesta sulle Miniere Sarde [8], Alberto La Marmora⁷ [6, 7], generale e geografo, amico di Quintino Sella, perfetto conoscitore della geografia fisica dell'Isola; Antonio Pacinotti⁸ [9], docente di fisica all'Università di Cagliari, inventore dell'anello, che da lui prende il nome, organo fondamentale della dinamo.

Questi personaggi, con i loro studi, fecero capire che la modernizzazione⁹ dell'Isola poteva avvenire, come per il resto d'Italia, solo con l'elettrificazione e questa, a sua volta, poteva realizzarsi sfruttando il suo "inutile" carbone e i suoi fiumi "innavigabili", per il loro carattere torrentizio.

Per questo ultimo aspetto va ricordato Angelo Omodeo¹⁰, ingegnere idraulico e studioso dell'idrografia di fiumi sardi, che ammoniva: *Ripristinare i fiumi e ricostruire quanto distrutto ... L'acqua è sacra, può sempre essere fonte di ricchezza ... In Sardegna bisogna creare una tecnica nuova che sappia comprenderla, trattenerla e renderla benefica* [9]. Con lui ha inizio l'elettrificazione su vasta scala dell'Isola.

Per quanto riguarda i giorni nostri, non c'è stato bisogno della concomitanza di personaggi illuminati per capire che la Sardegna poteva dare, all'elettricità locale e nazionale, un contributo formidabile con i generatori fotovoltaici ed eolici: il Sole e il Vento di questa isola sono ben noti a tutti.

Gli aspetti geografici, storici, ingegneristici, sopra accennati, sono approfonditi nel Capitolo Primo a cui seguono due capitoli uno economico e l'altro giuridico.

Il capitolo economico è diviso in due parti.

Nella prima parte viene fatta una riflessione sulle dinamiche e sulle scelte strategiche in atto, con una valutazione dell'impatto che un incremento di produzione elettrica potrebbe avere sul sistema economico sardo. A tale scopo si introduce il contesto di norme e scelte strategiche, a livello europeo, entro il quale identificare, per la Sardegna, un ruolo di connessione fra i sistemi energetici del Sud Europa e del Nord Africa.

La seconda parte analizza l'elettrificazione dell'Isola dal punto di vista del settore agricolo non tanto come fruitore di energia, che come vedremo è "di poche esigenze", rispetto ad altri settori energivori, ma come partecipante alla generazione di energia elettrica, in particolare con il fotovoltaico e i combustibili di origine organica (biomasse, biogas, bioliquidi).

Il capitolo giuridico spiega che la Sardegna ha potuto fare certe scelte pubbliche e favorire certi comportamenti privati sia perché è una delle cinque Regioni a statuto speciale sia perché fra queste, per la sua marcata “insularità”, rappresenta un *unicum* che le consente di godere di competenze molto più ampie di quelle delle altre Regioni speciali.

In generale però le competenze delle Regioni a statuto speciale sono state “erose” nel tempo, in particolare quelle attinenti al settore energetico che oggi risentono anche del condizionamento delle norme comunitarie.

Oltre a ciò si sono creati conflitti fra “autorizzazioni” di leggi nazionali a cui si contrappongono “divieti” di leggi regionali e viceversa; conflitti che richiedono, sempre più spesso, l’intervento della Corte costituzionale.

Qualcuno ha detto che la legislazione del settore energetico è un vero e proprio ginepraio, parola che ben si adatta alla Sardegna che ospita ginepri secolari, splendidi nei loro contorcimenti.



Ginepri secolari sono presenti sui massicci calcarei di buona parte della Sardegna (da [1] pag. 132).

Fabrizio Benincasa

Note

¹ Enerst Solvay (1838-1922) chimico e imprenditore belga, depositò nel 1861 il brevetto per la fabbricazione industriale del carbonato di sodio a partire da sale marino, dall'ammoniaca e dall'acido carbonico. Nel dicembre del 1863 in Belgio nacque la società Solvay & Cie. L'anno successivo venne realizzata, a Chaleroi (Belgio), la prima fabbrica per la produzione di carbonato di sodio. Nel 1913 la Solvay impiantò in Italia sulla costa toscana fra Livorno e Cecina, in prossimità di Rosignano Marittima, una fabbrica per la produzione della soda e realizzò intorno alla fabbrica un paese a beneficio delle maestranze: Rosignano Solvay.

² Nel 1831 il britannico P. Phillips brevettò un processo sufficientemente economico per produrre acido solforico. Lo zolfo e/o la pirite (solfo di ferro) venivano bruciati producendo anidride solforosa (SO_2) che, reagendo con l'ossigeno dell'aria su un catalizzatore di platino ad alta temperatura, veniva trasformata in anidride solforica (SO_3). La reazione dell'anidride solforica con il vapor d'acqua produceva l'acido solforico. Purtroppo, per l'inventore del metodo, la richiesta di acido solforico non era ancora tale da giustificare una sua produzione su scala industriale. Ciò avvenne nel 1875 a Friburgo (Germania) quando fu realizzato il primo impianto industriale che utilizzava questo metodo. Nel 1915 la tedesca BASF sostituì il catalizzatore al platino con il meno costoso catalizzatore al pentossido di vanadio. Nel 1930 la BASF produceva quasi un quarto dell'acido solforico richiesto dal mercato. Oggi ne produce quasi la metà.

³ TERN (Trasmissione Elettrica Rete Nazionale) nasce nel 1999 come società per azioni proprietaria delle infrastrutture della rete, prima appartenute ad ENEL che tuttavia resta come azienda per la produzione dell'energia elettrica. Nel novembre 2005, con l'unificazione fra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione, precedentemente di GRTN, vengono costituite le società per azioni TERN-Rete Elettrica Nazionale e GSE (Gestore dei Servizi Elettrici); quest'ultima per la promozione e l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

⁴ Le Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) indicano, per un dato quantitativo di un certo combustibile, quante tonnellate di petrolio andrebbero bruciate per ottenere la stessa energia termica prodotta dalla combustione del suddetto combustibile.

L'*International Agency for Energy* e l'*Organisation for Economic Co-operation and Development* hanno stabilito che una tonnellata di petrolio standard genera 41,868 GJ, in base a ciò il quantitativo di un qualsiasi combustibile che generi la stessa energia termica è una Tonnellata Equivalente di Petrolio:

$$1 \text{ TEP} = 41,868 \text{ GJ}$$

In Italia il Ministero delle Attività Produttive, nel luglio 2004, ha stabilito una equivalenza in joule leggermente diversa:

$$1 \text{ TEP} = 41,860 \text{ GJ} = 11,628 \text{ MW h termici}$$

Per il rilascio dei Titoli di Efficienza Energetica, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, nel marzo 2008, ha fissato il fattore di conversione da energia termica (energia primaria) a energia elettrica:

$$1 \text{ TEP} = 5,348 \text{ MW h elettrici}$$

ovvero nel passaggio da energia termica a energia elettrica, un impianto di generazione elettrica deve

avere un rendimento di conversione di almeno:

$$\frac{5,348 \text{ MW h elettrici}}{11,620 \text{ MW h termici}} = 0,46$$

Nella seguente tabella per una tonnellata di combustibile vengono indicate le TEP, la quantità di CO₂ emessa durante la combustione e l'energia elettrica che può essere prodotta.

<i>Una tonnellata di</i>	<i>TEP (2)</i>	<i>Emissione (3) di tonnellate di CO₂</i>	<i>MW h elettrici</i>
Benzina	1,20	3,481	6,418
Gas di petrolio liquefatto	1,10	2,906	5,883
Gasolio	1,08	3,327	5,776
Olio combustibile	0,98	3,131	5,241
(1) Gas naturale (1 m ³)	0,82	1,916	4,385
Carbon fossile	0,74	2,930	3,958
Antracite	0,70	2,880	3,744

(1) Si intende metano in condizioni normali.

(2) Fonte Ministero delle Attività Produttive.

(3) Nostra elaborazione di parametri stabiliti dal Ministero dell'Ambiente.

⁵ Nell'Ottocento la densità di popolazione in Sardegna era: 25,3 ab./km² nel censimento 1861, 26,4 nel 1871; 28,2 nel 1881; mentre la media nazionale era: 87 ab./km² nel censimento 1861, 90,5 nel 1871; 97,7 nel 1881. Oggi la densità di popolazione in Sardegna è di 69,0 ab./km², mentre la media nazionale è di 201,7 ab./km² (dati ISTAT riferiti alla popolazione residente al 1/gennaio/2014).

⁶ Della inadeguatezza del carbone sardo, per la siderurgia, ne doveva essere pienamente conscio Quintino Sella (Sella di Mosso, Biella 1827 – Biella, 1884), ingegnere minerario, che nel 1868 fece parte della commissione parlamentare di inchiesta sulle miniere sarde. Sella fu anche più volte ministro delle finanze del Regno d'Italia (gabinetti: Rattazzi-1862, La Marmora-1864, Lanza dal 1869 al 1873). Nel 1899 Erminio Sella, figlio di Giuseppe Venanzio fratello di Quintino, fondò con Edgardo Mosca, suo cognato, l'ancora attiva azienda viti-vinicola Sella & Mosca di Alghero (SS).

⁷ Alberto La Marmora (Torino 1789 – ivi 1863). Nel 1815 entrò nell'esercito piemontese, nel 1840 fu nominato generale e nel 1849 gli fu attribuito l'incarico di Comandante Generale della Sardegna. Con l'opera *Viaggio in Sardegna* (1826) contribuì a diffondere la conoscenza degli aspetti geografici e sociali dell'Isola. A lui si deve la prima carta a grande scala e grande dettaglio della Sardegna.

⁸ Antonio Pacinotti (Pisa 1841 – ivi 1912). Fisico studioso di problemi legati all'induzione elettromagnetica e alla fotoelettricità. Nel 1873 fu nominato professore di fisica all'Università di Cagliari, città che da nove anni era al centro della sua vita familiare, aveva infatti sposato Maria Grazia Sequi Bertolotti, una ragazza dell'aristocrazia isolana. Nel 1881 succedette al padre all'Università di Pisa. Nel 1906 fu nominato Senatore del Regno e tenne la presidenza onoraria dell'Associazione Elettrotecnica Italiana. È sua l'invenzione dell'*anello di Pacinotti*, parte essenziale della dinamo, generatore elettrico di corrente continua che può funzionare anche da motore elettrico in corrente continua.

⁹ *Modernizzazione* – Conferimento di requisiti tipici della modernità; in particolare: passaggio a un sistema economico improntato allo sviluppo tecnologico e industriale [3].

¹⁰ Angelo Omodeo, ingegnere di Mortara (Pavia), intorno al 1910, in seguito ad approfonditi studi sulle risorse idriche dell'Isola, aveva intuito le straordinarie potenzialità derivanti dalla regimentazione delle acque da utilizzarsi per scopi sia irrigui sia per la produzione di energia idroelettrica. Per sua iniziativa nel novembre del 1911 nasceva la Società Elettrica Sarda (della quale fino al 1933 fu presidente Giulio Dolcetta), mentre nel 1913 vedeva la luce la Società Imprese Idrauliche ed Elettriche del Tirso. Nel febbraio del 1914, in seguito ad un accordo tra la Società Elettrica Sarda e il Comune di Cagliari cominciava la fornitura di energia elettrica ai privati.

Bibliografia

- [1] Chiappini M. – *Agonizza una flora fra le prime delle terre emerse*, in AA.VV, *Sardegna. L'uomo e le montagne*, (1985), Banco di Sardegna, Sassari, pp. 127-136.
- [2] De Vincenzi M., Fasano G. – *Il consumo di energia elettrica in Sardegna come indice delle attività produttive del territorio*, in *Atti del Quinto Simposio Il Monitoraggio Costiero Mediterraneo: problematiche e tecniche di misura*, (2014) Livorno 17-19 giugno 2014, pp. 181-193.
- [3] Devoto G., Oli G. C. – *Dizionario della lingua italiana*, (1984), Le Monnier, Firenze.
- [4] Favrode C. H. – *L'eterna giovinezza della Sardegna* in *Viaggio in Sardegna. Fotografie tra '800 e '900 dalle collezioni Alinari*, (2003), ed. Fratelli Alinari, Firenze, pp. 23-23.
- [5] Herce Fuente C., Mecozzi R. – *Interpretazione dei dati sperimentali sulla pirolisi del carbone del Sulcis con l'ausilio di codici di calcolo per la modellazione della devolatilizzazione*, (2010) Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/2010/38, ENEA, consultato il 3-02-2015 su http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/coproduzione-energia-idrogeno/1-003-rapporto-fg-dvc.pdf
- [6] La Marmora A. – *Voyage en Sardaigne ou Description statistique, physique et politique de cette ile, avec des recherches sur ses productions naturelles, et ses antiquités*, (1826) Bertrand, Paris, Bocca, Turin, (trad. it. di Valentino Martelli, *Viaggio in Sardegna di Alberto della Marmora*, 1928, Ed. Fondazione il Nuraghe, Cagliari).
- [7] La Marmora A. – *Itinéraire de l'île de Sardaigne*, (1860), Turin, (trad. it. di Giovanni Spano, *Itinerario dell'isola di Sardegna del conte Ferrero Alberto della Marmora*, 1868) ora *Itinerario dell'isola di Sardegna*, (1997), Ed. Ilisso, Nuoro.
- [8] Sella Q. – *Sulle condizioni dell'industria mineraria in Sardegna. Relazione alla commissione parlamentare di inchiesta*, (1871), riedizione 1999, Ed. Ilisso, Nuoro
- [9] Società Elettrica Sarda – *Mezzo secolo della SES 4 novembre 1911 - 4 novembre 1961*, Notiziario SES, (1961), SEI, Cagliari, pp. 84.

[101] (03-03-15)  <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:SAR-Subregioni.jpg>

CAPITOLO PRIMO

LA PRODUZIONE ELETTRICA DALL'UNITÀ D'ITALIA AI GIORNI NOSTRI

Donatella Carboni, Matteo De Vincenzi, Gianni Fasano

Nel 1961, in occasione dei cinquanta anni dall'inizio dell'elettrificazione della Sardegna il Presidente della Società Elettrica Sarda scriveva:

[...] se ripensiamo alle condizioni della nostra Isola nel 1911 e ci sforziamo di rifarci alla mentalità di allora, non sappiamo se ammirare di più la lungimiranza o l'ardimento degli uomini che investirono allora i loro capitali in una impresa così rischiosa. [...]

Conte avv. Raimondo Orrù

Benché il Capitolo sia frutto comune tra gli Autori, il Curatore del volume, stante l'indivisibilità dei contributi, vuole precisare che gli aspetti storico-geografici sono stati elaborati da Donatella Carboni mentre quelli fisici e ingegneristici sono di Matteo De Vincenzi e Gianni Fasano.

A giudizio del Curatore i contributi sono da ritenersi di uguale ampiezza e dello stesso spessore scientifico.

1.1 Le risorse naturali per la produzione elettrica tradizionale

Fino agli anni '90 del Novecento le uniche fonti energetiche, in Sardegna, per la produzione di elettricità furono il carbon fossile e l'acqua. Del primo si convertiva l'energia chimica, in esso contenuta, in energia termica per produrre vapor d'acqua, in pressione, e con questo si azionavano le turbine che a loro volta ponevano in rotazione dinamo o alternatori, per la produzione di energia elettrica.

Per utilizzare l'acqua come fonte energetica era, ed è, necessario portarla a quote elevate, ad esempio sbarrando il corso di un fiume, per farne aumentare il livello, e poi convertire l'energia potenziale, in questo modo acquisita dall'acqua, in energia cinetica tramite condotte che portavano l'acqua alla coppia turbina-generatore, trasformando così l'energia di movimento in energia elettrica.

Dopo gli anni '90 si è visto un proliferare, prima lentamente e poi rapidissimamente, di impianti eolici e fotovoltaici. I primi in grado di sottrarre l'energia, meccanica da convertire in elettrica, dal vento; i secondi capaci di convertire l'energia radiante del Sole direttamente, ovvero senza necessità di alternatori o dinamo, in energia elettrica.

In questo primo paragrafo descriviamo brevemente le risorse carbonifere e idriche della Sardegna.

1.1.1 Il carbone per la produzione termoelettrica

La Sardegna è la regione italiana che ha la maggiore varietà di risorse del sottosuolo: depositi metalliferi, minerali non metalliferi e combustibili fossili tra cui il più noto e più abbondante è il carbone del Sulcis. La formazione carbonifera si estende per 640 km² dagli appoggi paleozoici, contro i quali affiora ad oriente, fino al mare di Portovesme verso cui si immerge. La coltivazione del giacimento è resa difficile dalle notevoli differenze dello spessore degli strati e dalla loro disposizione assai irregolare che impongono ardui problemi alla coltivazione e ostacolano la meccanizzazione degli impianti. Altro svantaggio è costituito dalla qualità del minerale estratto, un grezzo povero che è necessario trattare in impianti di arricchimento per avere così un carbone (il cosiddetto *carbone del Sulcis*¹) comunque di modesto potere calorifico (23,4 ÷ 24,5 MJ/kg) [31] con il 40,23 % di carbonio fisso, con alto contenuto di zolfo (7,34 %)² ed elevate percentuali di ceneri (13,79 %), umidità (5,25 %) e materie volatili (33,39 %) (Rielaborazione di dati da [22]).

Il giacimento carbonifero del Sulcis fu scoperto nel 1851 ma il suo sfruttamento iniziò nel 1889 (figura 1A e il particolare del Sulcis Iglesiente figura 1B). Esso ha rappresentato, e rappresenta, una risorsa per l'Isola, non tanto in relazione a condizioni economiche ma piuttosto in rapporto a condizioni politiche e sociali. Fino al primo conflitto mondiale l'attività mineraria si esercitò negli scavi a giorno di Bacu Abis e di Terras Collu (nel triangolo compreso fra Iglesias, Carbonia e Portoscuso; Sardegna sud-occidentale), ricavando quantità non superiori a 25 000 tonnellate annue, che non subivano alcun arricchimento. In seguito la produzione venne incrementata dalle necessità belliche raggiungendo un massimo di 83 000 tonnellate nel 1918, dopo di che l'attività estrattiva si arrestò. Nel 1934 l'intervento statale promosse la realizzazione di opere per la prospezione e la valorizzazione del bacino carbonifero, costituendo a questo scopo l'Azienda CARboni Italiani (ACAI) e la Società Mineraria Carbonifera Sarda o Carbosarda e nel 1935 l'attività estrattiva fu riavviata.

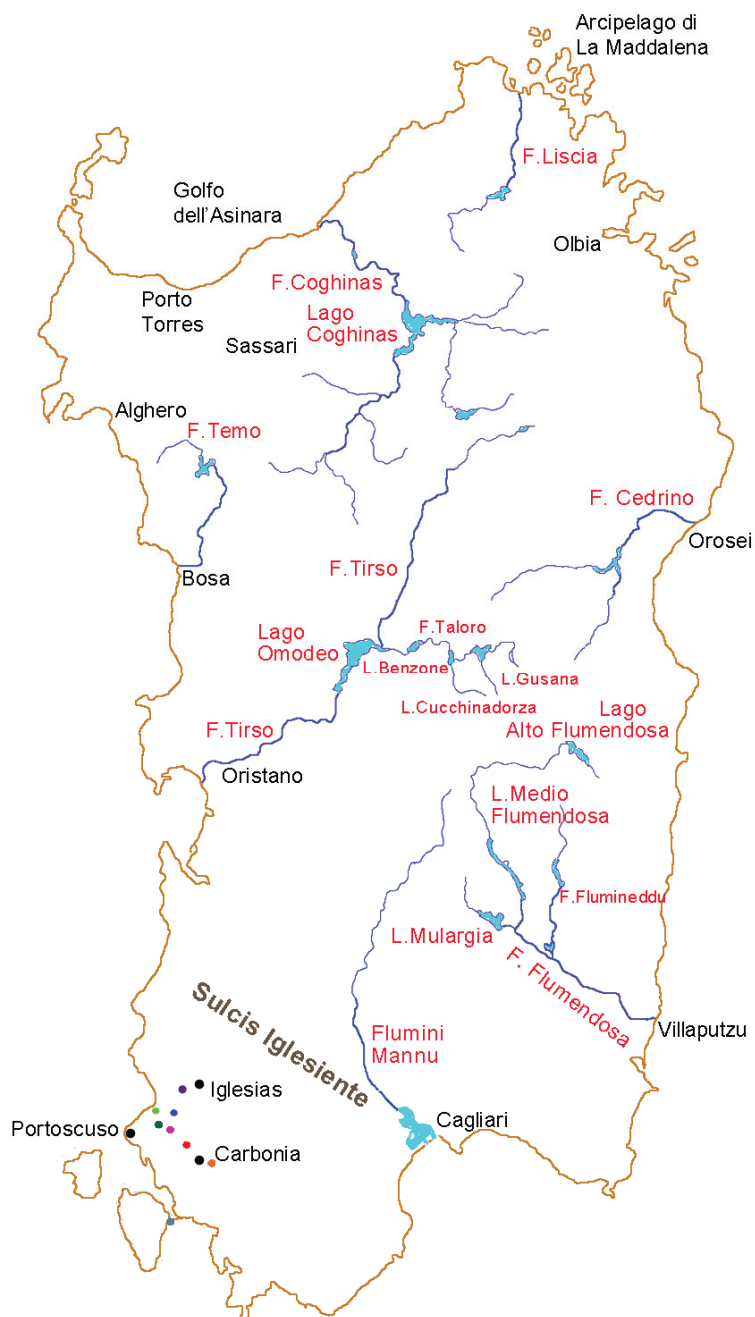


Figura 1A – Le principali miniere carbonifere del Sulcis Iglesiente (si veda anche il particolare in figura 1B) e i principali fiumi per la produzione idroelettrica. (Realizzazione di G. Fasano).

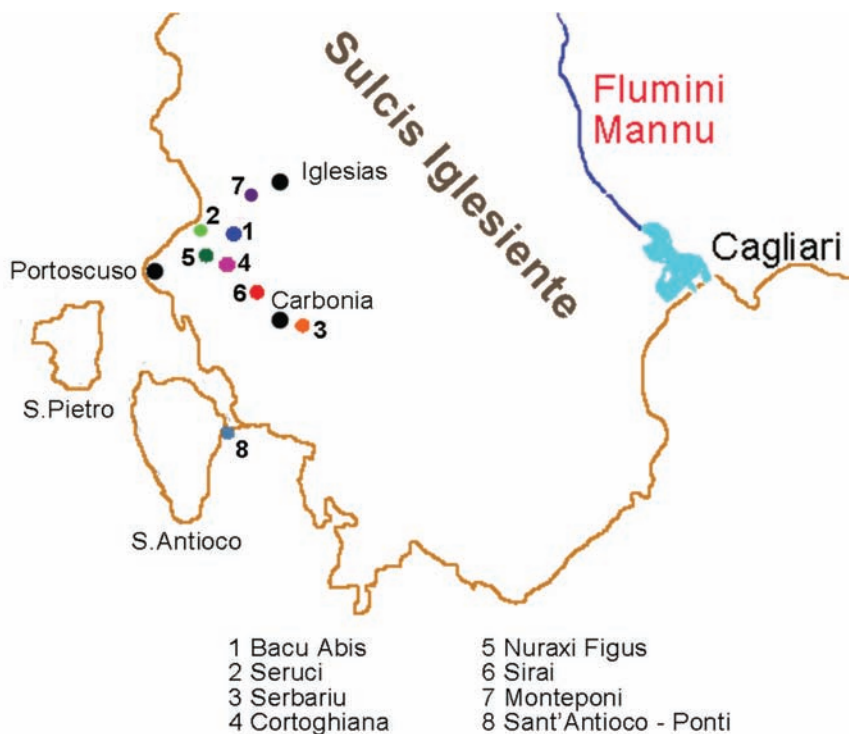


Figura 1B – Sulcis Iglesiente, da 1 a 6: le principali miniere carbonifere localizzate nel triangolo compreso fra Iglesias, Carbonia e Portoscuso. 7 è una miniera di zinco; 8 indica il porto per l'imbarco dei minerali.



Sulcis Iglesiente: Miniera di Bacu Abis [101].

Fra le miniere più importanti possiamo citare Seruci con le consorelle e coetanee miniere di Serbariu, Cortoghiana e Nuraxi Figus, tutte nel triangolo sopracitato.

Seruci (comune di Gonnese) iniziò una vera e propria produzione industriale nel 1938, quando furono effettuati importanti investimenti per ammodernare gli impianti e per tracciare nuove gallerie. Le circa 100 000 tonnellate estratte nel 1938 sarebbero divenute poco più di 190 000 l'anno successivo e poco meno di 250 000 nel 1942.

Nel 1940 arrivò a regime la miniera di Serbariu (comune di Carbonia), dopo che erano stati completati gli impianti, con un'occupazione di quasi 5 750 addetti. La produzione annua superò le 450 000 tonnellate; nel 1941 si ebbero oltre 500 000 tonnellate di carbone *mercantile*³ ottenute con l'estrazione di oltre 700 000 tonnellate di grezzo. Serbariu divenne quindi, in quegli anni, la miniera di punta della Società Mineraria Carbonifera Sarda, in parte per la consistenza del giacimento ma anche per la vicinanza al porto di Sant'Antioco che veniva raggiunto con un tronco ferroviario appositamente costruito [1].

Per effetto dei poderosi mezzi impiegati e dell'afflusso dal continente di abbondante manodopera, salita a 15 000 unità, la produzione delle miniere del Sulcis crebbe rapidamente fino a toccare, nel 1940, il massimo assoluto di 1 296 000 tonnellate di carbone grezzo, ottenuto dalle nuove miniere di Cortoghiana, di Sirai e, principalmente, dalla già citata miniera di Serbariu. Questa fervida attività ebbe vistosi riflessi antropici, tra cui la nascita di nuovi villaggi e dei due grossi centri di Cortoghiana e di Carbonia (divenuta il maggior centro minerario della Sardegna e dell'Italia) costruiti per dare alloggio agli operai provenienti da tutta Italia per lavorare nel bacino carbonifero, nonché la costruzione del nuovo porto di Sant'Antioco-Ponti dove il carbone veniva imbarcato insieme ad altri minerali.

Poiché il minerale grezzo non sviluppava più di $17,6 \div 18,8$ MJ/kg, fu necessario realizzare degli impianti di laveria per arricchirlo in modo da ottenere carbone mercantile separato dai misti, da utilizzare localmente, e dagli sterili, che venivano accumulati in grosse discariche all'esterno della miniera.

Nell'immediato dopoguerra, con la chiusura dei mercati internazionali l'industria mineraria sarda fu avvantaggiata e ciò contribuì notevolmente allo sforzo della ricostruzione: una buona parte dei treni italiani e numerosi impianti delle industrie del nord della Penisola furono alimentati con il carbone del Sulcis. Questo successo fu relativamente rapido ma effimero poiché, nel 1947, con la riapertura dei mercati internazionali e la conseguente introduzione in Italia di carboni stranieri più competitivi, il carbone del Sulcis ricominciò ad avvertire sintomi di crisi; ciò anche a causa dell'artificialità di un'industria basata su strutture economicamente poco solide (enormi passività sanate da massicci interventi statali) e minata da uno stato di grave disagio sociale (la razionalizzazione e la meccanizzazione dell'estrazione ridusse drasticamente, nel tempo, la manodopera che passò dai 17 000 dipendenti del dopoguerra, ai 2 000 degli anni Sessanta e ai 1 200 del 1971).

Al risanamento dell'attività mineraria, degli anni '50, aveva partecipato con cospicui interventi la C.E.C.A.⁴ allo scopo di arginare le ripercussioni socio-economiche della riconversione industriale, contribuendo sia alla qualificazione e al trasferimento degli operai ad altra attività, sia al finanziamento di nuovi ordinamenti produttivi. Poiché l'utilizzazione in loco del carbone sardo lo avrebbe scaricato dalle spese di trasporto, fu deciso di costruire, nel Sulcis, una supercentrale che, utilizzando 2-3 milioni di tonnellate di carbone grezzo, potesse produrre 4 miliardi di kWh annui, così da fornire l'energia necessaria allo sviluppo industriale e civile dell'Isola. I sempre più elevati costi di estrazione e la mediocre qualità del

combustibile aggravarono talmente l'antieconomicità della sua estrazione da costringere l'Enel a ridurla progressivamente (256 000 tonnellate nel 1971) per poi cessarla del tutto (1972) preferendo alimentare la supercentrale con olii minerali [29, 30, 32].

Negli anni in cui si attua il blocco delle attività estrattive del Sulcis, l'Italia attraversa la sua prima crisi energetica. La consapevolezza di dipendere quasi esclusivamente da fonti energetiche di importazione e, al contempo, l'esigenza di promuovere il rilancio dell'economia del Sulcis riaprono, a metà degli anni Settanta, il dibattito sulla possibilità di utilizzo del carbone nazionale.

Nel 1984 il Comitato Interministeriale per la Programmazione Industriale approva il progetto per la riattivazione del bacino carbonifero del Sulcis. L'anno successivo, con la legge 351/85, la riapertura delle miniere è affidata all'ENI⁵. Affinché all'utilizzo del carbone Sulcis si affiancasse anche una opportunità di ricerca e sviluppo tecnologico sul carbone, in grado di coniugare la crescente coscienza ambientale con il conseguimento di maggiore competitività e di più elevate efficienze energetiche, il governo ha autorizzato, in attuazione dell'art. 5 della suddetta legge, la costituzione della Sotacarbo (1987) con l'obiettivo di sviluppare tecnologie innovative e avanzate nell'utilizzazione del carbone [102].

Le carbonaie

Tra i lavori della montagna, che testimoniano una secolare esistenza di duro lavoro, c'era quello dei carbonai. Per numerosi secoli, fino ai primi del Novecento, i boschi della Sardegna furono luogo di lavoro per molti di questi "artisti del fuoco". Il carbone prodotto veniva trasportato nelle città per gli usi più disparati, sia domestici sia industriali.



*Il trasporto del carbone e della legna da ardere a dorso di muli.
(Foto della collezione privata di Fabio Berti, collaboratore esterno del
CNR-IBIMET, raccoglitore e studioso delle tradizioni popolari).*

I carbonai preparavano la legna: tagliavano gli alberi, portavano la legna alla lunghezza di circa un metro e, dopo 10÷15 giorni di essiccazione la trasportavano nella *piazza da carbone*. Questi piccoli spiazzini erano (e sono) distribuiti nei boschi sardi a distanze regolari e collegati da sentieri che, molto spesso, visto il terreno scosceso dei boschi, erano sostenuti da muri a secco in pietra. In queste piazzole si ritrovano ancor oggi dei piccoli pezzi di legna carbonizzata. La legna veniva disposta in cerchio attorno a tre pali di legno, alti 2÷3 metri, che venivano piantati saldamente nel terreno e formavano il canale centrale. È proprio da questo centro che iniziava la cottura della legna: intorno ai tre pali veniva disposta prima la legna più grossa (in quanto richiedeva più cottura), poi quella più sottile, in modo da lasciare il foro centrale libero per sistemare poi le braci. Tale sistemazione richiedeva due giorni di lavoro, seguivano poi altri due giorni di lavoro per la copertura con rami, foglie secche e terriccio che isolava la legna dall'aria.

Ai piedi della carbonaia si aprivano dei fori di respiro che dovevano rimanere aperti per tutto il tempo della cottura, 13÷14 giorni. Dopo qualche ora dall'accensione si alimentava il fuoco con nuova legna e per 4-5 giorni la carbonaia veniva alimentata giorno e notte, finché una consistente fiammata alla sommità annunciava l'avvio del processo di carbonizzazione. Per una carbonaia di 100 quintali si bruciavano circa 8 quintali di legna. A cottura ultimata iniziava la fase di scarbonizzazione che richiedeva uno o due giorni di lavoro: si doveva raffreddare il carbone con numerose palate di terra e si spegnevano con l'acqua eventuali braci rimaste accese. La qualità del carbone ottenuto variava a seconda del legname usato ma anche dalla bravura e dall'esperienza del carbonaio.



Quando era ben raffreddato, il carbone di legna veniva insaccato e trasportato dai carrettieri verso la pianura per essere venduto.

In Sardegna il periodo di maggior diffusione delle carbonaie fu tra l'Ottocento e il Novecento, periodo in cui il carbone di legna fu largamente usato, come nel resto d'Italia, per la cucina e per il riscaldamento delle case.

Una carbonaia dei giorni nostri: in alto ancora priva di foglie secche e di terriccio, a destra terminata e pronta per l'accensione [104].



1.1.2 I principali invasi per la produzione idroelettrica

È noto che in Sardegna gran parte delle piogge cade nel semestre autunno-inverno, mentre nel periodo rimanente e soprattutto da giugno a settembre, si verifica un'aridità elevata. Inoltre la relativa scarsità di rocce permeabili non consente l'accumulo nel sottosuolo di falde acquifere di rilievo o comunque idonee ad assicurare ampie soluzioni al problema idrico globale dell'Isola. In tabella 1 sono riportate alcune caratteristiche climatiche e idrologiche dei bacini idrografici⁶, da noi considerati, relativamente agli anni Sessanta e Settanta del secolo scorso [6].

Nel corso degli anni si è ridotta la piovosità (cambiamento climatico?) e sono aumentati gli emungimenti dai corsi d'acqua, in conseguenza di ciò si sono modificati afflussi e deflussi e con essi i coefficienti di deflusso. Come esempio nella tabella 2 sono riportati questi parametri idrologici valutati per gli anni Ottanta e Duemila per tre dei fiumi presi in considerazione dal Piano di Gestione Idrografico RAS 2013 [12].

Tabella 1 – Caratteristiche climatiche dei principali bacini idrografici della Sardegna (anni Sessanta-Settanta del secolo scorso) [6].

Bacino Idrografico	Estensione [km²]	Temperatura⁷ media annua [°C]	Piovosità⁸ o Afflusso media annua [m]	Deflusso [m]	Coefficiente di deflusso⁹
Tirso	3376	13,0	0,836	0,309	0,37
Flumendosa	1826	13,9	0,846	0,313	0,37
Coghinas	2477	15,7	0,749	0,315	0,42
Flumini Mannu - CA	1697	15,7	0,648	0,246	0,38
Temo	837	14,2	0,894	0,402	0,45
Cedrino	1089	13,5	0,741	0,296	0,40
Liscia	564	13,2	0,935	0,327	0,35
Sardegna	17993	15,8	0,764	0,283	0,37

Tabella 2 – Caratteristiche idrologiche dei tre fiumi presi in considerazione dal Piano di Gestione Idrografico RAS 2013 (anni Ottanta-Duemila) [12].

Bacino Idrografico	Estensione [km²]	Piovosità o Afflusso media annua [m]	Deflusso [m]	Coefficiente di deflusso
Tirso	3376	0,666	0,123	0,18
Flumendosa	1826	0,701	0,214	0,31
Coghinas	2477	0,669	0,164	0,25
Sardegna	17993	0,639	0,122	0,19

Per queste caratteristiche climatiche e geologiche i corsi d'acqua della Sardegna avrebbero un regime tipicamente torrentizio che li renderebbe scarsamente utilizzabili, sia ai fini agricoli sia ai fini industriali, in assenza delle numerose opere, di sbarramento e di canalizzazione, che sono state realizzate nel tempo.

In riferimento ai corsi d'acqua sardi M. Serra nel suo "pezzo" *La terra incantata* in [35] scrive: [all'inizio del secolo scorso] *l'estrosa crudeltà dei fiumi, dei torrenti e delle piogge genera sulla terra il disordine delle acque, che nessuno ancora ha tentato di correggere o di*

disciplinare. L'acqua non scorre benefica: o marcisce putrida e infetta nei pantani e negli stagni, o travolge con la sua subitanea e micidiale violenza, oppure si perde inutile in mare.

E ancora il Serra a citare i mali endemici dell'Isola: la malaria, la tubercolosi, il tracoma, che mietono vittime su tutto il territorio e che risultano perciò i flagelli per i quali la Sardegna gode di un triste primato fra le regioni italiane. Ma altri mali endemici e assidui sono in quegli anni la carestia, l'invasione delle cavallette, la peste del bestiame, la siccità, l'alluvione e di conseguenza la miseria: contro di essi non esiste e non si tenta, come invece si fa oggi, alcun riparo, nessuno schermo.

Ma le potenzialità di questi corsi d'acqua le vedeva chiaramente Angelo Omodeo, che ritroveremo in seguito, che in [35, pag. 22] dice:

La Sardegna è la regione d'Italia di gran lunga più adatta alla creazione di grandi laghi artificiali, per le sue formazioni fondamentalmente impermeabili, costituite da rocce antiche, graniti e scisti, resistenti e compatte: per il letto allungato dei fiumi a dolce e lento pendio: per le vallate nel loro corso alternativamente ampie, oppure profondamente incassate a secondo della durezza delle rocce, che le acque scavarono più o meno largamente nel lavoro dei millenni: infine per la povertà dei terreni granitici quasi completamente incolti, la cui sottrazione alla agricoltura col diventare sede di lago, rappresenta un danno trascurabile in confronto degli immensi vantaggi ottenibili.

Il Tirso, il Coghinas, il Flumini Mannu, il Temo, il Flumendosa, il Cedrino, oltre ad altri fiumi minori comportano nel loro bacino laghi numerosi, complessivamente capaci di miliardi di m.c. e sufficienti a immagazzinare l'acqua copiosamente perduta ed a riversarla nell'ampia distesa dei terreni che oggi poco o nulla producono perché asciutti.



In figura la sorgente carsica di Su Gologone (Supramonte di Oliena, Nùoro) origina un breve torrente che alimenta il fiume Cedrino. (Foto di M. De Vincenzi).

I fiumi principali della Sardegna (vedi figura 1A, pag. 4) sono:

- Tirso: nasce da Punta Piredda (835 m) sull'altopiano di Buddusò, lungo 150 km percorre un bacino imbrifero di 3377 km², alimenta il lago Omodeo, grande lago di sbarramento artificiale (lungo circa 20 km, largo fino a 3 km, capace di 402 milioni di metri cubi d'acqua). Termina il suo percorso nel golfo di Oristano. Il suo principale affluente è il Taloro.
- Flumendosa: emissario del lago omonimo che viene alimentato da alcuni torrenti e fiumiciattoli presenti nella zona compresa fra l'Ogliastra e le estreme pendici sud-orientali del Gennargentu, lungo 127 km percorre un bacino imbrifero di 1826 km² e tributa al Tirreno nella regione del Sarrabus (Sardegna sud-orientale) nei pressi di Villaputzu.
- Coghinas: emissario del lago omonimo che viene alimentato da alcuni torrenti e fiumiciattoli presenti nella zona di Ozieri, Oschiri, Berchidda, paesi lungo le pendici occidentali del Montacuto. Il fiume percorre per 123 km un bacino imbrifero di 2477 km² e si getta nel golfo dell'Asinara.
- Flumini Mannu: nasce nei pressi di Barumini, importante sito nuragico, dalla confluenza del Rio Mannu e del Rio Murera, attraversa il Campidano meridionale (bacino imbrifero di 1697 km²) e dopo 90 km si getta nello stagno di Santa Gilla (golfo di Cagliari). Anche su questo fiume, nei pressi di Is Barroccu, nel comune di Isili (CA), è stata realizzata, dal 1985 al 1991, una diga, collaudata nel 2008, ma attualmente utilizzata solo per scopi potabili.

Altri fiumi, importanti, sono:

- Temo, l'unico che attraversa una città, Bosa (OR), e che è parzialmente navigabile (ultimi 6 km) percorre un bacino idrografico di 837 km², tributario del mar di Sardegna. Anche su questo fiume, nei pressi di Monteleone Roccadoria (SS), è stata realizzata, dal 1971 al 1984, una diga che, ad oggi, non è ancora collaudata (sic!).
- Cedrino, famoso perché alimentato dalla sorgente di Su Gologone, fra Oliena e Dorgali, attraversa un bacino imbrifero di 1089 km², tributario del mar Tirreno presso Orosei.
- Liscia, emissario del lago omonimo che raccoglie l'acqua da torrenti e ruscelli dei monti del Limbara (Gallura) in un bacino imbrifero di 564 km². Il fiume si getta nel golfo Porto Liscia, di fronte all'arcipelago della Maddalena.

Il carattere torrentizio dei fiumi sardi è ben evidenziato dalla forte differenza esistente fra la loro portata minima e quella massima. Le portate minime hanno valori molto bassi rispetto a quelli di quasi tutte le regioni italiane. Infatti escludendo il Cedrino, che rappresenta nel contesto globale un caso pressoché anomalo con 0,59 m³/s, il Coghinas con 0,20 m³/s (a Muzzone) e il Tirso con 0,42 m³/s (a Santa Chiara d'Ula), tutti gli altri fiumi hanno portate minime che si aggirano mediamente intorno a 0,066 m³/s.

Particolarmente elevate appaiono invece le portate massime, medie, che, ad esempio, nel caso del Flumendosa, a Monte Scrocca, possono raggiungere i 252,73 m³/s e, a Villanova Tulo, i 290,6 m³/s. Anche nel Tirso, a Santa Chiara, sono state registrate portate massime, medie, di 257,21 m³/s con valori che però si abbassano, per lo stesso bacino, ad Orto Sciacovo, a 21,64 m³/s.

Anche le osservazioni relative alla portata media appaiono piuttosto basse. Escludendo le stazioni di Muzzone e di Santa Chiara, ubicate lungo gli scarichi dei rispettivi invasi principali (rispettivamente diga del Coghinas e diga del Tirso), possiamo

dire che il Flumendosa appare il corso d'acqua con le portate medie più elevate, per il quale si è registrato, a Monte Scrocca, il valore di 8,49 m³/s. Sono ancora da ricordare il Cedrino con 7,79 m³/s e il Liscia con 6,19 m³/s.

Tabella 3 – Portate in [m³/s] dei fiumi sardi considerati [6].

Bacino Idrografico	Massima*	Minima*	Media*	Misurate in località
Tirso	257,21	0,42	17,70	Santa Chiara d'Ula (OR)
Flumendosa	252,73	0,17	8,49	Monte Scrocca
Coghinas	338,12	0,20	16,66	Muzzone
Flumini Mannu	6,12	0,05	0,60	Is Acquas (CA)
Temo	63,56	0,016	2,22	Reinamare
Cedrino	147,46	0,59	7,79	
Liscia	96,48	0,06	6,19	

* Si intendono le portate annuali mediate su più anni

I dati riportati, in tabella 3 [6], mostrano chiaramente il regime torrentizio anche dei corsi d'acqua maggiori: si passa da portate massime abbastanza consistenti, che normalmente si verificano durante i periodi piovosi, a valori di portate minime bassissimi, nella stagione siccitosa, con portate medie decisamente basse. Non è possibile qui dettagliare le procedure di stima degli afflussi e dei deflussi pertanto si rimanda a [6, pag. 73-82].

Con i fiumi sopracitati è presente, nell'Isola, una infinità di fiumiciattoli, torrenti e ruscelli (in sardo *rii* seguiti spesso dal nome del guado, in sardo *bau* o *badu*) che, fino ai primi anni Trenta, rendevano il territorio incolto, paludoso e malsano, ciò portò la Sardegna a una delle più profonde trasformazioni fondiari d'Italia.

Numerosi sono anche gli stagni, prevalenti nelle zone umide costiere, mentre i laghi sono stati creati da sbarramenti artificiali¹⁰ realizzati per fornire una riserva idrica all'agricoltura, all'industria, alle centrali idroelettriche, alle necessità delle città.

L'utilizzo delle risorse idriche in Sardegna presenta complessità legate non solo a fattori geografici generali quali: irregolarità delle precipitazioni, condizioni fisiche delle zone di realizzazione delle dighe, distribuzione sia della popolazione sia dei luoghi d'impiego del prezioso liquido (esempio ubicazione delle industrie), compensori irrigui, insediamenti turistici ecc., ma anche alla stessa caratteristica di insularità che non consente l'interscambiabilità delle sue risorse con altri sistemi idrici contigui, come invece è possibile per molte altre regioni italiane.

Qui di seguito si descrivono le principali riserve idriche con particolare riferimento a quelle che sono servite a promuovere l'elettrificazione della Sardegna.

Invasi del Tirso

Il primo progetto di serbatoio artificiale, creato ai fini sopraindicati, fu quello della diga di Santa Chiara d'Ula¹¹, che ebbe il triplice scopo di produrre energia elettrica, raccogliere acque da destinare all'irrigazione e a moderare le piene del Tirso con la regolazione pluriennale delle sue portate. La diga, ultimata nel 1923 e inaugurata dal Re Vittorio Emanuele III nel 1924 (vedi Copertina), era all'epoca, nel suo genere, la più grande al mondo (altezza sull'alveo 70 m) e il lago artificiale da essa originato (lago Omodeo che prese il nome dal suo ideatore ingegner Angelo Omodeo¹²) il maggiore d'Europa. La capacità

massima dell'invaso era di 402 680 000 m³, quella utile di 374 020 000 m³. Le limitazioni di invaso, decise alla fine degli anni '60, determinarono una riduzione della capacità utile del serbatoio a 162 000 000 m³, insufficiente a fronteggiare i fabbisogni irrigui annui (185 000 000 m³). Pertanto si rese necessaria la costruzione di una nuova diga (inaugurata nel 1997, alta 120 m e denominata Eleonora d'Arborea) che, con l'inevitabile innalzamento delle acque, sommerse la vecchia diga di Santa Chiara e la sua centrale elettrica. Il nuovo invaso ha una capacità totale di 792 000 000 m³ e copre una superficie di 29,37 km².

Sempre sul Tirso, nel 1925, venne ultimato un secondo sbarramento distante 4,5 km, più a valle, dallo sbarramento di Santa Chiara, diga di Busachi¹³, qui venne installata un'altra centrale idroelettrica (2° salto del Tirso) che utilizzava le acque reflue della precedente. La diga, in muratura, era del tipo a gravità-tracimabile a pianta arcuata. La capacità massima di serbatoio era di 1 880 000 m³. La diga fu dichiarata *fuori esercizio definitivo* nel 2000.

Sul torrente Taloro, affluente di sinistra del Tirso, sono presenti tre sbarramenti che determinano i laghi di: Gusana, Cucchinadorza e Benzone. Essi formano un unico sistema idrico essendo collegati tra di loro tramite gallerie di adduzione delle acque. La funzione primaria degli invasi è la produzione di energia idroelettrica, anche se, una parte dell'acqua viene destinata a uso irriguo e industriale.

La diga di Gusana¹⁴ (ultimata nel 1961), ubicata sull'alto corso del fiume Taloro, sottende un bacino imbrifero di 252 km². La diga ha capacità massima di 60 250 000 m³ e utile di 58 250 000 m³.

Lo sbarramento di Cucchinadorza¹⁵ (ultimato nel 1962) è caratterizzato da un bacino imbrifero di 360 km², capacità massima di 18 800 000 m³ e utile di 16 500 000 m³.

Lo sbarramento di Benzone¹⁶ (ultimato nel 1962) forma un invaso, ubicato a monte della confluenza del Taloro con il Tirso, che sfrutta un bacino imbrifero di 460 km². La capacità totale dell'invaso è di 1 390 000 m³ mentre quella utile è di 1 080 000 m³ [17].

Invasi del Flumendosa

I lavori per la realizzazione degli sbarramenti sull'Alto Flumendosa (a nord-ovest di Lanusei, sui monti del Gennargentu) iniziarono nel 1928 con opere di assaggio e scavo delle fondazioni della diga di Bau Muggèris, ma subirono subito un notevole rallentamento durante la grave crisi economica del 1929-30 e vennero infine sospesi definitivamente nel 1931. Ripresero nel 1941, malgrado l'inizio della seconda guerra mondiale, ma durante il conflitto si ebbero situazioni di stallo e di rallentamento dei lavori, anche per le difficoltà di rifornimento di materiali dal continente. Al termine delle ostilità si ebbe un'immediata ripresa dei lavori, nel quadro della ricostruzione in atto nel Paese. L'ultima fase dei lavori iniziò nel 1947, le centrali relative ai tre salti del Flumendosa entrarono in funzione nel 1949 (Bau Mela, Bau Mandara, Bau Muggèris).

L'attivazione degli impianti dell'Alto Flumendosa, oltre che portare la Sardegna all'avanguardia nazionale come grandi impianti idroelettrici, segnò anche l'inizio della costruzione dei grandi sistemi idrici (cioè più invasi collegati tra loro tramite condotte, normalmente in galleria o in canali) che più tardi furono estesi anche al Medio Flumendosa (che adduce l'acqua al Campidano di Cagliari), al Taloro, al Temo-Cuga e ad altri fiumi.

L'accumulo negli invasi è reso possibile dagli sbarramenti sui torrenti Bau Mela, Bau Mandara e sull'Alto Flumendosa, nella stretta di Bau Muggèris.

Lo sbarramento di Bau Mela¹⁷, sul torrente omonimo, è una diga di pietrame, a

gravità, tracimabile, della capacità massima di 240 000 m³ e di quella utile di circa la metà.

Sul vicino torrente del Bau Mandara¹⁸, lo sbarramento genera l'omonimo invaso avente capacità massima di 310 000 m³ e capacità utile di 190 000 m³.

Lo sbarramento di Bau Muggéris¹⁹, sull'alto corso del Flumendosa, è costituito da una diga con capacità totale di 61 440 000 m³ e capacità utile di 58 000 000 m³.

Una galleria lunga 1 247 m porta le acque dall'invaso di Bau Mela a quello di Bau Mandara e da questo una seconda galleria, di 2 243 m, porta le acque al serbatoio di Bau Muggéris.

Attraverso questo sistema idrico, le acque dell'Alto Flumendosa vengono deviate dal loro corso naturale e convogliate nel torrente Sa Teula da cui, in parte, defluiscono nel mare sfociando a circa 60 km a nord della loro foce naturale (fiume Flumendosa), e in parte vanno a irrigare la fertile piana di Tortolì e ad alimentare anche il nucleo di industrializzazione di Tortolì-Arbatax.

Nel 1957 vennero completati, dall'Ente Autonomo del Flumendosa e dalla Cassa per il Mezzogiorno, due grossi bacini: l'invaso del Medio Flumendosa²⁰ e la diga di Mulargia²¹. Essi erano destinati a costituire le opere più importanti, sotto questo punto di vista, della Sardegna sud-occidentale e le cui acque dovevano successivamente essere convogliate fino al Campidano centrale e meridionale, compresa la città di Cagliari con la sua zona industriale. Questi due invasi consentirono di disporre di 400 milioni di m³ in totale, destinati a uso irriguo, idroelettrico, industriale e potabile.

Il lago del Medio Flumendosa fu ottenuto sbarrando, in località Nuraghe Arrubiu, il corso omonimo, sottendendo un bacino imbrifero di 761 km². Il lago Mulargia è dovuto allo sbarramento del fiume Mulargia (affluente in destra dello stesso Flumendosa) in località Monte su Rei. Entrambe le dighe furono realizzate ad arco-gravità. Il serbatoio del Medio Flumendosa, in grado di trattenere 260 milioni di m³ d'acqua, non poteva immagazzinare tutti i deflussi del Flumendosa pertanto fu collegato con l'invaso del Mulargia (capacità 320 milioni di m³) tramite una galleria di 5 917 m. La portata trasferibile dal Flumendosa al Mulargia è di 40 m³/s. L'invaso sul rio Flumineddu, affluente in sinistra del Flumendosa, è stato a sua volta collegato, tramite una galleria, al bacino del Medio Flumendosa.

Dal lago Mulargia un sistema di condotte di 9 920 m, parte in galleria e parte in superficie²², porta l'acqua al Campidano di Cagliari; questa è destinata a irrigare le fertili piane di questa zona e ad approvvigionare, per uso potabile e industriale, la città di Cagliari e numerosi altri centri minori. Lungo detto percorso sono alimentate le centrali idroelettriche di Uvini e di S. Miali. [15, 33]

Invasi del Coghinas

In località Muzzone, in una vasta depressione irregolare, alla confluenza del Rio Mannu di Ozieri e del Rio Mannu di Berchidda, che davano origine al fiume Coghinas, nel 1927 fu inaugurata la diga di sbarramento di questo fiume. Si formò così il lago del Coghinas, secondo invaso più importante dell'Isola. La realizzazione della diga²³ (a gravità massiccia, con pianta rettilinea e profilo triangolare) determinò la sommersione di terreni di modesto valore agricolo. La capacità dell'invaso, autorizzata, è di 242 000 000 m³ e quella complessiva è di circa 258 000 000 m³; con un bacino imbrifero sotteso di 1 900 km². Al livello di massimo invaso, la superficie del lago occupa 18 km² circa nella piana di Chilivani, tra i comuni di Oschiri (OT) e di Tula (SS).

La diga di Casteldoria²⁴ (ultimata nel 1963) fu realizzata, nel territorio di Santa Maria Coghinas (SS), sul fiume Coghinas emissario del lago omonimo, che sottende un bacino imbrifero di 2390 km². La capacità massima di invaso è pari a 8 000 000 m³, mentre quella utile è di 7 000 000 m³ [2, 13, 37].

Invaso del Cedrino

Su questo fiume negli anni, a cominciare dal 1920, sono stati realizzati diversi sbarramenti per gli scopi più diversi. Nel 1983 fu inaugurata una diga per la regolazione dell'afflusso delle acque nella piana di Orosei da sempre colpita da rovinose inondazioni.

Il più recente sbarramento, in località Pedra 'e Othoni²⁵ nel Comune di Dorgali (NU), è stato terminato nel 1994. La diga, in pietrame con manto di tenuta metallico, ha una capacità utile di 16 milioni di m³ che sottende un bacino imbrifero di 621 km². L'invaso è destinato a uso potabile e idroelettrico.

1.2 L'inizio dell'elettrificazione

La Sardegna, che dal punto di vista idrogeologico è caratterizzata da fiumi con portata non costante, solo con la realizzazione delle prime dighe poté utilizzare la forza motrice idraulica per produrre l'energia necessaria a dare una "svolta" al suo sviluppo industriale. Prima di questo la carenza energetica costringeva l'industria isolana a progredire basandosi prima sul miglioramento delle lavorazioni utilizzando la forza animale, poi sull'adozione delle motrici a vapore e in seguito, alla fine dell'Ottocento, sui primi tentavi di produzione dell'energia elettrica. La nuova forma di energia, prodotta con impianti termici, trovò le prime applicazioni nella illuminazione delle miniere (miniera di Monteponi²⁶, nel 1883, e poi Malfidano, Montevecchio, ecc.), localizzate prevalentemente nel Sulcis. Successivamente alcune lavorazioni metallurgiche furono elettrificate, ad esempio, nel 1897 la miniera di Monteponi fu dotata di un forno elettrico per la produzione dello zinco [5, 36]. Nel 1905 i generatori elettrici operanti nel settore minerario erano trentatré²⁷: ventiquattro motori primari erano a vapore, sei a "gas povero"²⁸, tre idraulici, [5, 36].

Alla fine dell'Ottocento in Italia 410 comuni erano elettrificati ed erano attive circa 170 km di linee tramviarie elettrificate; in Sardegna, a parte le miniere in cui erano già stati installati impianti di produzione elettrica (con una potenza²⁹ complessiva di 180 kW), si erano avute iniziative limitate e isolate sia nel campo dei servizi pubblici, sia delle utenze industriali urbane. Nel 1888 si ebbe un primo tentativo con l'illuminazione elettrica del teatro civico di Cagliari: 200 lampade a incandescenza alimentate da un generatore di corrente continua azionato da una motrice a vapore [5]. Nel 1899 fu effettuata l'installazione, nel Palazzo della Provincia di Sassari, di un impianto di illuminazione elettrica in occasione della visita dei reali d'Italia. Nello stesso anno la Regia Marina introdusse l'uso dell'energia elettrica nella base dell'isola di La Maddalena (Sardegna settentrionale). Erano comunque iniziative sporadiche poiché in tutta la Sardegna, con l'eccezione di Cagliari e Sassari dove il sistema di illuminazione a gas³⁰ era efficiente, l'illuminazione pubblica veniva effettuata, in modo non adeguato, con lampade a olio di lentisco³¹ e a petrolio [35].

Fra le iniziative dei primi del Novecento, attuate da imprenditori privati nelle aree urbane, si può ricordare l'illuminazione elettrica dello stabilimento molitorio di Luigi

Merello, a Cagliari, mediante l'istallazione di un generatore di corrente continua azionato dalla stessa motrice a vapore che faceva funzionare il mulino. Successivamente altre attività a Cagliari (quali il pastificio Lotti e Magrini, la Manifattura Tabacchi, ecc.) e a Sassari (il Mulino Azzena) seguirono l'esempio dello stabilimento di Merello [36].

Con l'inizio del Novecento l'illuminazione elettrica (pubblica e domestica) si diffuse nelle città: Ozieri, in provincia³² di Sassari (1907), Cagliari (1911) (figura 2), Nuoro e Macomer-NU (1914), Tempio Pausania (Sardegna settentrionale, 1915), Sassari (1919) [36]. La centrale di Ozieri produceva corrente elettrica per mezzo di una turbina idraulica mossa da una condotta idrica che, in caso di necessità, poteva essere integrata con alcuni motori a gas povero. Ovviamente, all'inizio, le diverse città non erano fra loro connesse in un'unica rete di distribuzione. Nei primi anni del Novecento, nel Sulcis, fu costruita e messa in esercizio la ferrovia elettrificata³³ (lunga circa 4,7 km) fra la miniera di Acquaresi (giacimento di piombo e zinco) e il piccolo porto di Cala Domestica, per il trasporto del minerale.



Figura 2 – Nel 1912 la Società Elettrica Sarda (SES) ottenne la concessione di tre linee tramviarie urbane per la città di Cagliari; il servizio iniziò nel febbraio del 1915. Foto da [137].

A Nuoro le opere di elettrificazione della città iniziarono nel 1914 e la distribuzione dell'energia elettrica fu attivata fra la fine di aprile e i primi di maggio del 1915. Lo scrittore Salvatore Satta nel romanzo *Il giorno del giudizio* [34, da pag. 92 a pag. 96] descrive l'arrivo della corrente elettrica a Nùoro:

[...] La luce elettrica era venuta a Nùoro incredibilmente presto. Qualcuno che era tornato dal continente parlava di queste città che si illuminavano improvvisamente, di queste lampade che si accendevano da sole, e non una qui e una là, ma tutte insieme, [...].

Maestro Ferdinando, che era maestro perché era muratore, ma si era assunto il compito di accendere ogni sera i fanali a petrolio, continuava il suo lavoro [...] I fanali erano come urne di ferro, con un lungo braccio piantato negli spigoli delle case, e avevano una loro massiccia eleganza [...] La luce arrivò in una sera gelida di ottobre. Nùoro era come coperta come da una regnatela, i fili correvano da un capo all'altro delle vie e dei vicoli, e i proprietari delle case che non avevano un braccio di ferro con le tazzine di porcellana infisso nel muro si sentivano come diminuiti, [...]. Tutto il paese era uscito di buon'ora per assistere pieno di diffidenza e anche di malaugurio all'evento. [...] Solo il signor Gallus, che era maestro di ginnastica, ed era venuto di fuori, disse a voce alta in un crocchio quel che pensava. "Voglio vederle io queste candele accendersi a testa in giù". E di improvviso, come in un'aurora boreale, queste candele si accesero, e fu fatta la luce per tutte le strade, [...], un fiume di luce, tra le case che restavano immerse nel buio. Un urlo immenso si levò per tutto il paese, che sentiva misteriosamente di essere entrato nella storia. [...] La luce rimase accesa inutilmente. Si era levata la tramontana, e le lampade sospese nel Corso coi loro piatti si misero a oscillare tristemente, luce e ombra, ombra e luce, rendendo angosciosa la notte. Questo coi fanali a petrolio non avveniva.



Nùoro centro storico, quartiere San Pietro, prima illuminato con fanale a petrolio poi con la corrente elettrica, [105].

Nel 1914 sorse a Cagliari la prima centrale termica della Società Elettrica Sarda, SES³⁴ (la centrale, con potenza di 1715 kW, fu dismessa nel 1924, figura 3). L'anno successivo la SES realizzò, per le attività del distretto minerario del Sulcis, la centrale

termica di Portovesme (potenza di 6000 kW, alimentata con il carbone del Sulcis, ceduta nel 1927 alla Società Monteponi). Sempre nel 1915 entrarono in esercizio a Cagliari tre linee tramviarie elettrificate, gestite dalla SES.

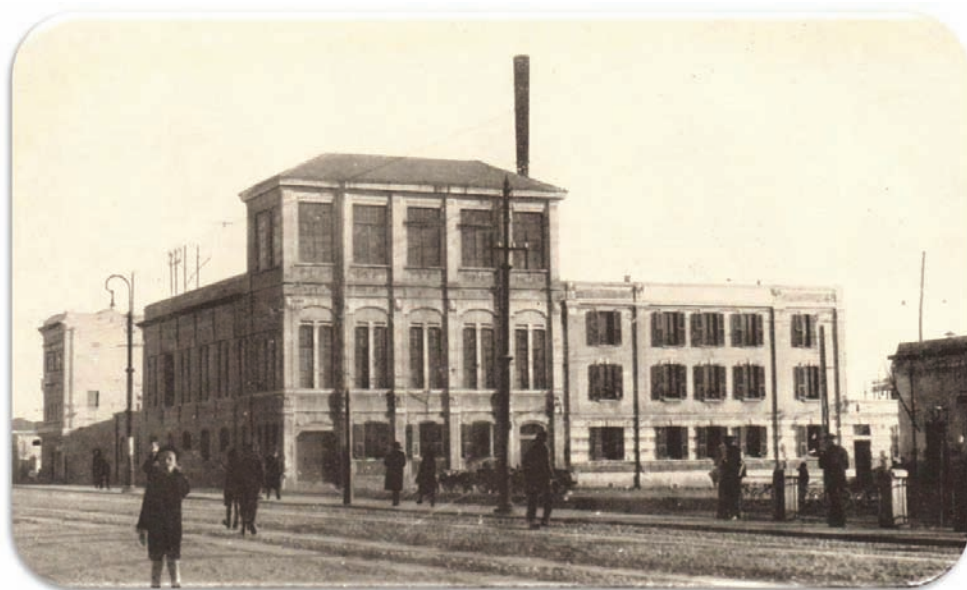


Figura 3 – Centrale termoelettrica SES di Cagliari, realizzata nel 1914, alimentata a carbone. [35]

1.3 La guerra delle correnti

Nelle pagine precedenti si parla di corrente continua (CC) per contrapporla alla corrente alternata (CA), ciò sottintende l'impiego di generatori diversi: dinamo per la CC e alternatore per la CA. La distinzione non è di poco conto sia per motivi tecnologici sia per motivi economici.

Alla fine del XIX secolo si scatenò una competizione economica, per il controllo del crescente mercato mondiale dell'energia elettrica, che vedeva schierati su fronti opposti i sostenitori della CC e quelli della CA. Perché parlare nel contesto sardo della cosiddetta *guerra delle correnti*? Perché Antonio Pacinotti³⁵, docente di fisica all'Università di Cagliari, dal 1873 al 1881, e poi all'Università di Pisa, realizzò e brevettò un dispositivo, *anello di Pacinotti*, per convertire la CA in CC. Dei prototipi da lui realizzati ne esistono tre che sono conservati nei musei di fisica di Cagliari e Pisa e al *Science Museum* di Londra.

L'alternatore è una macchina rotante che converte l'energia meccanica in energia elettrica a corrente alternata. Il principio di base è la legge di Faraday³⁶-Neumann³⁷-Lenz³⁸ che, in forma discorsiva, può essere così enunciata: agli estremi di un conduttore, in *moto relativo* rispetto a un campo magnetico, si sviluppa una differenza di potenziale (ddp) elettrico³⁹.

Agli inizi degli anni Trenta dell'Ottocento il fisico inglese Michael Faraday sviluppò un prototipo di macchina elettrica per produrre elettricità in corrente alternata. Con

riferimento alla figura 4A il campo magnetico rotante prodotto dalla calamita (N-S) induce agli estremi del conduttore (F-F) che sta fermo (statore) una ddp che inverte la sua polarità a ogni inversione dei poli del magnete. L'andamento nel tempo della ddp, rilevabile con lo strumento V, è allora quello riportato nella figura 4B che mostra, appunto, il caratteristico andamento sinusoidale alternato⁴⁰. Poiché la legge di Faraday-Neumann-Lenz parla di moto relativo analogo risultato si ottiene facendo ruotare l'avvolgimento di filo conduttore e mantenendo fermo il magnete.

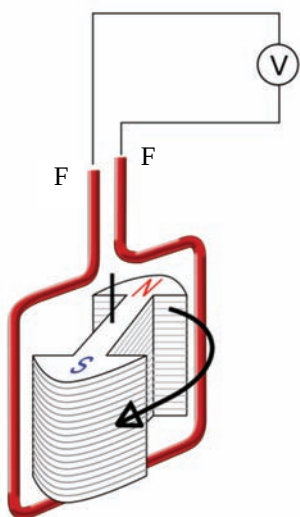


Figura 4A – Schema di principio per la produzione di corrente elettrica alternata: un avvolgimento di filo conduttore (F-F) è immerso in un campo magnetico rotante (N-S), in conseguenza di ciò ai suoi estremi nasce una ddp alternata rilevabile con il volmetro V. Da [106].

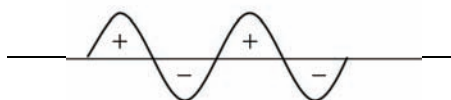


Figura 4B – Forma d'onda, sinusoidale, della ddp ottenuta ai capi dell'avvolgimento F-F quando il magnete N-S è posto in rotazione. I segni + e - indicano semplicemente l'inversione della polarità della tensione ad ogni inversione dei poli del magnete rispetto a ciascun ramo dell'avvolgimento.

Una ddp, o una corrente elettrica da essa prodotta, che non cambia polarità, prende il nome di corrente continua. Faraday realizzò anche una macchina rotante per convertire l'energia meccanica in energia elettrica continua (dinamo⁴¹) ma questa sua realizzazione, poco efficiente, fu migliorata da, su richiesta di Ampere, dai Pixii⁴², padre e figlio, strumentisti francesi che accoppiarono all'alternatore un dispositivo meccanico (commutatore C in figura 5A) che con l'inversione dei poli magnetici rotanti (M in figura 5A) sotto gli avvolgimenti di filo conduttore (F in figura 5A), invertiva anche la polarità della connessione fra avvolgimenti del generatore e conduttori di collegamento all'utenza esterna (U in figura 5A). Nella figura 5B si vede, al centro, come la ddp ottenuta è in qualche modo "raddrizzata" dal commutatore rispetto a quella in uscita dall'alternatore, in alto nella stessa figura, in quanto formata da semi-sinusoidi tutte "dalla stessa parte"⁴³. In effetti il commutatore di Pixii non dava una ddp così "elegante" dove si hanno semi-sinusoidi tutte contigue; la ddp ottenuta, e quindi la corrente prodotta, era più una sequenza di parti di sinusoidi intervallate con "niente" (in basso in figura 5B).

Il problema fu risolto da Antonio Pacinotti nel 1860 realizzando un prototipo di commutatore ad anello (anello di Pacinotti) che migliorò nel tempo e consentì, alla fine, di trasformare la corrente alternata in corrente continua non solo per scopi di laboratorio ma anche per finalità pratiche. È proprio questa possibilità di avere la corrente elettrica nelle due forme, continua e alternata, per scopi civili e industriali che scatenò, alla fine del XIX secolo, a livello mondiale, la "guerra delle correnti".

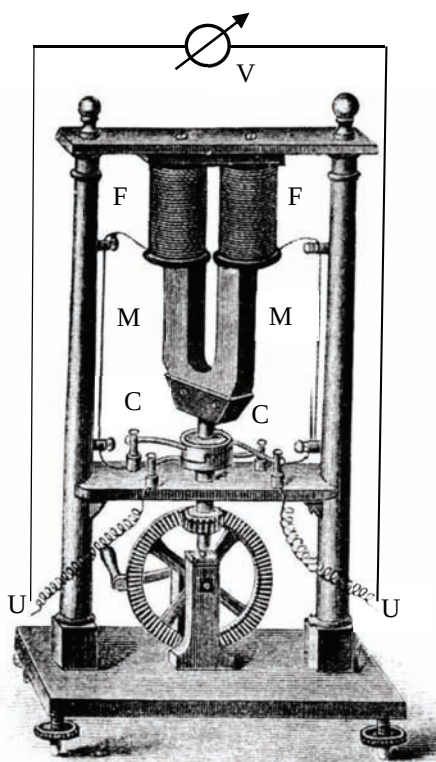


Figura 5A – Generatore elettrico di Pixii [107]: il magnete M-M, a ferro di cavallo, ruota sotto i due avvolgimenti F-F collegati al commutatore C-C che, con l'inversione dei poli magnetici rotanti sotto gli avvolgimenti, inverte anche la polarità delle semionde, ad esempio negative, della differenza di potenziale prodotta, che pertanto assume l'andamento pulsante indicato al centro della figura 5B. Da [108].

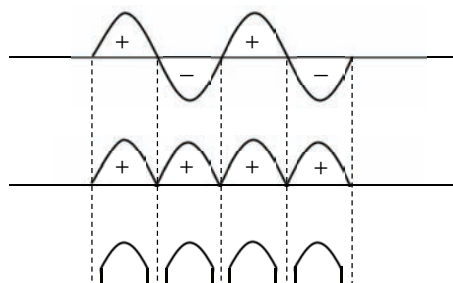
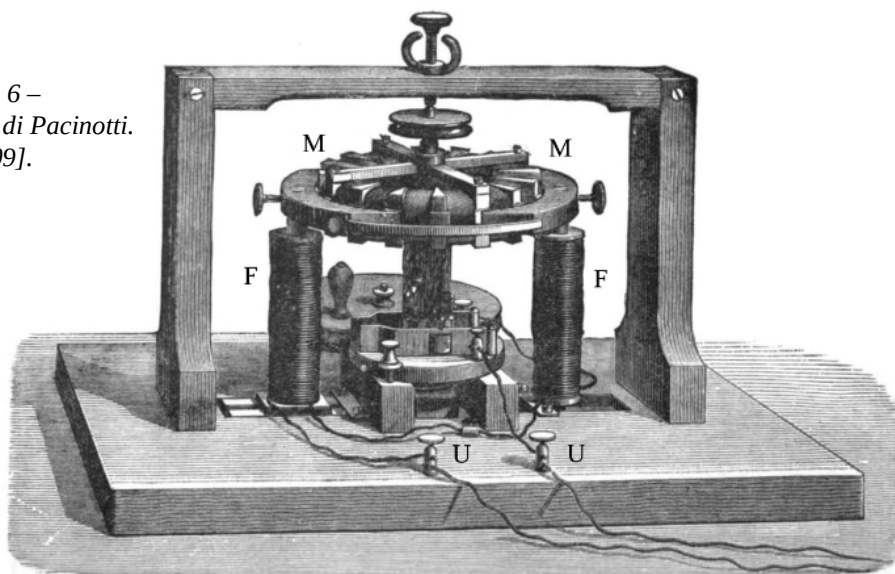


Figura 5B – Sopra: ddp, alternato, in uscita dall'avvolgimento F-F.

Al centro: ddp raddrizzata, teoricamente in uscita dal commutatore C-C.

Sotto: ddp realmente in uscita dal commutatore e applicata all'utenza U-U.

Figura 6 –
Anello di Pacinotti.
Da [109].



In quel periodo di forte richiesta di energia elettrica, si formarono due fazioni guidate da Thomas Edison⁴⁴, sostenitore della corrente continua, e da Nikola Tesla⁴⁵ e George Westinghouse⁴⁶ sostenitori della corrente alternata.

L'energia elettrica stava diventando la fonte primaria dell'energia nelle città e nelle industrie. Una scelta era indispensabile.

All'inizio si optò per la CC, per le utenze dell'epoca andava molto bene: illuminazione, motori elettrici⁴⁷, sistemi elettrolitici per la lavorazione dei minerali, ecc. Inoltre la CC aveva il vantaggio di consentire l'immagazzinamento dell'energia elettrica nelle batterie di accumulatori, che la convertivano in energia chimica, per poi restituirla in forma elettrica al momento voluto o in altro luogo.

Sul fronte opposto, ovvero della corrente alternata, si avevano vantaggi non trascurabili nel trasporto della corrente con ampie reti di distribuzione su lunghi tratti. Trasportare grandi quantità di CC era assai costoso poiché molta parte della sua energia veniva dissipata, sotto forma di calore, lungo i fili della rete, molto di più di quanto avveniva con la CA. Ma il “colpo mortale” la CC lo ebbe nel 1887 anno in cui Tesla inventò il motore a induzione, ovvero un motore funzionante in CA. Fino ad allora, esistendo solo i motori in CC, la corrente alternata per essere utilizzata in queste macchine andava raddrizzata (vedi figura 5B al centro) e ciò comportava costi aggiuntivi e perdite nel rendimento complessivo dei dispositivi.

Il motore a induzione, strutturalmente molto più semplice di quello in CC, e a rendimento più alto, orientò gli studi su questo tipo di macchine (motori asincroni, motori sincroni, ecc.) fino a che i motori in CA, assumendo il predominio nell'industria, consentirono di determinare il vincitore della guerra delle correnti: la corrente alternata.

La Sardegna, proprio perché “isolata” dal resto d'Europa, non avendo problemi di interconnessione con le reti elettriche di altre regioni, è stata più libera nella produzione e nell'utilizzo delle due forme di corrente elettrica. Libertà che si è mantenuta, per certi aspetti, fino a oggi, nonostante la connessione della rete Isolana a quella della Penisola e di conseguenza a quella Europea. Più in dettaglio: mentre tutta l'Isola utilizza la corrente alternata i due principali elettrodotti (SACOI-1968, SAPEI-2011; descritti nelle pagine seguenti), che la collegano alla Penisola, sono in corrente continua⁴⁸.

1.4 Tra le due guerre mondiali: sviluppo degli impianti idroelettrici e autarchia

Nel 1919, concluso il primo conflitto mondiale, si capì che per lo sviluppo industriale (in particolare per le attività estrattive), per le opere pubbliche (bonifiche, sviluppo agricolo, ecc.) e per il progresso civile fosse necessario, nell'Isola, portare a larga scala la produzione di energia elettrica⁴⁹. A tale scopo la Società Elettrica Sarda (SES) mise in funzione la centrale termica di Sassari, a gas povero, potenza 850 kW (dismessa nel 1947).

Di quell'inizio di Novecento sono i primi studi di Angelo Omodeo relativi allo sfruttamento delle risorse idriche sia per la produzione elettrica sia per soddisfare la crescente richiesta d'acqua per scopi agricoli e civili. Il primo invaso artificiale, ora noto come lago Omodeo, le cui acque furono utilizzate anche per produrre energia elettrica, fu quello realizzato con le acque del fiume Tirso (Sardegna centrale). Il primo impianto di produzione idroelettrica utilizzante l'acqua di questo invaso fu ubicato a Santa Chiara di Ula,

nell'Oristanese, ed entrò in funzione nel 1923 con una potenza di circa 23 200 kW. Due anni più tardi divenne operativa la centrale di Busachi (potenza 3 600 kW) [5, 30, 35].⁵⁰

In relazione alla variabilità degli apporti meteorici e le conseguenti cospicue oscillazione dell'energia idroelettrica prodotta, si manifestò la necessità di costruire nuovi impianti termoelettrici. A tal proposito, nel 1924, la SES realizzò l'impianto di Santa Gilla-CA (potenza 8 800 kW, attivo fino al 1956) per fornire energia a Cagliari. L'impianto era alimentato con il carbone del Sulcis. In questa centrale furono effettuati alcuni esperimenti per rendere più conveniente e più efficiente l'utilizzo del carbone sardo.

Nel 1927, dopo la costruzione della diga di Muzzone sul fiume Coghinas (Sardegna settentrionale), entrò in produzione l'impianto idroelettrico dell'omonimo lago, avente una potenza di 27 200 kW [6] (figura 7). Questo fu il primo impianto, in Italia, realizzato in caverna: la centrale era posta a circa 40 m sotto l'alveo del fiume [6, pag 104].

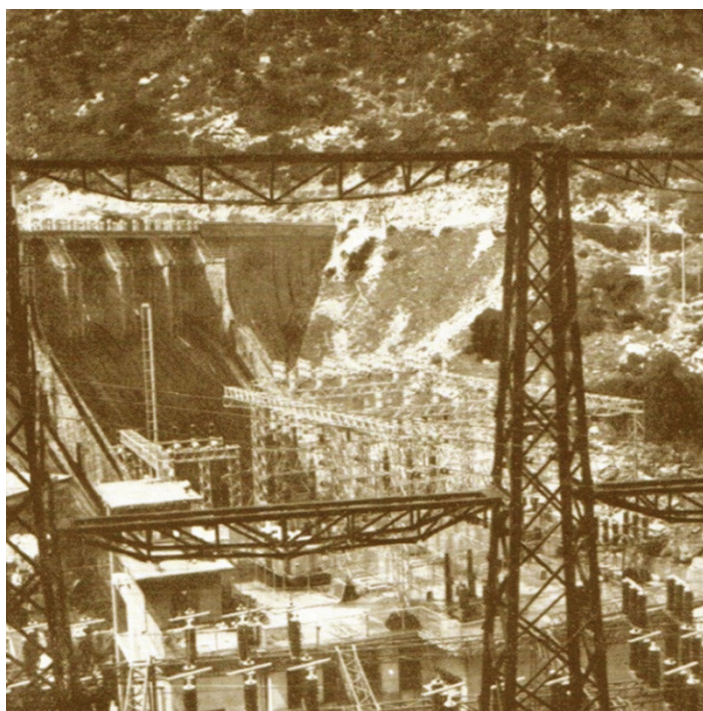


Figura 7 – Diga di Muzzone, sul Coghinas, e relativa centrale idroelettrica, entrata in funzione nel 1927; foto da [35].

La crescente disponibilità di energia elettrica permise, a partire dagli anni Venti, la nascita e lo sviluppo di industrie chimiche e manifatturiere nell'Isola. A Santa Gilla (nei pressi di Cagliari) la società Montecatini (fondata a Firenze nel 1888), con la partecipazione della SES, realizzò uno stabilimento per la produzione di concimi chimici. A San Gavino Monreale (Campidano di Sanluri, Sardegna sud-occidentale) nacque una fonderia, per la produzione del piombo, che utilizzava la galena⁵¹ estratta nelle miniere locali [16]. A Oschiri (SS), grazie alla disponibilità dell'energia della centrale del Coghinas, sorse lo stabilimento della Sarda Ammonia (del Gruppo Montecatini) per la produzione di ammoniaca⁵² di sintesi [7].

Nel quinquennio 1929-1933 in concomitanza alla crisi economica mondiale, la Società Elettrica Sarda registrò una diminuzione della produzione dell'energia elettrica, dovuta non solo alla riduzione della domanda ma anche a stagioni siccitose che avevano condizionato la produzione idroelettrica; in quel periodo la produzione annua passò da circa 133 gigawattora⁵³, nel 1929, a 95,6 GW h, nel 1933 [7].⁵⁴

Nel periodo considerato in questo paragrafo, la produzione di energia da fonte termica risultò minoritaria rispetto a quella prodotta da fonte idroelettrica ovvero da centrali ubicate, necessariamente, nelle zone interne dell'Isola. È in questo stesso periodo che inizia la progettazione delle più grandi centrali termiche nel bacino carbonifero del Sulcis-Iglesiente. Il progetto aveva, inoltre, lo scopo di sfruttare il carbone locale, divenuto di importanza strategica per l'Italia a causa della politica autarchica del governo fascista, accentuatasi a seguito delle sanzioni economiche deliberate dalla Società delle Nazioni in conseguenza dell'invasione italiana dell'Etiopia (1935).

Nel 1939 entrò in funzione l'impianto termoelettrico di Santa Caterina (quattro generatori per una potenza complessiva di 40 320 kW, figura 8) posto nelle vicinanze del porto di Sant'Antioco, nell'Iglesiente, e in prossimità del bacino carbonifero del Sulcis, ciò consentì l'utilizzo del "minuto" e del combustibile scadente della zona. Si ottenne così un cospicuo incremento della produzione di energia elettrica da fonte termica che raggiunse, nel 1942, il 55 % dei 273 GW h complessivamente prodotti in quell'anno nell'Isola [30].

Nel febbraio 1943 le "fortezze volanti" americane distrussero buona parte della città di Cagliari; nel settembre dello stesso anno, nei giorni successivi all'armistizio, le truppe tedesche contribuirono alla devastazione della città e degli impianti strategici del sud Sardegna. Di notevole impatto fu l'asportazione di un alternatore dalla centrale termoelettrica di Santa Caterina, la cui potenza fu ridotta a 30 320 kW [36]; la centrale fu dismessa nel 1965.



Figura 8 – Lavori in corso per la realizzazione della centrale termoelettrica di Santa Caterina, entrata in funzione nel 1939, alimentata a carbone del Sulcis. Foto da [138].



Su cielu prenu. È l'esclamazione di un radiotelegrafista, nel vedere lo sciame di aerei in avvicinamento, per segnalare l'imminente distruzione della città. Cagliari 16 febbraio 1943 da [110].

Tabella 4 – Cronologia delle centrali elettriche ancora in funzione o realizzate tra le due guerre mondiali.

Data di realizzazione	Località	Tipologia	Potenza (1) [kW]	Data di dismissione	Note
1907	Ozieri (SS)	Idraulica	18	1929 (2)	poteva essere integrata con motori a gas povero
1914	Cagliari	Termica	1 715	1924	
1915	Portovesme (CI)	A carbone del Sulcis	6 000	1961	ceduta nel 1927 dalla SES alla società Monteponi
1919	Sassari	Termica	850	1947	
1923	Santa Chiara di Ula (OR)	Idraulica	23 200	inizio anni '90	
1924	Santa Gilla (CA)	A carbone del Sulcis	8 800	1956	
1925	Busachi (OR)	Idraulica	3 600	inizio anni '90	
1927	Coghinas (OT)	Idraulica	27 200		primo impianto in caverna, in Italia
1939	Santa Caterina (CI)	A carbone del Sulcis	40 320 (3)	1965	

(1) Si intende la potenza elettrica prodotta misurata all'uscita dal generatore.

(2) Nel 1922 l'impianto di generazione fu trasferito in un nuovo edificio in via Roma a Ozieri, che fu distrutto da un incendio nel 1929.

(3) Dal 1943 al 1950 la potenza, a causa di eventi bellici, fu ridotta a 30 320 kW.

Chiudiamo questo paragrafo riportando i consumi elettrici per le regioni italiane nel periodo immediatamente *pre* e *post* bellico (1939 - 1946), tabella 5. Per quanto riguarda la Sardegna si possono osservare alcuni aspetti: fino al 1942, come in altre regioni del Mezzogiorno, i consumi aumentano; dal 1943 al 1945 i dati sardi sono accorpati con quelli siciliani⁵⁵, ma il loro insieme risulta circa uguale ai consumi sardi del 1942; nel 1946 i consumi elettrici della Sardegna si attestarono ai livelli del 1939, per poi riprendere a crescere negli anni successivi [39].

Tabella 5 – Consumi elettrici (espressi in GW h) nelle regioni italiane nel periodo immediatamente *pre* e *post* bellico (1939 - 1946) [39].

<i>Regioni</i>	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946
Piemonte Valle d’Aosta	2888	3207	3319	3154	11852	8971	7629	3191
Lombardia	4010	4105	4543	4200				4488
Trentino Alto Adige	1172	1182	1060	949				812
Veneto	1391	1518	1557	1463				1188
Friuli Venezia Giulia	307	335	350	370				256
Liguria	906	842	945	887				689
Emilia Romagna	539	576	623	628				528
Toscana	941	1062	1243	1913	2448	915	842	596
Umbria	635	645	795	528				305
Marche	217	232	252	194				127
Lazio	864	900	977	891				566
Abruzzi - Molise	204	219	226	224	997	560	768	59
Campania	668	735	723	723				502
Puglia	246	256	200	214				213
Basilicata	17	16	14	15				17
Calabria	450	465	458	472				170
Sicilia	173	167	166	182	252	245	277	159
Sardegna	178	212	226	243				172
Italia	15806	16674	17677	17250	15279	10691	9516	14038

1.5 Dal secondo dopoguerra alla nazionalizzazione

In tabella 6 sono riportati i consumi di energia elettrica per Regione negli anni del secondo dopoguerra (1946-1950). Gli eventi bellici avevano portato alla distruzione di gran parte delle industrie e delle infrastrutture, conseguentemente vi era stato, in Italia, un crollo della produzione elettrica e quasi un dimezzamento dei consumi. Come per molte altre regioni italiane, i consumi elettrici della Sardegna crebbero nel primo quinquennio di pace, riuscendo a superare, alla fine degli anni Quaranta, i valori del 1942, anno di massima attività estrattiva nell’Isola per la richiesta di combustibile da parte dell’industria bellica.

Tabella 6 – Consumi elettrici (espressi in GW h) nelle regioni italiane nel secondo dopoguerra (1946-1950) [39].

Regioni	1946	1947	1948	1949	1950
Piemonte	3191	3446	3715	2885	3211
Valle d'Aosta				454	463
Lombardia	4488	4771	5115	4445	5314
Trentino Alto Adige	812	1104	1278	1045	1314
Veneto	1188	1501	1570	1386	1765
Friuli Venezia Giulia	256	278	413	421	518
Liguria	689	817	892	884	953
Emilia Romagna	528	657	712	751	859
Toscana	596	964	1116	1198	1426
Umbria	305	509	580	415	571
Marche	127	169	190	203	341
Lazio	566	810	960	963	1153
Abruzzi - Molise	59	95	135	139	181
Campania	502	660	760	750	853
Puglia	213	248	313	289	335
Basilicata	17	20	22	23	27
Calabria	170	379	395	318	445
Sicilia	159	214	252	285	313
Sardegna	172	229	240	254	280
Italia	14038	16871	18658	17133	20218

Per dare un esempio della situazione “elettrica” della Sardegna nell’immediato dopoguerra, in confronto a quella dell’intero territorio nazionale, prendiamo in considerazione il 1948 anno in cui la Repubblica si consolida, dopo il referendum del 1946, con la prima votazione per l’elezione del Parlamento (18 aprile 1948).

Poiché negli anni del dopoguerra, fino alla nazionalizzazione, la produzione elettrica in Sardegna fu gestita prevalentemente dalla SES, ovvero da una società elettro-commerciale privata, è interessante confrontare i consumi elettrici per abitante, relativi a tutta la popolazione italiana, in riferimento ad aziende tipologicamente simili alla SES. In tabella 7, per il 1948, sono riportati i consumi elettrici medi per abitante [36] in riferimento a tutta la popolazione e nelle tre aree in cui è tradizionalmente suddiviso il Paese: Settenntrione, Centro, Meridione comprese le due isole maggiori.

Purtroppo la fonte [36] non specifica come ha stimato il numero di abitanti. Poiché i censimenti più vicini al 1948 sono del 1936 e del 1951, è presumibile che abbia dedotto il numero di abitanti dai dati anagrafici utilizzati dai Comuni per la stesura delle liste elettorali per l’elezione del Parlamento. In mancanza di dati certi nella tabella 7 si riporta il numero di abitanti rilevati nei due censimenti a cavallo del 1948 [111], anno di cui la SES dà i consumi elettrici *pro capite*.

Nella figura 9, sempre relativamente alle aziende elettro-commerciale private, sono confrontati i consumi elettrici per abitante nelle regioni dell’Italia meridionale. La

figura mostra che nel 1948 i consumi *pro capite* di energia elettrica in Sardegna, 187,1 kW h/ab., sono confrontabili con i consumi nazionali, 274,0 kW h/ab. (tabella 7), possiamo inoltre notare che la Sardegna e la Calabria risultano le regioni con i maggiori consumi nell'Italia meridionale [36].

Tabella 7 – Consumi elettrici in kW h per abitante in Italia nel 1948, dati riferiti alla distribuzione delle società elettro-commerciali private [36].

<i>Territorio</i>	<i>Consumi [kW h/ab.]</i>	<i>Abitanti Censimento 1936</i>	<i>Abitanti Censimento 1951</i>
Settentrione	416,3	19 486 000	21 162 000
Centro	271,1	7 634 000	8 668 000
Meridione	119,5	15 278 000	17 685 000
Italia	274,0	42 399 000	47 516 000

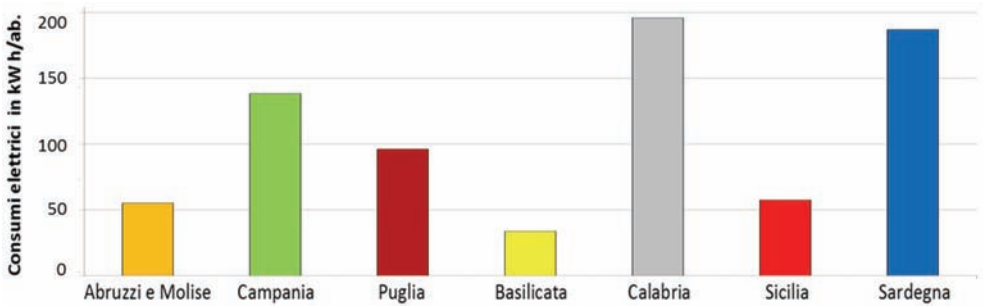


Figura 9 – Consumi elettrici in kW h/ab. nelle regioni dell'Italia meridionale nel 1948, i dati sono riferiti alla distribuzione delle società elettro-commerciali private [36].

Sempre secondo la SES [36] la produzione complessiva italiana del 1948, ovvero considerando tutte le tipologie di produttori, fu di 484 kW h/ab. Il dato è coerente con quanto riportato da ISTAT [25] e TERNA [39] che affermano che la *produzione lorda*⁵⁶ nazionale nel 1948 fu di 22 694 GW h che corrisponde a 491 kW h/ab. In quell'anno la *richiesta di energia elettrica*⁵⁷ fu di 22 675 GW h (soddisfatta per il 99,2 % con la produzione nazionale e il rimanente di importazione) e i *consumi elettrici*⁵⁸ furono di 18 658 GW h con una perdita nel sistema di distribuzione (cabine di trasformazione, linee elettriche, ecc.) del 17,8 %.

La pubblicazione della SES [36] per il 1948 indica una *produzione destinata al consumo* complessiva nell'Isola, ovvero riferita a tutte le tipologie di produttori, di 286,5 GW h (di cui 259,6 GW h prodotti dagli impianti della SES); non viene però dato il consumo elettrico relativo all'intera produzione del 1948. Questo dato viene fornito da TERNA che nella sua pubblicazione [39] dà 240 GW h. I due valori (produzione e consumi di elettricità) ci consentono di stimare una perdita nel sistema isolano di distribuzione del 16,2 %, inferiore dell'1,6 % rispetto alle perdite medie del sistema di distribuzione nazionale.

Nel 1949 circa quaranta comuni sardi (con una popolazione, in genere, inferiore ai 2000 abitanti) non erano ancora elettrificati; essi erano siti in gran parte nell'area centrale e orientale dell'Isola. Alcuni comuni erano elettrificati, ma non connessi alla rete di distribuzione regionale: Carloforte (CI), Siniscola (NU), Orgosolo (NU) e Mamoiada (NU) [36].

Sempre nel 1949 furono completati i lavori per la costruzione di un grande Complesso idroelettrico sul fiume Flumendosa (potenza installata 49 880 kW), iniziati nel 1928 e più volte interrotti sia per la crisi economica della fine degli anni Venti sia per gli eventi bellici [5, 30].

Con la “ricostruzione” e la crisi del bacino carbonifero, si sentì più forte la necessità di aumentare la produzione idroelettrica per scopi industriali e civili. L’entrata in funzione delle centrali, relative al Primo Salto del Flumendosa, consentirono di portare a 142 000 kW la potenza totale installata nell’Isola, di cui 104 000 kW idroelettrici [5, 6, 36].

Fra 1954 e il 1963, la disponibilità di energia elettrica aumentò con l’entrata in funzione degli impianti idroelettrici del [5, 6, 35]:

- Cedrino (Sardegna orientale), con una potenza di 2 000 kW (anno 1954);
- Gruppo del Taloro, affluente del Tirso, (Sardegna centrale) tre centrali per una potenza complessiva di 74 300 kW (anni 1961-63);
- Medio Flumendosa (Sardegna centro-meridionale) con le centrali di Uvini (nel comune di Siurgus Donigala, potenza 13 100 kW e Santu Miali nel comune di Furttei, potenza di circa 25 000 kW (anno 1962);⁵⁹
- Secondo Salto del Coghinias (Casteldoria SS) con una potenza di 5 000 kW (anno 1963).

In figura 10 è riportata la rete della Società Elettrica Sarda alla vigilia della nazionalizzazione della società produttrice dell’energia elettrica.

Poco prima della nazionalizzazione fu costruita la diga di Calamaiu sul Liscia (comune di Luras, Gallura, nord Sardegna) e la relativa centrale (potenza di 2 980 kW) che non entrò mai in funzione [5, 6, 30, 35]. Sono cose che succedono (sic!) e ogni tentativo di spiegarne il perché ci lascerebbe insoddisfatti; meglio dire che anche questa rientra nelle inevitabili *incompiute italiane*.

Nel 1955 per le attività industriali del Sulcis la Società Termoelettrica Sarda⁶⁰ mise in funzione una centrale termoelettrica a Portovesme (Sulcis-Iglesiente, potenza di 64 000 kW), alimenta a carbone e successivamente a olio combustibile.

All’inizio degli anni Sessanta, la dislocazione in Sardegna delle centrali elettriche vedeva quelle termoelettriche concentrate nella parte sud-occidentale dell’Isola, dove erano presenti sia gli impianti dell’industria⁶¹ minero-metallurgica sia le miniere di carbone (Sulcis), mentre quelle idroelettriche erano distribuite sul territorio.

Alla vigilia della nazionalizzazione, la rete di trasporto dell’energia elettrica (figura 10) era realizzata con una doppia terna su una unica palificazione oppure con due terne su sostegni distinti [35]. Dalla centrale del Coghinias, nel nord dell’Isola, due linee con tensione di 70 kV attraversavano la parte occidentale dell’Isola; superata la centrale del Tirso, procedendo verso sud, le linee arrivavano alla sottostazione di Villasor (CA), dove giungevano anche le linee: a 120 kV provenienti dall’Alto Flumendosa e dal Taloro, a 70 kV da Santa Caterina e, fino al 1956, quella a 70 kV di Santa Gilla. Nella sottostazione di Villasor avveniva la trasformazione da 120 a 70 kV e lo smistamento dell’energia elettrica. Da lì le linee si biforcavano: un ramo andava a Sud verso Cagliari, l’altro a sud-ovest verso il Sulcis. Alla rete elettrica erano connesse oltre le sottostazioni di trasformazione della SES quelle di altri produttori di energia elettrica (Monteponi, Società Termoelettrica Sarda, Nuraxi Figus, ecc., aziende quasi tutte legate alle attività estrattive e metallurgiche) [35]. L’energia elettrica veniva distribuita in Sardegna con una rete alla tensione di 15 kV, con l’esclusione della zona urbana di Cagliari dove la tensione era di 5 kV. La distribuzione raggiungeva tutti i Comuni sardi (figura 10) e il 97,6 % della popolazione, contro i 96,8 % dell’intera Italia [30].



Nel 1962 la legge n. 1643 decretò la nazionalizzazione delle imprese produttrici di energia elettrica e la costituzione dell'*Ente nazionale per l'energia elettrica* (Enel).



Cagliari Palazzo Enel, sede regionale dell'omonima azienda⁶², lato prospettante su via Roma (foto di Cristiano Cani [112]).

Con la nazionalizzazione le trentatré imprese elettriche sarde passarono all'Enel, nel 1963, con decreto del Presidente della Repubblica. In tabella 8 riportiamo l'elenco delle imprese tratto dagli *Atti Parlamentari della Camera dei Deputati, IV Legislatura – disegni di legge e relazioni – documenti*.

Ben note, e facilmente rintracciabili, sono le vicende delle imprese elettriche, o più grandi o comunali, che furono nazionalizzate. Poco si sa, se non per gli aspetti economico-giuridici, delle imprese più piccole, quelle che potremmo definire a “conduzione familiare”.

Tabella 8 – Imprese elettriche sarde passate all’Enel con la nazionalizzazione.

Società Elettrica Sarda
Società Termoelettrica Sarda
A.G.E.S: - Azienda Generale di Elettricità per la Sardegna
Società Azienda Elettrica Ghilarza
Marghine Società per Industrie Elettriche
Società Elettrica del Taloro
Impresa Elettrica Dore & C.
Impresa Sini Ottavio
Impresa Società Elettrica Ovoddese
Impresa Porcu Paolo
Impresa Elettrica Vannini Luigi di Pinna Carolina
Impresa Elettrica Fratelli Lai
Impresa Azienda Elettrica del Sarcidano Eredi Labina e Cardia Felicità
Impresa Pisano e Mameli
Società Elettrica Michele Ibba Mulas - Neoneli (CA)
Società Elettrica La Marghine Michele Ibba e C. - Neoneli (CA)
Impresa Malgari Bernardo
Impresa Elettrica di Semestene Luigi Pesarina
Ditta Angelo Merlini - Orani (NU)
Società Elettrica Raimondo Tatti & C.
Azienda Elettrica Simaxis
Impresa Elettrica del Comune di Tiana
Impresa Elettrica del Comune di Pattada
Impresa Elettrica del Comune di Ula Tirso
Impresa Elettrica del Comune di Burcei
Impresa Elettrica del Comune di Mogorella
Impresa Elettrica del Comune di San Teodoro
Impresa Elettrica del Comune di Tadasuni
Impresa Elettrica del Comune di Aggius
Impresa Elettrica del Comune di Nuoro
Impresa Società Mineraria Carbonifera Sarda
Impresa Elettrica del Comune di Osilo
Ditta Francesco Guiso Gallisai

Per queste imprese, più che ai documenti scritti, bisogna rifarsi a ciò che la gente del paese “ricorda di aver sentito dire” (sic!). Come esempio, riportiamo qui la storia vera o “sentita dire” del “signor Vannini Luigi” di Bono (SS) [10].

Luigi Vannini, negli anni '30 del Novecento, ottenne, dagli uffici competenti, l'autorizzazione a produrre e vendere energia elettrica agli abitanti di Nulvi, piccolo paese in provincia di Sassari, uno dei tanti paesi ancora sprovvisti di tale “comodità”.

Pur non avendo alcun dato sulle necessità elettriche della popolazione e dei servizi pubblici, Luigi installò, provvisoriamente, un generatore di “medie dimensioni” in un locale a Nulvi, in via Vittorio Emanuele. Il generatore (inutile chiedersi se a corrente

continua o corrente alternata) era azionato da una turbina a vapore. Poco tempo dopo Luigi trasferì tutto in una cabina elettrica, da lui costruita, nei pressi della chiesa di conventu e subra (così veniva chiamata la chiesa di San Bonaventura), annettendovi anche l'abitazione della propria famiglia. La gestione dell'impresa elettrica e di un mulino, realizzato nelle adiacenze della cabina, fu affidata al suo giovanissimo figlio Alfonso. In aiuto di Alfonso, che non riusciva a gestire le due imprese, arrivò a Nulvi, da Bono, Rosina la maggiore delle sue sorelle, coniugata con Giovanni Battista Carta maresciallo dei Carabinieri, prossimo alla pensione. Alfonso si occupò allora solo del mulino mentre Rosina, con il marito, amministrò l'impresa elettrica "Vannini Luigi" fino alla nazionalizzazione.

Qui nasce un mistero: il decreto del Presidente della Repubblica del 20 ottobre 1963 nazionalizza l'Impresa elettrica Vannini Luigi di Pinna Carolina; chi è Pinna Carolina? La moglie di Luigi Vannini, a cui fin dall'inizio era intestata l'Impresa? Potrebbe essere o non essere, non siamo riusciti a saperlo! Ma lasciamo il dubbio amletico alle "chiacchiere di paese" e torniamo ai fatti, così come ci sono stati raccontati.

Il comune di Nulvi, data la "comodità" della corrente elettrica, fece realizzare l'illuminazione stradale che, oltre all'innegabile utilità sociale, divenne un passatempo per i ragazzi del paese i quali si sfidavano al tiro al lampione. L'illuminazione domestica era limitata a una massimo due lampade da 10 candele [4] e l'esazione veniva effettuata non in base ai consumi ma in riferimento al numero di lampade. Ovviamente questo criterio spingeva l'utenza a utilizzare lampade sempre più potenti, con danni considerevoli al fornitore del servizio. L'Impresa Vannini Luigi fu così costretta a dotare ogni singola utenza di un limitatore di corrente (interruttore termico) che, in presenza di abusi, surriscaldandosi per l'eccessivo carico elettrico, provvedeva a interrompere l'erogazione [10].



Il saliscendi era il classico lampadario da cucina: tenendolo in alto si illuminava tutta la tavola, posto in basso dava modo alla massaia di vedere meglio i suoi lavori di cucito e di rammendo. Foto da noi modificata da [139].

A metà degli anni '40 la Società Elettrica Sarda (SES), impresa a livello regionale, convinse le piccole aziende elettriche a passare da Imprese di Produzione a Imprese di Distribuzione della corrente elettrica della SES. A ciò si adeguò anche l'Impresa Vannini Luigi, ristrutturando del tutto la cabina, eliminando il generatore, e installando un trasformatore per portare la tensione della SES da 15 000 V ai 110 V delle utenze nulesi.

Con lo sviluppo economico del dopoguerra le due lampade da 10 candele non bastavano più. I consumi aumentavano giorno per giorno: motori elettrici, radio-grammofoni, frigoriferi, ecc. e anche a Nulvi furono costretti a sostituire i vecchi limitatori di corrente con veri e propri contatori di energia elettrica. [10]

Con la nazionalizzazione la SES fu assorbita dall'Enel e ciò decretò la fine delle piccole aziende che, in Regione, operavano su scala locale⁶³.

Tabella 9 – Cronologia delle centrali elettriche ancora in funzione o realizzate dal secondo dopoguerra alla nazionalizzazione.

Data di costruzione	Località	Tipologia	Potenza (1) [kW]	Data di dismissione	Note
1915	Portovesme	Termica a carbone del Sulcis	6 000	1961-62	ceduta nel 1927 alla società Monteponi
1919	Sassari	Termica	850	1947	
1923	Santa Chiara di Ula (OR)	Idraulica	23 200	inizio anni '90	
1924	Santa Gilla (CA)	Termica	8 800	1956	a carbone del Sulcis
1925	Busachi (OR)	Idraulica	3 600	inizio anni '90	
1927	Coghinas (OT)	Idraulica	27 200		primo impianto, in Italia, in caverna
1939	Santa Caterina (CI)	Termica	40 320 (2)	1965	a carbone del Sulcis
1949	Complesso del Flumendosa	Idraulica	45 600		lavori iniziati nel 1928
1954	Cedrino	Idraulica	2 000		acqua fluente
1955	Portovesme (CI)	Termica	64 000	inizio anni '90	a carbone e a olio combustibile
1960	Posada-Torpé (NU)	Idraulica	812		in funzione, di solito, novembre-aprile
1961-63	Gruppo del Taloro (Sardegna Centrale)	Idraulica	74 300		tre centrali idroelettriche
1962	Calamaiu sul Liscia	Idraulica	2 980		mai entrata in funzione
1962	Uvini - Siurgus Donigala (CA) (3)	Idraulica	13 100	1998 (4)	
1962	Santu Miali -Furtei (CA) (3)	Idraulica	25 000	2012 (4)	

(1) Si intende la potenza elettrica prodotta, misurata all'uscita dal generatore.

(2) Dal 1943 al 1950 la potenza, a causa di eventi bellici, fu ridotta a 30 320 kW.

(3) Centrali del Medio Flumendosa.

(4) Vedi nota 59.

1.6 Dalla nazionalizzazione ai giorni nostri

Per lungo tempo la Sardegna ha dovuto basarsi, per soddisfare le proprie necessità energetiche, sull'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici realizzati nell'Isola, a partire dagli anni Venti [9].

Nel decennio 1965-75 in Sardegna vi fu un grande sviluppo degli impianti industriali di base (ad esempio la chimica a Porto Torres e Portovesme) e il conseguente aumento della domanda di energia elettrica; ciò indusse l'ENEL a incrementare la propria capacità produttiva e le industrie più grandi ad autoprodurre energia elettrica (SARAS Raffinerie Sarde a Sarroch-CA sulla costa meridionale dell'Isola, Cartiera di Arbatax, Sardegna sud-orientale).

Nel 1965 entrò in funzione la nuova centrale termoelettrica *Grazia Deledda* a Portovesme (potenza 480 MW, portata a 720 MW nel 1986) in sostituzione di quella di Santa Caterina. Con questo nuovo impianto si ebbe un considerevole aumento della produzione di energia elettrica, e quella prodotta da fonte termica tornò a essere dominante su quella da fonte idrica. Questa alternanza (figura 11), fra le due fonti, ha attraversato tutto il XX secolo, oscillando così dall'entroterra alla costa, finché negli anni Duemila la produzione costiera ha consolidato la sua priorità per gli innumerevoli impianti da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)⁶⁴, realizzati prevalentemente nelle zone più prossime alle coste dell'Isola [11].

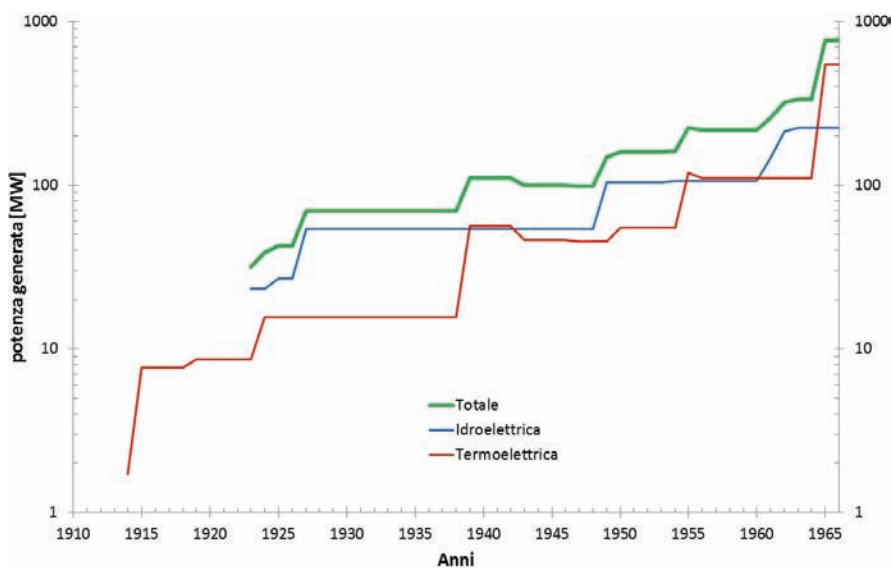
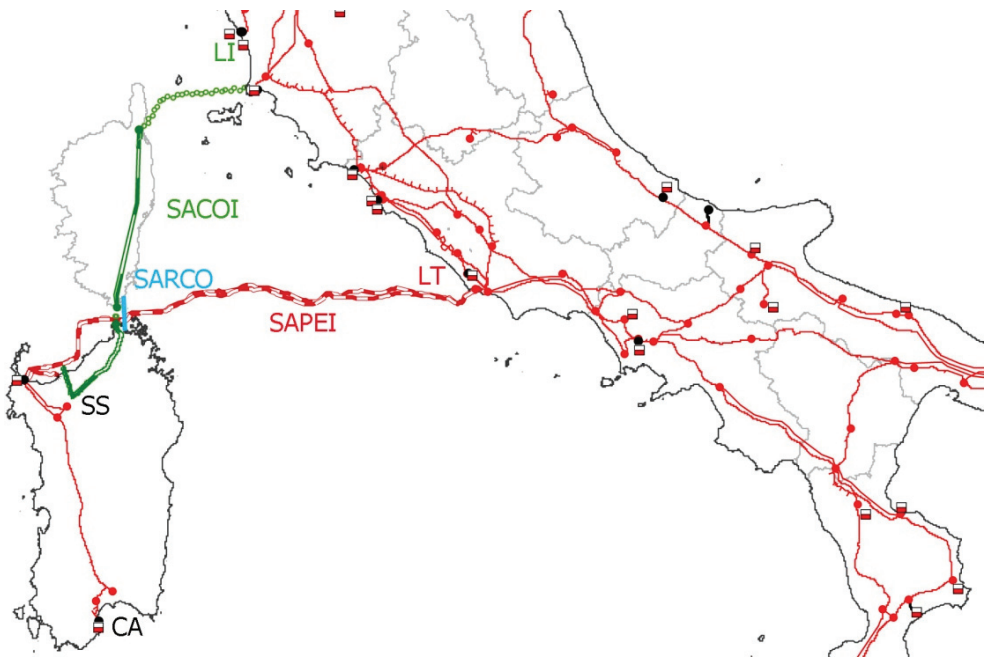


Figura 11 – Andamento della potenza elettrica generata in Sardegna dal 1914 al 1965 (ordinate in scala logaritmica). Si noti l'alternanza della prevalenza della produzione termoelettrica (inizio 1914) e della produzione idroelettrica (inizio 1923). [9]

La prima "importazione" di energia elettrica si è avuta in Sardegna fra la fine del 1967 e l'inizio del 1968 con il completamento dell'elettrodotto che collega l'Isola con la Corsica e la Penisola Italiana: SACOI (SARdegna-CORSICA-ITALIA)⁶⁵, connettendo la rete elettrica della Sardegna alla rete nazionale (figura 12). Ciò permise sia di esportare il sovrappiù di produzione sarda verso altre regioni italiane e la Corsica, sia di importare energia elettrica

in caso di incrementi di richiesta nell’Isola. In questo periodo fu realizzata, per l’elettrodotto SACOI [30, 113], la linea longitudinale a 220 kV diretta dalla centrale di Portovesme (al tempo in provincia di Cagliari) alla stazione di trasformazione Codrongianos-Ploaghe (SS).



Nome	kilometri totali	kilometri submarini	Potenza (1) MW	Tensione (1) kV	Corrente	Anno di realizzazione
SACOI (2)	385	121	300	200	continua	1968
SARCO (3)	38	15	100	150	alternata	2006
SAPEI (4)	435	420	1000	500	continua	2011
(1) I dati di potenza e tensione si riferiscono alla struttura attuale (2) SARdegna CORSica Italia: Codrongianus-Ploaghe (SS), Santa Teresa di Gallura, Bonifacio, Lucciana, Suvereto (LI) (3) SARdegna CORSica: Santa Teresa di Gallura, Bonifacio (4) SARdegna PENisola Italiana: Fiume Santo (Porto Torres - SS), Borgo Sabotino (LT)						

Figura 12 – Elettrodotti da e per la Sardegna. Il SACOI⁶⁵ (tracciato in verde) e il SAPEI⁷⁰ (rosso-bianco), tramite cabine di conversione/trasformazione, si inseriscono nella rete elettrica della Penisola (linee rosse). Il SARCO⁶⁹ (azzurro) collega la rete elettrica sarda a quella corsa [39].

L’andamento dei consumi elettrici, dovuto sia al processo di industrializzazione sia alle nuove centrali elettriche, mostra negli anni Sessanta una crescita impetuosa passando da 678 GW h nel 1963 a 2939 GW h nel 1970; crescita proseguita per buona parte degli anni Settanta (6584 GW h nel 1977) per poi rallentare e arrestarsi alla fine di quel

decennio (figura 13A). Analizzando i consumi per abitante [39] si può notare che in Sardegna, dal 1963 al 1970, essi aumentarono del 400 % (da 477 kW h/ab. a 2006 kW h/ab.), mentre a livello nazionale crebbero di circa il 60 % (da 1227 kW h/ab. a 1968 kW h/ab.), ovvero in pochi anni il consumo per abitante della Sardegna passò da essere poco più di un terzo di quello nazionale, a essere maggiore di questo (figura 14A).

La figura 13B si riferisce ai consumi elettrici dal 1982 al 2013 che, dopo una contrazione nei primi anni Ottanta, crebbero nei successivi venticinque anni, nonostante alcune fasi di stagnazione della produzione industriale (fine anni Ottanta e anni Novanta), fino a raggiungere il massimo nel 2006 (12 220 GW h). A partire dal 2006 i consumi sono calati sensibilmente fino al crollo registrato nel biennio 2012-13 (8 605 GW h nel 2013) riportando i consumi al livello di fine anni Ottanta (8 710 GW h nel 1988).

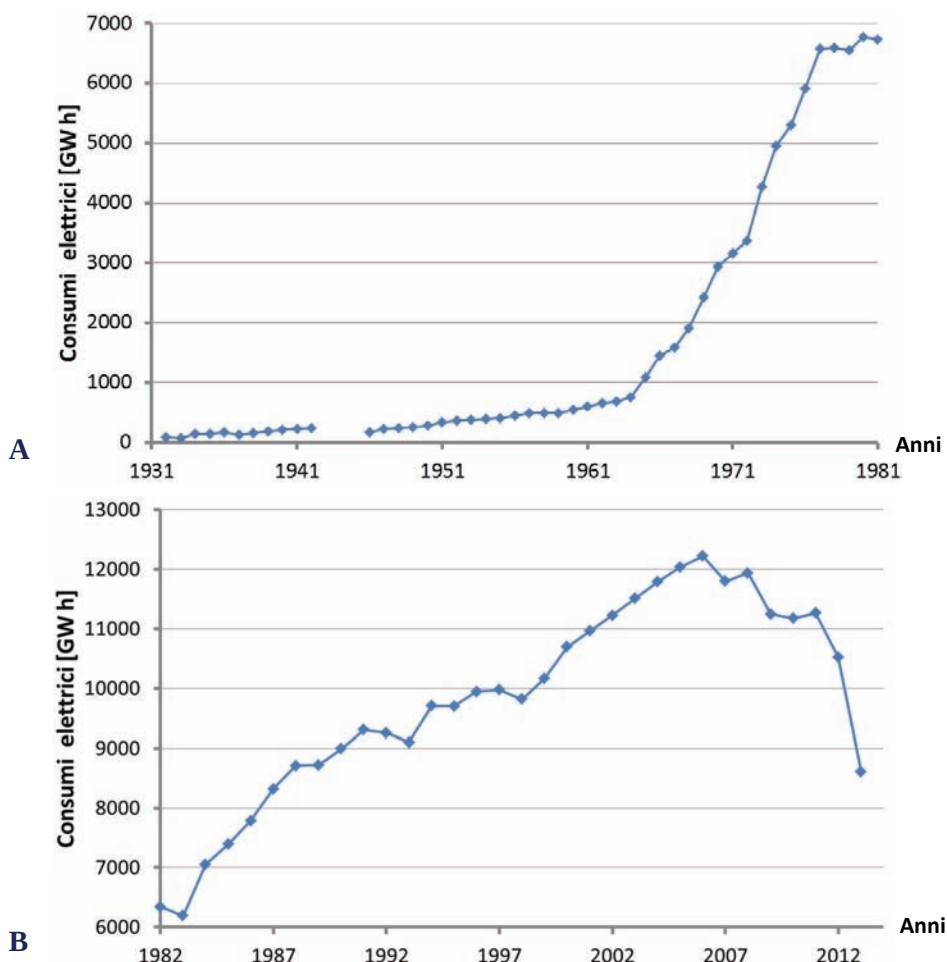


Figura 13 – Nostra elaborazione da dati di [39].

A) Andamento dei consumi elettrici in Sardegna dal 1931 al 1981 Dal 1943 al 1945 i consumi non sono indicati perché aggregati con quelli della Sicilia.

B) Andamento dei consumi elettrici in Sardegna dal 1982 al 2013.

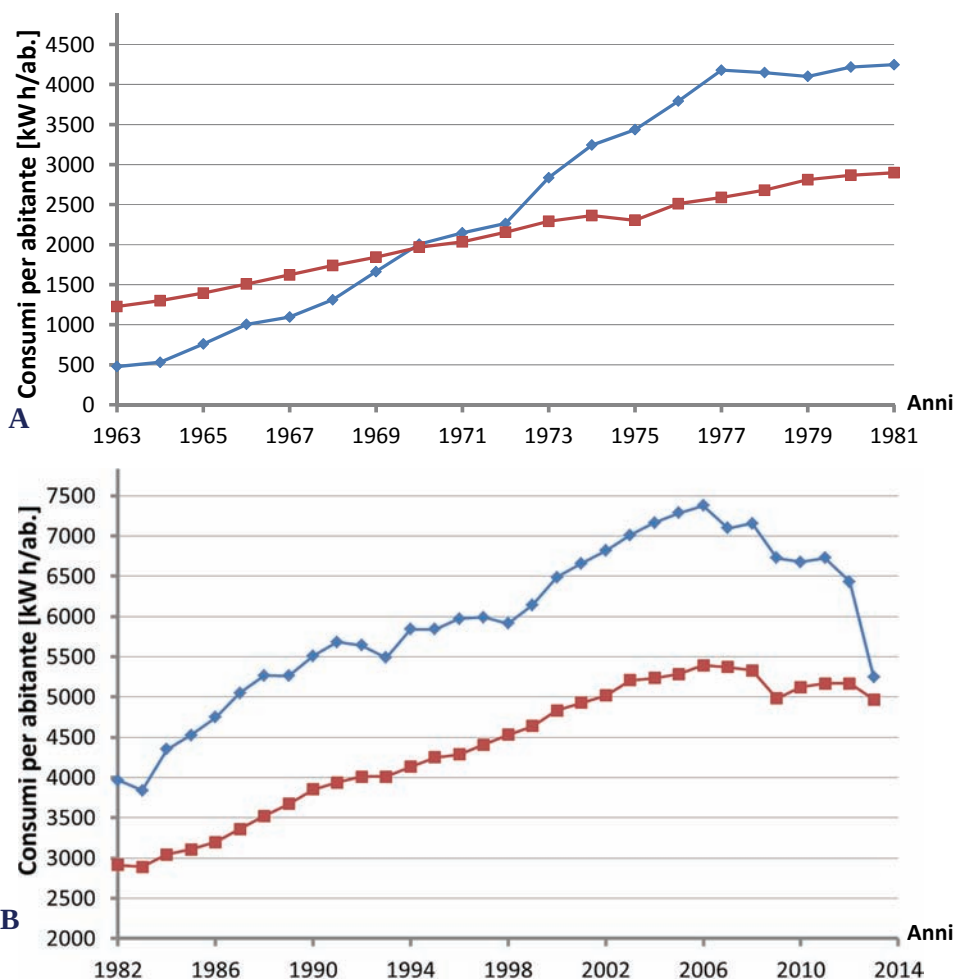


Figura 14 – Nostra elaborazione da dati di [39].

A) Andamento dei consumi elettrici per abitante, dal 1963 al 1981, in Sardegna (linea blu) e in Italia, nel suo complesso, (linea rossa).

Si osservi il “sorpasse” dei consumi sardi nel 1970. Questo incremento dei consumi isolani non è da attribuirsi a una maggiore benessere della popolazione ma alla realizzazione di nuovi insediamenti industriali ad alta intensità energetica.

B) Andamento dei consumi elettrici per abitante, dal 1982 al 2013, in Sardegna (linea blu) e in Italia, nel suo complesso, (linea rossa).

Si osservi per la Sardegna: il “crollo” dei consumi a partire dal 2006; i consumi del 2013 sono molto simili a quelli della fine degli anni Ottanta.

La figura 14B mostra che i consumi elettrici per abitante nell’Isola, dal 1982 al 2011, sono stati molto superiori a quelli nazionali (mediamente del 38 %). I consumi per

abitante raggiungono un picco nel 2006, dopo di che iniziano a diminuire, pur restando superiori a quelli nazionali. Nel 2013 si registrano 5246 kW h/ab. in Sardegna e 4967 kW h/ab. in Italia: una differenza nei consumi così esigua non si registrava dall'inizio degli anni Settanta.

Negli anni '60 e l'inizio degli anni '70 continua la realizzazione di nuove centrali di produzione termoelettrica da parte sia di ENEL sia di imprese industriali a forti consumi elettrici. In particolare la SIR (Sarda Industria Resine, acquisita nel 1981 dal gruppo ENI), a partire dal 1962, sviluppa fortemente l'industria petrolchimica a Porto Torres e l'ENI, dai primi anni '70, impianta un nucleo industriale a Ottana (NU), con l'intento di creare nuova occupazione nel settore della produzione di materie plastiche e fibre sintetiche. Le centrali termiche realizzate in quelle due zone avevano una produzione media annua rispettivamente di 490 GW h e di 840 GW h [5]. Altre centrali minori sempre legate alle esigenze degli impianti industriali energivori vennero realizzate: ad Assemini (CA) da SIR-Rumianca, nel 1965, produzione media annua di 25 GW h, a Portoscuso (CI), nel 1972, all'interno del polo industriale di Portovesme (frazione del Comune di Portoscuso) con potenza installata di 320 MW per una produzione media annua di 176 GW h, e a Sarroch-CA, da ENI nel 1973, produzione media annua di 130 GW h [5].

Nel 1978 viene terminata la centrale di pompaggio del Taloro, situata nel comune di Ovodda (NU), che sfrutta il dislivello esistente tra i serbatoi artificiali di Gusana e Cucchinadorza, posti in serie sul fiume Taloro, affluente del Tirso. L'impianto (potenza installata 240 MW, produzione media annua 300 GW h), con gran parte delle opere che lo costituiscono, è inserito in una caverna, ricavata nel monte Pitturi sulla sponda destra del lago Cucchinadorza, alla quota di 292 m.

Nel 1983 alla foce del fiume Santo (a pochi chilometri a ovest di Porto Torres) l'ENEL realizzò una centrale termoelettrica con due unità generatrici per una produzione media di 1760 GW h che, fin dall'inizio, prevedeva altri gruppi elettrogeni. L'integrazione avvenne con molto ritardo, rispetto alle previsioni, poiché fu fatta fra il 1992 e 1993 portando la produzione a 5280 GW h. È del 2005 un'ulteriore integrazione con generatore da 440 GW h. Quest'ultima non più in esercizio dal dicembre 2012 è stata subito demolita; mentre le prime due unità sono state fermate nel dicembre 2013.

Nel 1992 ad Assemini (CA) entra in funzione la centrale ENEL alimentata a gasolio con una potenza 176 MW per una produzione media annua di energia elettrica di 968 GW h.

Nel 1994 è entrata in esercizio la centrale idroelettrica di Ozieri (SS) (potenza 9,9 MW) che usa le acque dell'invaso di Monte Lemo, realizzato con uno sbarramento sul Rio Mannu di Pattada nel 1980. L'impianto ha una produzione media annua di 7,5 GW h ma il suo funzionamento è subordinato all'impiego delle acque dell'invaso per uso irriguo da parte del Consorzio di Bonifica del nord Sardegna.

Nel 2000 la SARAS⁶⁶ fa entrare in funzione la centrale termoelettrica di Sarroch (CA), un impianto di tipo IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*)⁶⁷ con una potenza di 570 MW e una produzione media annua⁶⁸ di 4275 GW h.

Dal 2005 sono attive le nuove centrali idroelettriche di *Tirso I* (potenza 20 MW) e *Tirso II* (potenza 4 MW) poste sul fiume Tirso nel comune di Busachi (OR); i due impianti hanno complessivamente una produzione media annua di 50 GW h. Le due centrali sostituiscono quelle realizzate negli anni '20 (Santa di Chiara d'Ula e Busachi) che furono messe fuori esercizio nei primi anni '90.

Nel 2007 sul fiume Cedrino, in località *Pedra 'e Othoni*, è stata realizzata una nuova centrale idroelettrica (potenza 3,8 MW, produzione media annua 12,7 GW h) in sostituzione di quella precedente.

Alla fine del XX secolo, per migliorare le connessioni con le reti elettriche esterne, furono progettati altri due elettrodotti: SARCO⁶⁹, tra Sardegna e Corsica (figura 12), entrato in funzione nel 2006, e SAPEI⁷⁰, attivato nel 2011, che connette la centrale di Fiume Santo (Porto Torres) con quella di Borgo Sabotino (LT) (figura 12).

Tabella 10 – Cronologia delle centrali elettriche, termiche e idrauliche, ancora in funzione o realizzate dopo la nazionalizzazione.

<i>Data di costruzione</i>	<i>Località</i>	<i>Tipologia</i>	<i>Potenza (1) [kW]</i>	<i>Data di dismissione</i>	<i>Note</i>
1923	S.Chiera di Ula (OR)	Idraulica	23 200	anni '90	
1925	Busachi (OR)	Idraulica	3 600	anni '90	
1927	Coghinas (OT)	Idraulica	27 200		dal '91, 22 700 kW
1939	Santa Caterina (CI)	Termica	40 320 (2)	1965	carbone del Sulcis
1949	Complesso del Flumendosa	Idraulica	45 600		inizio lavori nel 1928
1954	Cedrino	Idraulica	2 000		acqua fluente
1955	Portovesme (CI)	Termica	64 000	anni '90	carbone olio combustibile
1960	Posada-Torpé (NU)	Idraulica	812		in funzione, di solito, novembre-aprile
1961-63	Gruppo del Taloro (Sardegna Centrale)	Idraulica	74 300		tre centrali idroelettriche
1962	Uvini - Siurgus Donigala (CA) (3)	Idraulica	13 100	1998 (4)	
1962	Santu Miali -Furtei (CA) (3)	Idraulica	25 000	2012 (4)	
1963	Casteldoria (SS)	Idraulica	5 000		
1965	Grazia Deledda Sulcis Portovesme (CI)	Termica	480 000		vedi nota ⁷¹
1965	Assemini (CA)	Termica	11 000		olio combustibile, gas
1965-1975	Porto Torres (SS)	Termica	170 000		olio, gas e liquido combustibile
1972	Portoscuso (CI)	Termica	320 000		olio combustibile denso
1973	Sarroch (CA)	Termica	52 000		oli e gas combustibili
1973	Ottana (NU)	Termica	140 000		olio combustibile denso
1978	Taloro	Idraulica	240 000		gruppo reversibile
1983	Fiume Santo (SS)	Termica	320 000		
1992	Assemini (CA)	Termica	176 000		due gruppi a gasolio
1994	Ozieri (SS)	Idraulica	9 900		
2000	Sarroch (CA)	Termica	570 000		impianto di tipo IGCC
2005	Tirso I (Busachi-OR)	Idraulica	20 000		
2005	Tirso II (Busachi-OR)	Idraulica	4 000		
2007	Pedra 'e Othoni (NU)	Idraulica	3 800		

(1) Si intende la potenza elettrica prodotta, misurata all'uscita dal generatore.

(2) Dal 1943 al 1950 la potenza, a causa di eventi bellici, fu ridotta a 30 320 kW.

(3) Centrali del Medio Flumendosa

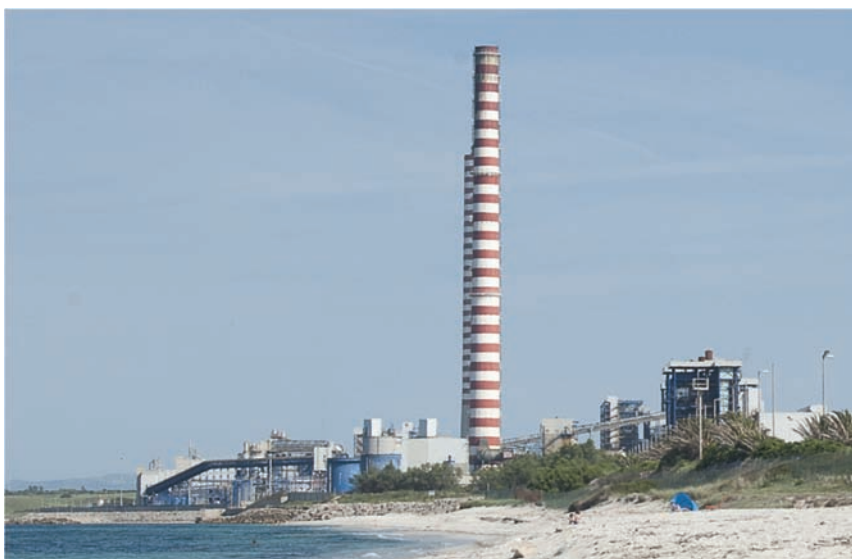
(4) Vedi nota 59.

Le “vicende” delle ultime centrali realizzate sono decisamente articolate ma quelle di Fiume Santo particolarmente “avvincenti”.

Enel iniziò la costruzione della centrale di Fiume Santo nel 1972, ma soltanto fra l'aprile 1983 e il gennaio 1984 entrarono in funzione le prime due sezioni dell'impianto (potenza 160 MW ciascuna, alimentate a olio combustibile denso). Nel biennio 1992-93 divennero operative la terza e la quarta sezione (potenza 320 MW ciascuna, alimentate a carbone) che portarono la potenza dell'impianto a 960 MW. Nel 2005 con l'entrata in esercizio di due nuove sezioni alimentate a gasolio (potenza 40 MW ciascuna), la potenza della centrale arrivò a 1040 MW. Queste ultime due sezioni non sono più in esercizio dal dicembre 2012; mentre nel dicembre del 2013 sono state fermate le prime due sezioni; attualmente la potenza della centrale è di 640 MW.

Non meno “articolata” è la vicenda societaria di questa centrale, negli ultimi quindici anni.

Nel 1999, con l'apertura del mercato elettrico (decreto legislativo n.79 del 16 marzo 1999), Enel vendette la centrale alla società spagnola ENDESA, che la gestì tramite ENDESA Italia. Nel 2008, Enel acquisisce ENDESA, ma non la centrale di Fiume Santo che passa alla società tedesca E.ON la quale, nel gennaio 2015, ha annunciato la cessione di tutti i suoi impianti, italiani, di produzione elettrica (a carbone e a gas) alla società ceca EPH (Energeticky a Prumyslov Holding).



Centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres – SS). (Foto Gianni Fasano).

Nei primi anni del Duemila, lungo le zone costiere sarde o nell'immediato entroterra, c'è stato un proliferare di impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili, in particolare fotovoltaici ed eolici.

Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, su vasta

scala, è riconducibile al fatto che esse sono fonti discontinue: vento e sole possono esserci o no. Per utilizzare queste fonti, su scala industriale, sono stati allora adottati sistemi di accumulo dell'eccedenza di energia prodotta, durante la loro attività, da utilizzare nei periodi in cui la loro produzione è insufficiente o assente.

L'accumulo dell'energia prodotta dai sistemi fotovoltaici è, in linea di principio, abbastanza semplice: se l'energia prodotta (corrente continua, solitamente a 12 V) è superiore a quella necessaria in quel momento, la parte eccedente può essere immagazzinata (con appositi regolatori) in degli accumulatori (batterie tampone) e utilizzata successivamente nei momenti in cui la radiazione solare è insufficiente. Sistemi così elementari sono ampiamente utilizzati per l'alimentazione dei dispositivi per il monitoraggio ambientale.

In impianti di maggiore potenza, per uso domestico, industriale, ecc., la CC (solitamente a tensioni fra 25 e 35 volt) viene convertita in CA e trasferita, con adeguate procedure, nella rete elettrica (figura 15).

Più complesso è l'accumulo dell'energia prodotta dai grandi generatori eolici che però si integrano molto bene con i sistemi idroelettrici. Quando la produzione eolica è molto forte le centrali idroelettriche possono utilizzare una parte dell'energia elettrica per pompare in bacini ausiliari, a monte, una parte dell'acqua. Questa, in carenza di vento, viene rilasciata verso valle producendo idro-elettricità che compensa la riduzione di energia eolica.

Molti altri sistemi di accumulo sono stati elaborati e applicati, anche in Sardegna, ma non è questa la sede per la loro analisi, in particolare per un'analisi economica poiché l'accumulo è ormai, più che un problema tecnico, un problema di convenienza economica alla sua applicazione.

1.6.1 I campi fotovoltaici

Alcuni materiali, semiconduttori⁷², se colpiti da radiazione luminosa producono elettroni, ovvero convertono l'energia luminosa in energia elettrica. Questo fenomeno fisico, scoperto da Heinrich Rudolf Hertz⁷³ nel 1886, sta alla base della teoria corpuscolare della luce. Albert Einstein⁷⁴ sviluppò questa teoria considerando la radiazione formata da corpuscoli, che chiamò fotoni, e nel 1905, per questi studi, ottenne il premio Nobel.

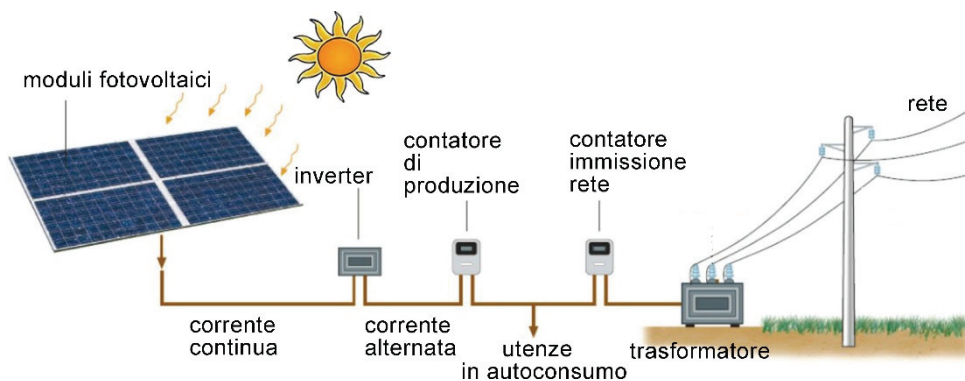


Figura 15 – Schema a blocchi funzionali di un generatore fotovoltaico che cede il sovrappiù di energia prodotta alla rete di distribuzione. [20]

Solo nella seconda metà del '900, con lo sviluppo della chimica e della tecnologia del silicio, il fenomeno ha iniziato a trovare un'applicazione pratica nei generatori fotovoltaici. Applicazione che, di anno in anno, è divenuta sempre più importante.

La radiazione solare colpisce il pannello fotovoltaico e questo produce tanta più energia elettrica quanto più intensa è la radiazione che lo raggiunge. Si fa esplicitamente notare che la conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene direttamente senza gli "intermediari" necessari alle altre conversioni, dove si trasforma l'energia meccanica del vapore, dell'acqua, del vento, ecc. in energia di rotazione di una turbina che cede questa energia all'alternatore o alla dinamo, per produrre energia elettrica.

Gli impianti fotovoltaici, fortemente incentivati dal Conto Energia⁷⁵, si sono ampiamente diffusi sui tetti delle abitazioni e sui terreni, inopinatamente anche su quelli agricoli, dell'Isola.

In figura 15 è riportato lo schema a blocchi funzionali di un generatore fotovoltaico che, sotto l'effetto della radiazione solare, genera una CC che viene trasformata in CA dall'inverter; in questa forma può essere inviata, laddove sia presente, al produttore-utente per l'autoconsumo e, la parte eccedente, conferita, tramite un trasformatore⁷⁶, alla rete elettrica.

Nel 2008 gli impianti erano 1303, per una potenza complessiva lorda di 15,5 MW⁷⁷, nel 2012 si contavano 22 287 impianti per una potenza di 558,2 MW; nel 2013 continuava a crescere il numero degli impianti: 27 711 per una potenza di 705,3 MW [39].

Fra gli impianti di maggiore potenza attualmente in funzione possiamo ricordare:

- Marrubiu (OR), Cagliari, Villacidro I (CA), Villacidro II (CA), installazioni della Soluxia Sarda s.r.l., società del gruppo Sorgenia S.p.A. (lavori iniziati nel 2007): sono i primi quattro campi fotovoltaici, da 1 MW ciascuno, di un progetto che ne prevede tredici, sempre da 1 MW ciascuno.
- Fiume Santo (Porto Torres-SS), installazione della società tedesca E.ON:
 - 2009 potenza lorda 1,0 MW
 - 2011 potenza lorda 18,0 MW
 - 2011 potenza lorda 11,5 MW
 - 2013 potenza lorda 4,3 MW
- Carbonia (CI), installazione della società milanese Unendo Energia (2009): è un impianto di 958 kW, con inseguitore solare⁷⁸, alle pendici del Monte Onixeddu.
- Ozieri-Chilivani (SS), installazione di Sorgenia Solar:
 - 2010 un impianto con potenza lorda 2,6 MW
 - 2011 due impianti, ciascuno con potenza lorda 4,9 MW
- Terralba (OR), installazione della società francese EDF-EN (2010): impianto con potenza lorda 1,9 MW.
- Marrubiu (OR), installazione della società francese EDF-EN (2010): due impianti, uno con potenza lorda 4,2 MW e l'altro 3,5 MW.
- Uras (OR), installazione della società francese EDF-EN (2010): due impianti, uno con potenza lorda 2,8 MW e l'altro 2,0 MW.
- Florinas (SS), proprietaria dell'impianto è Agrisolar Società Agricola S.r.l. (2011): i pannelli sono installati su serre, la potenza lorda è di 3 MW.
- Villasor (CA), installazione delle società, indiana, Moser Baer Clean Energy Limited e, americana, General Electric (2011): i pannelli sono installati su serre, la potenza lorda è di 20 MW.
- Zona industriale di Ottana nel comune di Bolotana (NU), installazione della società toscana Graziella Green Power (2013): potenza lorda circa 25 MW.

In tabella 11 sono riportati i dati di potenza fotovoltaica installata e di produzione energetica lorda, in Sardegna e nelle sue province, per gli anni 2012 e 2013.



Figura 16 – Esempi di campi fotovoltaici a Porto Torres (Foto Gianni Fasano):

A) Località Fiume Santo, 4,3 MW su una superficie di circa 8,8 ha. Sullo sfondo l'omonima centrale termoelettrica (vedi figura 18). Nell'intorno vi sono altri campi per un totale di circa 30,5 MW su una superficie di circa 63 ha (nostra stima da Google Earth). I pannelli sono posti a 0,5 ÷ 1 m dal suolo che, purtroppo in breve tempo, subirà una drastica "desertificazione".

B) Impianto condominiale⁷⁹ all'interno dell'abitato di Porto Torres.

In Italia, nel 2013 [20], gli impianti fotovoltaici collocati a terra occupano 138,43 km² per una potenza di 7 402 MW, quelli collocati su edifici sviluppano una potenza di 10 651 MW, per un totale di 18 053 MW. Nei settori delle varie attività, la potenza globalmente installata è così ripartita:

Agricoltura 13 %; Industria 54 %; Terziario 20 %; Domestico 13 %

In Sardegna, nel 2013 [20], gli impianti fotovoltaici collocati a terra occupano 2,724 km² per una potenza di 167 MW, quelli collocati su edifici sviluppano una potenza di 529 MW, per un totale di 696 MW che rappresenta il 3,86 % della potenza nazionale. Nei settori delle varie attività, la potenza globalmente installata nell'Isola è così ripartita:

Agricoltura 18 %; Industria 38 %; Terziario 27 %; Domestico 17 %

Tabella 11 – Potenza fotovoltaica e produzione lorda, in Sardegna, disaggregate per province; elaborazione di dati [20].

<i>Provincia</i>	2012				2013			
	[MW]	[%]	[GW h]	[%]	[MW]	[%]	[GW h]	[%]
Cagliari	122,6	20,60	155,3	23,75	153,4	22,03	196,9	22,50
Carbonia - Iglesias	45,8	7,69	50,7	7,75	48,4	6,95	66,3	7,58
Medio Campidano	53,7	9,02	62,1	9,50	58,2	8,36	77,4	8,84
Nuoro	70,9	11,91	68,9	10,54	101,0	14,50	107,3	12,26
Ogliastra	19,3	3,24	21,0	3,21	21,1	3,03	27,5	3,14
Olbia - Tempio	25,6	4,30	23,7	3,62	29,8	4,28	34,7	3,97
Oristano	120,5	20,24	134,7	20,60	132,3	19,00	174,2	19,91
Sassari	136,9	23,00	137,5	21,03	152,2	21,85	190,8	21,80
Sardegna	595,3	100,00	653,9	100,00	696,4	100,00	875,1	100,00

1.6.2 I parchi eolici

Il generatore eolico⁸⁰ è un apparato che converte l'energia meccanica delle masse d'aria in movimento (vento) in energia elettrica⁸¹.

In un certo senso, questo generatore è un'evoluzione del mulino a vento: una ruota dotata di pale (di solito tre) a profilo elicoidale viene orientata nella direzione di massima esposizione al vento in modo che questo possa metterla in rotazione, cedendo ad essa una parte della propria energia. Per mezzo di un sistema di trasmissione a ingranaggi questo moto rotatorio viene trasmesso a un generatore elettrico, solitamente un alternatore. Tanto maggiore è l'energia meccanica che il vento cede alla girante, tanto maggiore sarà l'energia elettrica prodotta.

In figura 17 è riportato lo schema a blocchi funzionali di un generatore eolico che produce CA che viene conferita, attraverso un trasformatore, alla rete elettrica⁸².

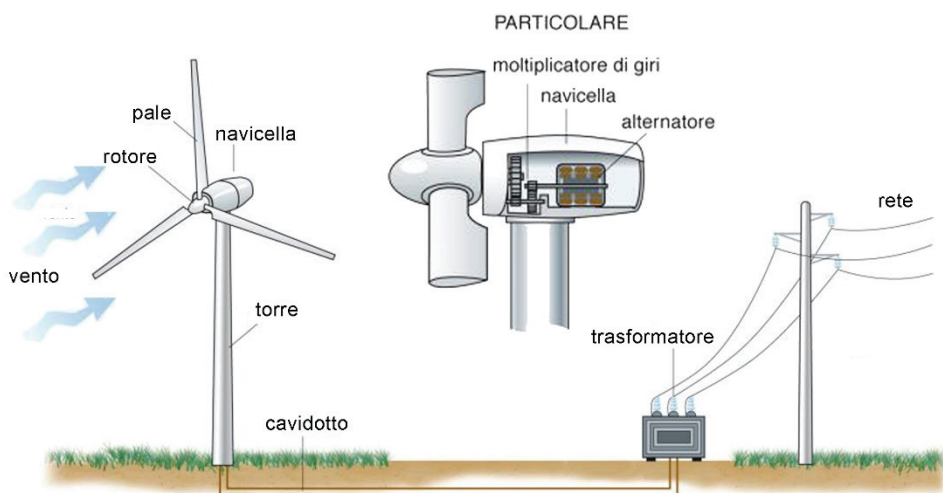


Figura 17 – Schema a blocchi funzionali di un generatore eolico che cede l'energia prodotta alla rete di distribuzione. Al centro, ingrandito, l'interno della navicella. [21]

Riportiamo, molto sinteticamente, la cronologia dei parchi più significativi realizzati⁸³.

- 1997, Monte Arci (OR), 34 generatori per una potenza media totale di 10,8 MW di Enel Green Power, attualmente non più in funzione;
- 2002, Alta Nurra in località Fiume Santo (Porto Torres-SS), 7 generatori per una potenza media totale di 12,25 MW, gestito da Enel Green Power;
- 2002, Aggius (OT), 25 generatori, 11 dei quali con potenza complessiva di 9,4 MW e 14 con potenza complessiva di 9,24 MW, di proprietà del gruppo societario IVPC 2000;
- 2002, Viddalba (SS), 23 generatori per una potenza media complessiva di 19,6 MW, di proprietà del gruppo societario IVPC 2000;
- 2003, Tula ed Erula (SS), 28 generatori per una potenza media complessiva di 23,8 MW, gestito da Enel Green Power; potenziato nel 2010 con 40 generatori per una ulteriore potenza totale di 60 MW;
- 2004, Sedini (SS), 36 generatori per una potenza media totale di 54 MW, gestito da Enel Green Power;
- 2004, Nurri (CA), 26 generatori per una potenza media totale di 22,1 MW gestito da Fri-El Green Power;
- 2004, Florinas (SS), 10 generatori per una potenza media totale di 20 MW, di E.ON;
- 2005, Osilo-Nulvi-Ploaghe (SS), il parco è tra i più arretrati rispetto alla costa, 61 generatori per una potenza media totale di 51,85 MW del gruppo societario IVPC 2000;
- 2006, Ulàssai (OG), 48 generatori per una potenza media totale di 96 MW della Sardaolica s.r.l. del gruppo petrolifero SARAS; potenziato nel 2010 con 6 generatori per una ulteriore potenza totale di 12 MW;
- 2008, Nulvi-Tergu (SS), 35 generatori per una potenza media totale di 29,8 MW della società Fri-El Green Power;

- 2008, Campidano (VS), 35 generatori, per una potenza totale di 70 MW, della società Fri-El Green Power in associazione con EDF-EN;
 - Gonnosfanadiga 11 generatori per una potenza media totale di 22 MW;
 - Guspini 12 generatori per una potenza media totale di 24 MW;
 - San Gavino Monreale 3 generatori per una potenza media totale di 6 MW;
 - Pabillonis 9 generatori per una potenza media totale di 18 MW;
- 2010, San Basilio (CA), 29 generatori per una potenza media totale di 24,65 MW della società Fri-El Green Power;
- 2010, Cagliari, diviso in due sezioni, nella prima 14 generatori per una potenza media totale di 21,00 MW, nella seconda 16 generatori con potenza media totale di 24 MW, entrambe della Energia Verde, società del gruppo Greentech Energy Systems A/S;
- 2010, Monte Grighene (Mogorella, Siamanna, Villaurbana - OR), 43 generatori per una potenza media totale di 98,90 MW della EDF-EN in associazione con Greentech Energy Systems A/S;
- 2011, Buddusò-Alà dei Sardi (OT), è il parco più arretrato rispetto alla costa, 69 generatori per una potenza media totale di 138 MW della società Falck Renewables (Gruppo Falck);
- 2012, Is Perdais-Comune di Portoscuso (CI), 39 generatori per una potenza media totale di 90 MW di Enel Green Power;
- 2012, Bonorva (SS), 37 generatori per una potenza media totale di 74 MW di EDF-EN;
- 2013, Venti di Nurra (Porto Torres), 3 generatori per una potenza media totale di 9,6 MW, di Sevion Italia s.r.l.

Facciamo notare l'evoluzione dei generatori eolici, impiegati in Sardegna, che all'inizio degli anni '90 potevano arrivare fino a 0,5 MW per poi passare 0,7 ÷ 0,8 MW all'inizio degli anni Duemila. Dal 2004 al 2012 vengono installati generatori da 1,5 ÷ 2,5 MW. È del 2013 la prima installazione di generatori eolici di nuova generazione da 3,2 MW.

In tabella 12, in riferimento ai generatori eolici, sono riportati i dati di potenza installata e di produzione energetica lorda, in Sardegna e nelle sue province, per gli anni 2012 e 2013.

Tabella 12 – Potenza da generatori eolici e produzione lorda, in Sardegna, disaggregate per province; elaborazione di dati [19, 21].

<i>Provincia</i>	2012				2013			
	[MW]	[%]	[GW h]	[%]	[MW]	[%]	[GW h]	[%]
Cagliari	97,4	9,85	107,3	7,04	94,2	9,48	147,6	8,13
Carbonia - Iglesias	89,3	9,04	120,7	7,92	94,2	9,48	162,4	8,94
Medio Campidano	73,1	7,40	120,7	7,92	68,5	6,90	132,9	7,32
Nuoro	0	0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00
Ogliastra	97,4	9,85	174,3	11,44	94,2	9,48	191,9	10,57
Olbia - Tempio	146,1	14,78	335,2	22,01	145,6	14,66	369,1	20,32
Oristano	97,4	9,85	120,7	7,92	102,8	10,34	132,9	7,32
Sassari	387,8	39,23	544,3	35,75	393,9	39,66	679,1	37,40
Sardegna	988,5	100,00	1523,2	100,00	993,4	100,00	1815,9	100,00



Figura 18 – Fiume Santo (Porto Torres - SS): sullo sfondo la centrale termoelettrica, in primo piano quella eolica. Di fronte a queste centrali, al di là della strada, è presente un campo fotovoltaico con una superficie di circa 8,8 ha, vedi figura 16A. (Foto Gianni Fasano).

In Italia, nel 2013 [19], gli impianti di generazione eolica sviluppano una potenza di 8 560,8 MW. La suddivisione per settori di attività, nel caso dell'eolico non può essere fatta poiché praticamente tutta l'energia prodotta viene conferita alla rete elettrica nazionale.

In Sardegna, nel 2013 [19], gli impianti di generazione eolica sviluppano una potenza di 993,4 MW, che rappresenta l'11,6 % della potenza nazionale; come sopra per quanto riguarda la suddivisione per settori di attività.

1.6.3 Nuovi combustibili

Nell'accezione comune, per nuovi combustibili si intendono biomasse quali: scarti della produzione agricola e zootecniche, colture specifiche, rifiuti urbani biodegradabili, biogas e bioliquidi. In altre parole nella categoria biomasse rientra ogni sostanza organica che derivi direttamente o indirettamente dalla fotosintesi clorofilliana.

Nell'ambito energetico, la Direttiva Europea 2009/28/CE ha definito biomassa *la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani*. Questa direttiva è stata recepita anche dalla normativa italiana con il decreto legislativo 28/2011 del 3 marzo 2011, il quale definisce i bioliquidi come *combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa*.

In questa definizione rientra un'ampia varietà di materiali sia vergini sia residui di lavorazione silvo-agricola, zootecnica e industriale (alimentare). Questi materiali, che si presentano in diversi stati fisici, hanno un'ampia gamma di potere calorifico che comunque risulta, nella maggior parte dei casi, modesto rispetto ai combustibili tradizionali (petrolio, gas naturale, carbone). In genere le biomasse hanno un elevato tasso di umidità ($30 \div 50\%$ in peso), che riduce il potere calorifico, rendendo necessari dei processi di conversione termochimica (carbonizzazione, gassificazione, pirolisi⁸⁴), o pretrattamenti come essiccazione e densificazione per migliorarne le qualità energetiche [3, 21].

La combustione diretta della biomassa, senza pretrattamenti può avvenire in sospensione, su griglia fissa o mobile, su letto fluido. Carbonizzazione, pirolisi e gassificazione sono processi che permettono di ottenere combustibili intermedi solidi, liquidi o gassosi, più puri rispetto alla biomassa di partenza, facilitando l'esercizio dell'impianto e il rispetto delle normative ambientali. Particolarmente interessante appare la gassificazione in quanto il syngas⁸⁵ ottenuto ha il vantaggio di essere versatile, di garantire elevati rendimenti di combustione, di produrre emissioni più contenute.

Generalmente gli impianti termoelettrici a biomasse si differenziano da quelli alimentati con combustibili tradizionali solo da una fase preliminare di arricchimento della biomassa, fase prevista anche per i carboni poveri come quelli del Sulcis.

Oramai è invalso l'uso di chiamare *tradizionale o convenzionale* la produzione termoelettrica ottenuta da combustibili che non rientrano nella definizione, data poco sopra, di biomassa. Dicendo brevemente termoelettrica, si intende la produzione elettrica da centrale termica a prescindere dal tipo di combustibile impiegato.

Le tipologie di centrali termiche più diffuse sono:

- impianti con: forno di combustione della biomassa solida, caldaia per la produzione del vapore, turbina a vapore e, ad essa accoppiato, un generatore elettrico;
- impianti con: forno di combustione di syngas da biomasse, caldaia per la produzione del vapore, turbina a vapore e, ad essa accoppiato, un generatore elettrico;
- impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano la co-combustione di biomasse e combustibili convenzionali nella stessa fornace;
- impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a gruppi elettrogeni.

In figura 19 è riportato lo schema a blocchi funzionali di un impianto termoelettrico alimentato a biomasse; mentre la figura 20 descrive lo schema a blocchi funzionali di un impianto termoelettrico alimentato a biogas.

Si indica con il termine biogas, il gas costituito da metano (almeno il 50 %) e da anidride carbonica, prodotto dalla fermentazione anaerobica di materiale organico di origine vegetale e animale. Nel decreto legislativo 28/2011, a seconda dell'origine e della modalità di fermentazione, si parla di:

- *biogas,*
- *gas di discarica,*
- *gas residuati dai processi di depurazione.*

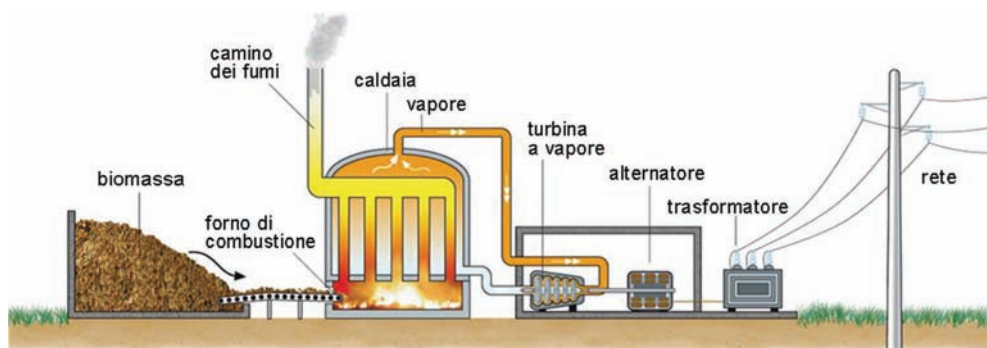


Figura 19 – Schema a blocchi funzionali di un impianto a biomassa che invia l'energia prodotta alla rete di distribuzione. [21]

Il fatto che la normativa abbia voluto distinguere tre tipologie di biogas, come sopra riportato, indica che si vuole evidenziare la molteplicità delle matrici organiche da cui il biogas può essere prodotto: rifiuti conferiti in discarica ovvero frazione organica dei rifiuti urbani, fanghi di depurazione, deiezioni animali, scarti di macellazione, scarti organici agro-industriali, residui colturali, colture energetiche, al fine di evidenziare le diverse proprietà energetiche dei diversi tipi di gas.

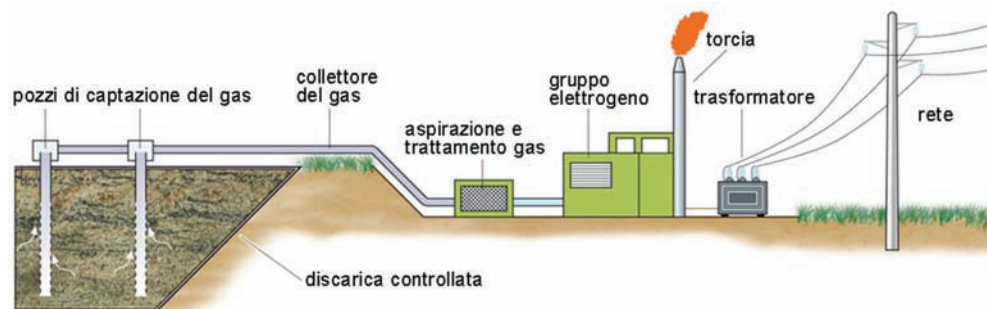


Figura 20 – Schema a blocchi funzionali di un impianto alimentato a biogas che invia l'energia prodotta alla rete di distribuzione. [21]

Il biogas, dato l'elevato contenuto in metano, ha un ottimo potere calorifico per cui si presta a una valorizzazione energetica per combustione diretta, attuata in caldaia per sola produzione di calore, o in motori accoppiati a generatori per la produzione di elettricità o per la cogenerazione di elettricità e calore. Gli impianti termoelettrici a biogas effettuano quindi la conversione dell'energia termica, contenuta nel biogas, in energia meccanica e successivamente in energia elettrica. Nel caso, molto comune, di impianti alimentati da biogas prodotto nelle discariche controllate di rifiuti urbani, le parti principali dell'impianto sono (figura 20):

- sezione di estrazione del biogas da discarica (pozzi di captazione, linee di trasporto, collettori di raggruppamento);
- sezione di aspirazione e condizionamento del biogas da discarica (collettore generale, separatori di condensa, filtri, aspiratori);
- sezione di produzione dell'energia elettrica (gruppi elettrogeni) e torcia (dispositivo di sicurezza per bruciare il biogas non combusto nella sezione di produzione energetica).

Nel caso dei biogas non derivanti da discarica, lo schema impiantistico prevede, al posto della sezione di estrazione, una sezione di produzione (digestore) e raccolta (gasometro) del biogas, poi inviato ai gruppi elettrogeni.

In Italia, nel 2013 [19], i 2 409 impianti a *nuovi combustibili* hanno sviluppato una potenza di 4 033,4 MW, per una energia totale di 17 090,1 GW h.

In Sardegna, nel 2013 [19], i 30 impianti a *nuovi combustibili* hanno sviluppato una potenza di 88,7 MW, che rappresenta il 2,2 % della potenza nazionale, per una energia totale di 769,3 GW h. In tabella 13 è riportata la suddivisione della produzione energetica fra i vari tipi di nuovi combustibili per gli anni 2012 e 2013.

In Sardegna, la maggior parte degli impianti termoelettrici alimentati con *nuovi combustibili* è dislocata nelle province di Carbonia-Iglesias, Nuoro e Cagliari; solo in Ogliastra non sono ancora presenti impianti di questo tipo.

La produzione elettrica della Sardegna, sempre nel 2013, nel segmento degli impianti termici alimentati ad *Altre biomasse* (433,3 GW h) ha rappresentato l'11,8 % della produzione nazionale (3 664 GW h). Il contributo maggiore a questa produzione regionale è dovuto in larghissima parte alla provincia di Carbonia-Iglesias (circa 333 GW h). In questa provincia è presente una centrale termoelettrica (*Grazia Deledda*) alimentata sia a carbone e olio combustibile sia a biomasse; dal 2006, in una sezione dell'impianto, è iniziato l'utilizzo di biomasse vegetali anche di provenienza estera [14].

La produzione di energia elettrica da rifiuti urbani, nel 2013, è stata molto bassa (32,0 GW h) quasi totalmente prodotta da impianti della provincia di Cagliari. Gli impianti termoelettrici alimentati a bioliquidi sono concentrati nella provincia di Nuoro dove vengono generati circa 233 GW h ovvero il 6,2 % della produzione nazionale.

Poiché queste nuovi combustibili sono essenzialmente fonti energetiche di derivazione agricola e forestale, per approfondimenti su questo tema si rimanda al Capitolo Secondo Parte Seconda.

Tabella 13 – Energia elettrica prodotta in Sardegna da impianti a nuovi combustibili [19].

<i>Nuovi combustibili</i>	2012 [GW h]	2013 [GW h]
biomasse (rifiuti urbani e altre biomasse)	487,5	465,6
biogas	18,9	67,8
bioliquidi	158,1	235,8



Centrale termoelettrica Grazia Deledda-Sulcis. A partire dal 2006 questa centrale ha iniziato a utilizzare biomasse vegetali in co-combustione. Ciò consente, in un bilancio complessivo, una sensibile riduzione delle emissioni di CO₂. Nella foto, in primo piano, il deposito delle biomasse. [14]

Nell'ambito del progetto Chimica Verde (2011) era prevista, a Porto Torres, sia la realizzazione di una centrale cogenerativa a biomasse solide, da parte di ENIpower, sia il rinnovamento tecnologico della centrale termoelettrica alimentata a olio combustibile o altri combustibili derivati dal petrolio, da parte di Versalis, ex Polimeri Europa, società del gruppo ENI. Attualmente il progetto per la realizzazione della centrale a biomasse sembra essere stato accantonato, nonostante che, nel gennaio 2014, la Regione Sardegna abbia dato parere favorevole in relazione alla valutazione di impatto ambientale.

1.6.4 Produzione e consumi negli anni Duemila

Complessivamente si può stimare, per il 2013, che la produzione energetica da fonti rinnovabili in Sardegna ha rappresentato circa il 24 % della produzione totale. Gli impianti fotovoltaici in Sardegna sono, in generale, di piccola taglia (potenza media 25 kW), ma negli ultimi due anni sono entrati in esercizio campi fotovoltaici di grande dimensione: Fiume Santo, potenza complessiva lorda di 34,8 MW e Villasor (CA), 20 MW. In generale, la produzione da FER è cresciuta negli ultimi anni per l'apporto dell'eolico e del solare, mentre la produzione idroelettrica ha avuto forti oscillazioni, con un massimo di 804 GW h nel 2005 e un minimo di 385 GW h nel 2012. Mediamente negli ultimi 15 anni il contributo dell'idroelettrico, alla produzione energetica totale sarda, è stato del 4,3 %.

Come chiaramente mostrano i dati di TERN⁸⁶ [39] (figura 21), nel periodo indicato, a fronte di un incremento della capacità produttiva di energia non si è avuto un incremento della richiesta che, contrariamente alle aspettative, è rimasta praticamente costante.

A farne le spese sono stati prevalentemente proprio gli impianti termoelettrici tradizionali il cui contributo si è via via ridotto, passando dal 96,8 % della produzione totale nel 2002, al 75,8 % nel 2013. La figura 21 mostra che la diminuzione del contributo termoelettrico è stata compensata dal contributo degli impianti da fonte rinnovabile realizzati in quel periodo; si nota infatti che la produzione destinata al consumo dal 2002 al 2013 rimane praticamente costante. Il mancato aumento di richiesta di energia, e la conseguente diminuzione della produzione termoelettrica tradizionale, ha comportato una attività ridotta delle centrali che, in alcuni casi, hanno dovuto spegnere uno o più gruppi di generazione. Ciò ha condotto alla riduzione del personale sia nelle centrali sia nelle aziende dell'indotto.

Tabella 14 – 2013: energia elettrica prodotta in Sardegna dalle diverse tipologie di impianti [39].

<i>Tipologia</i>	<i>Numero di impianti</i>	<i>Potenza ⁸⁷ efficiente lorda [MW]</i>	<i>Energia netta [GW h]</i>
Termoelettrica	44	3216,0	10207,6
Idroelettrica	18	466,7	605,1
Eolica	72	993,4	1805,4
Fotovoltaica	27711	705,3	857,7

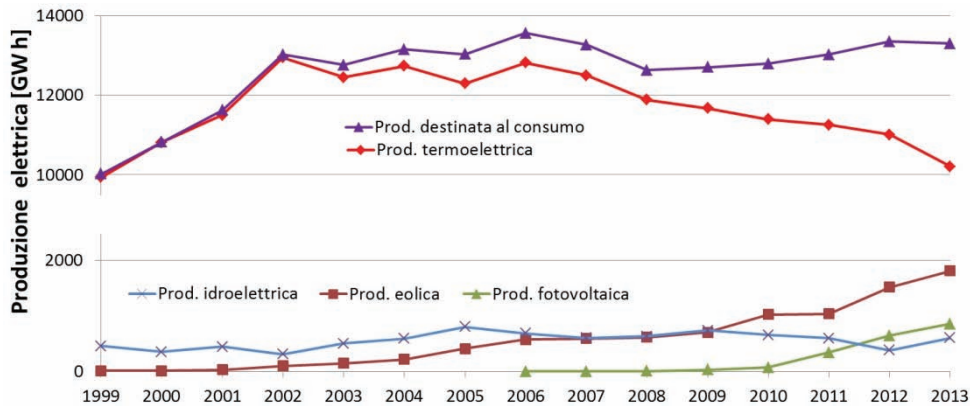


Figura 21 – Regione Sardegna: andamento sia della produzione elettrica, disaggregata per fonti energetiche, sia di quella destinata al consumo. Nostra elaborazione da dati [39, 114].

La figura 22 mostra che dal 2000 la produzione elettrica in Sardegna inizia a crescere più rapidamente dei consumi fino a che nel 2002 li supera del 13,8 %. Nel 2006 la generazione di energia elettrica raggiunge il massimo che supera il massimo dei consumi, anche esso conseguito in quell’anno, del 9,9 %. Nel biennio 2007-2008 la produzione subisce una contrazione per poi riprendere ad aumentare fino a raggiungere, nel 2012, i 13 346 GW h (energia destinata consumo) e calare leggermente nel 2013 (13 298 GW h).

A fronte di ciò i consumi energetici nell’Isola, i quali erano cresciuti fino al 2006 (12 220 GW h), si sono via via ridotti fino ai 10 522 GW h del 2012 per precipitare a 8605,2 GW h nel 2013 (-29,6 % rispetto al 2006), contrazione dovuta essenzialmente alla diminuzione della domanda da parte del settore industriale (-47,8 % rispetto al 2006); poiché, di fatto, i consumi locali si mantengono pressoché costanti, o in lieve aumento, nell’uso

domestico, nel terziario e in agricoltura, fino al 2013. Nello stesso periodo il consumo elettrico nazionale diminuisce in modo meno sensibile passando da 317 553 GW h a 297 287 GW h (-6,4 %), con una riduzione nell'industria del 20,0 %.

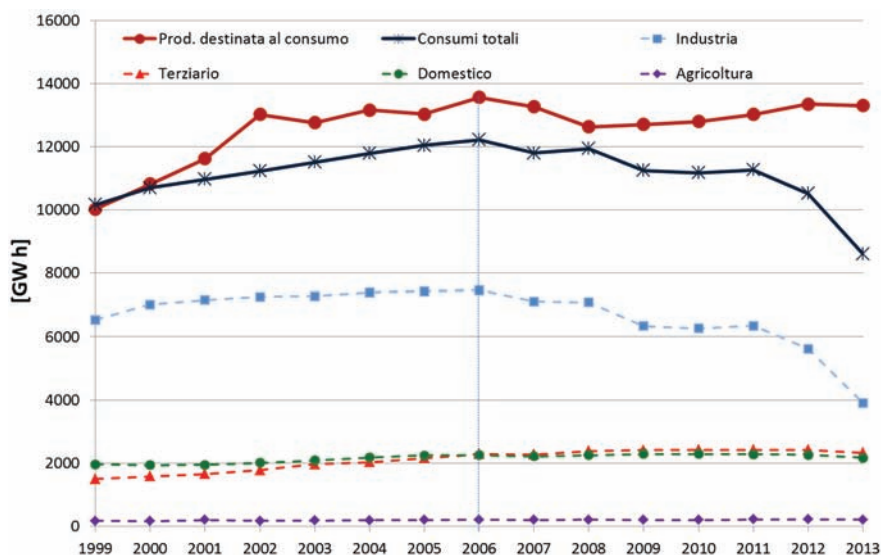


Figura 22 – Andamento della produzione elettrica, destinata al consumo, e dei consumi elettrici in Sardegna, nel periodo 1999-2013, suddivisi per attività economiche, nostra elaborazione da dati [39, 115]. Dal 2006 la domanda di energia è in calo, la diminuzione è ascrivibile alla crisi delle industrie isolane.

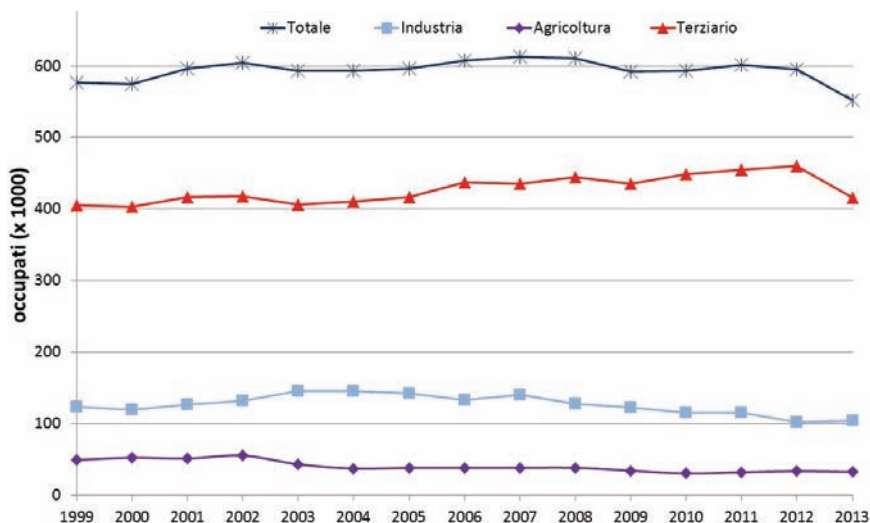


Figura 23 – Andamento dell'occupazione in Sardegna, nel periodo 1999-2013, secondo la classificazione delle **ATT**ività **ECON**omiche (ATECO), nostra elaborazione da [24, 116, 117].

La parte eccedente della produzione sarda (30,0 % di quella destinata al consumo, nel 2013) viene esportata verso le altre regioni italiane (3457,6 GW h, nel 2013) e verso la Corsica (536,2 GW h nel 2013) tramite i tre elettrodotti di cui si è detto in precedenza [39]. Ciò è confermato dal fatto che la produzione destinata alla totalità dei consumi subisce solamente una leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-0,4 %) [39].

La crisi industriale, che ha colpito in particolare le zone di Portovesme e Porto Torres, con la conseguente diminuzione dei consumi elettrici, è ben rappresentata dal calo del numero di occupati che passa da 133 000 nel 2006 a 104 000 nel 2013 (figura 23).

Nel periodo 2007-2013, nel settore industriale, le ore di Cassa Integrazione Guadagni (CIG) sono passate da 3,9 a circa 12,6 milioni (con un massimo di 17,7 milioni nel 2012). Nello stesso periodo per l'insieme delle attività produttive le ore di CIG sono passate da 4,6 a 20 milioni, con un massimo di 27,6 nel 2012 [118].

Secondo i dati ISTAT [117] il tasso di disoccupazione è aumentato dal 9,9 %, nel 2007, al 17,5 %, nel 2013.

La figura 24 confronta l'andamento temporale dei consumi elettrici e il numero degli occupati nell'industria sarda, è del tutto evidente la comune tendenza dei due andamenti.

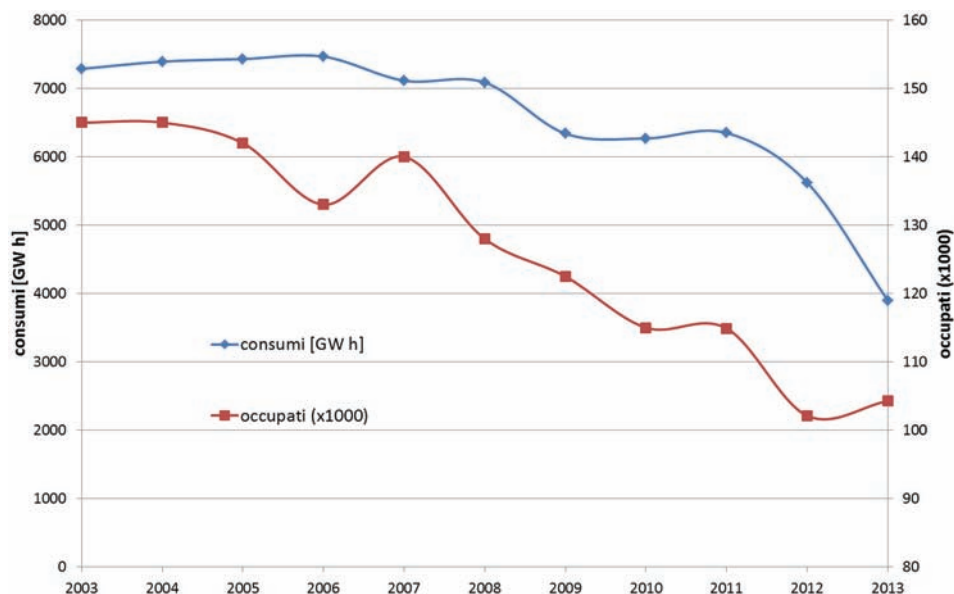


Figura 24 – Industria: andamento dei consumi elettrici (linea continua blu) e degli occupati in Sardegna (linea continua rossa) nel periodo 2003-2013 [11].

Confrontando i dati di consumi elettrici negli anni 2012 e 2013, periodo in cui la crisi dei consumi manifesta tutta la sua virulenza, si osserva che la richiesta di energia da parte dell'industria diminuisce del 30 % (da 5622,3 GW h a 3899,4 GW h) [39, 40]. Questa contrazione dei consumi si riscontra principalmente nella provincia di Cagliari e in quella di

Carbonia-Iglesias, ovvero le due zone dove maggiore è la concentrazione industriale e quindi l'utilizzo dell'energia elettrica. È proprio nella provincia di Carbonia-Iglesias, nella zona del Sulcis-Iglesiente, che si manifesta la maggiore sofferenza dell'industria. Il caso degli stabilimenti ALCOA⁸⁸ ed EurAllumina⁸⁹ di Portovesme sono stati quelli più significativi per i loro risvolti socio-economici, di cui si è parlato e dibattuto a livello nazionale. In questa provincia il consumo di energia elettrica, nel settore industriale, nel 2013 è stato circa un terzo di quello del 2012 (744,8 GW h contro 2157,1 GW h). Per l'insieme delle attività produttive i consumi della provincia di Carbonia-Iglesias, che nel 2012 erano 2480,5 GW h (23,6 % del dato complessivo sardo), si sono ridotti a soli 1052,2 GW h (12,2 % del totale sardo). La contrazione dei consumi industriali registrata in questa provincia, nel biennio 2012-13, è circa il 74 % dei 1917 GW h che rappresentano la contrazione dei consumi avvenuta in tutta l'Isola.

1.6.5 Una elettrificazione mancata

Vogliamo terminare il capitolo con tre cartine che riassumono lo stato di elettrificazione della Sardegna al 31 dicembre 2013.

La prima riguarda gli elettrodotti⁹⁰ (figura 25, si confronti con la figura 10 che riguarda gli elettrodotti di mezzo secolo prima) dove, per una maggiore leggibilità, si sono omesse le linee in bassa tensione che, oggi, raggiungono tutti i centri abitati dell'Isola; ciò è evidenziato nella immagine notturna della Sardegna (seconda cartina, figura 26) che mostra una uniforme distribuzione delle zone illuminate, con ovvio addensamento intorno a Cagliari e a Sassari.

In riferimento alla carta degli elettrodotti si fa notare che, per il motivo detto sopra, laddove nello stesso sito sono presenti più stazioni di trasformazione queste sono unificate in unico punto, per esempio: a Porto Torres vi sono due stazioni e quattro a Cagliari. Per i suddetti motivi non si sono riportate neppure le ubicazioni né dei campi fotovoltaici né dei parchi eolici. Si ricorda, infine, che l'elettrodotto a 200 kV, in corrente continua, che da Codrongianos va a Santa Teresa è il tratto isolano dell'elettrodotto subacqueo SA.CO.I. di cui si è parlato all'inizio del paragrafo 1.6.

La terza cartina (figura 27) è attinente alle linee ferroviarie⁹¹ dell'Isola, e ci consente di raccontare la storia di una elettrificazione mancata che differenziamo dalla elettrificazione realizzata scrivendola in corsivo. La rete ferroviaria della Sardegna ha una estensione di 1038 km, di cui 430 km a scartamento ordinario (in nero nella cartina) gestiti dal gruppo Ferrovie dello Stato – F.S., e i rimanenti, a scartamento ridotto, gestiti da ARST – Trasporti Regionali della Sardegna (in arancio e verde nella cartina).

La questione dell'elettrificazione delle linee F.S. della Sardegna era stata sollevata negli anni '60 del secolo passato, ma soltanto alla fine degli anni '70 le Ferrovie dello Stato iniziarono lo studio di fattibilità generale per l'elettrificazione della loro rete ferroviaria⁹². Lo studio prevedeva l'utilizzo della corrente alternata monofase a 25 kV e 50 Hz; configurazione elettrica assai diversa da quella allora esistente nella Penisola dove le linee lavoravano a 3 kV in corrente continua. Altri Paesi europei avevano già in uso (o in fase sperimentale) il sistema di trazione a corrente alternata monofase: Francia e Regno Unito 25 kV a 50 Hz; Germania, Svizzera, Austria 15 kV con frequenza pari a un terzo di quella degli altri Paesi⁹³ [26, 28].

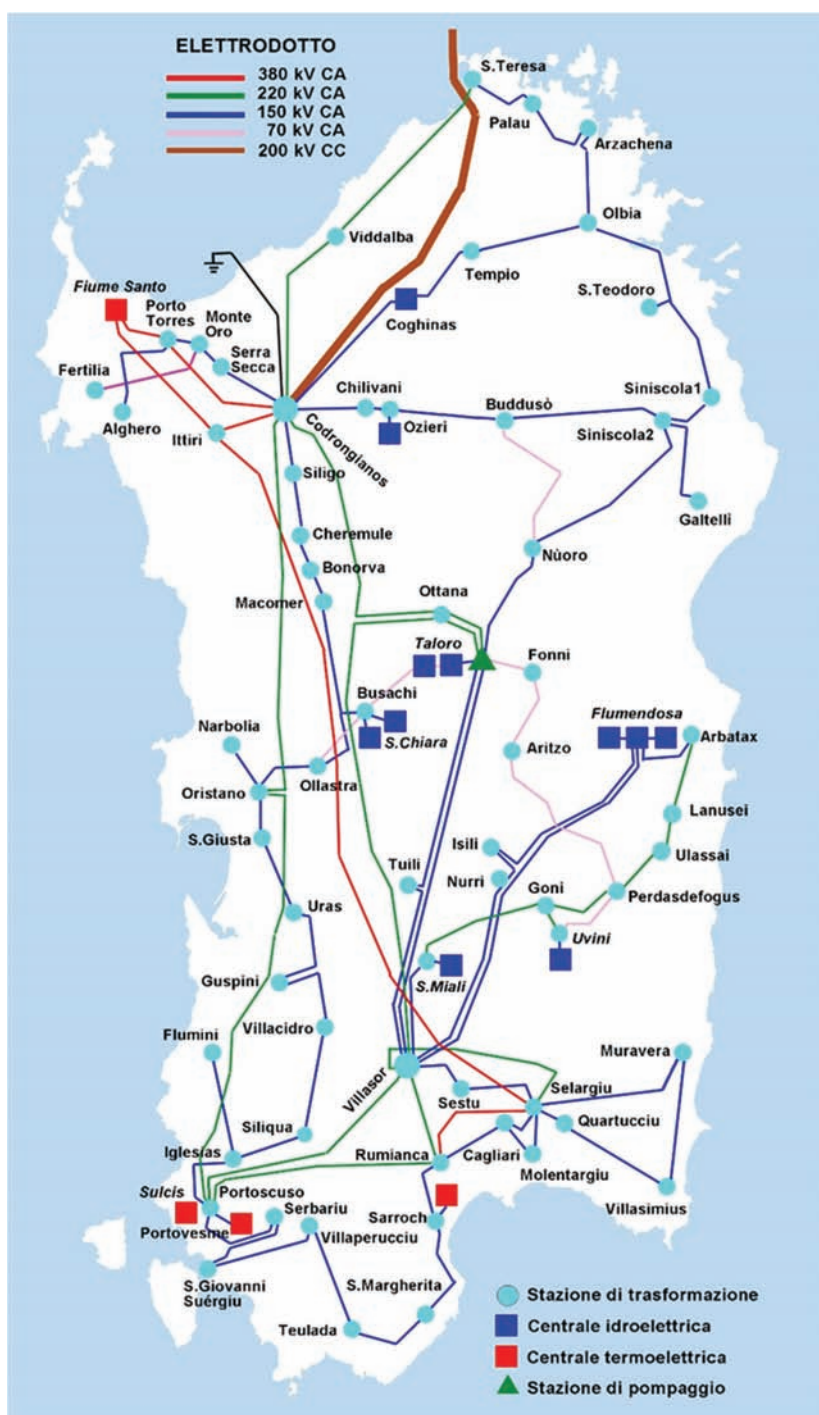


Figura 25 – Anno 2013: elettrodotti in Alta Tensione della Sardegna (realizzazione G. Fasano).

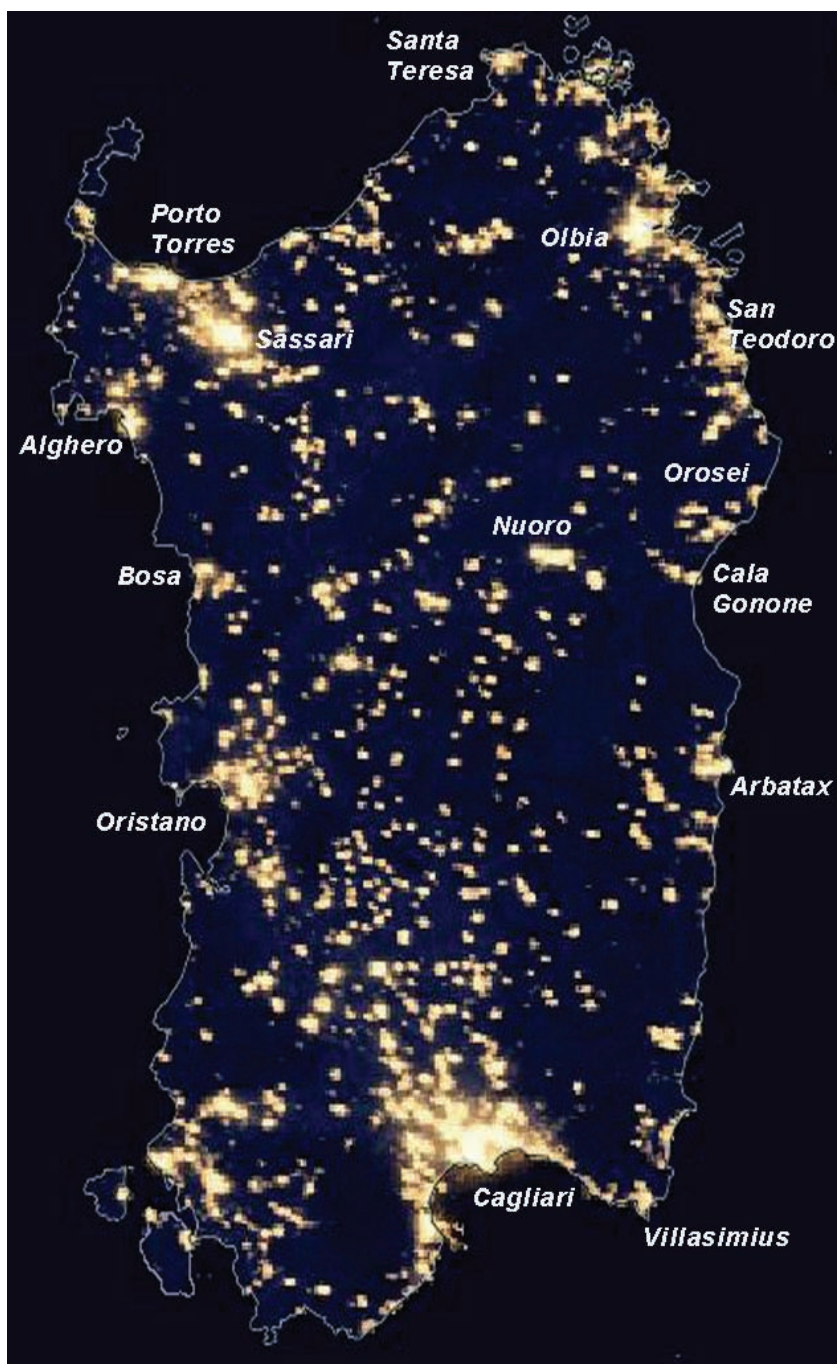


Figura 26 – Visione notturna della Sardegna, si osservi la distribuzione, pressoché uniforme, delle zone illuminate (immagine da [142], elaborazione di G. Fasano).

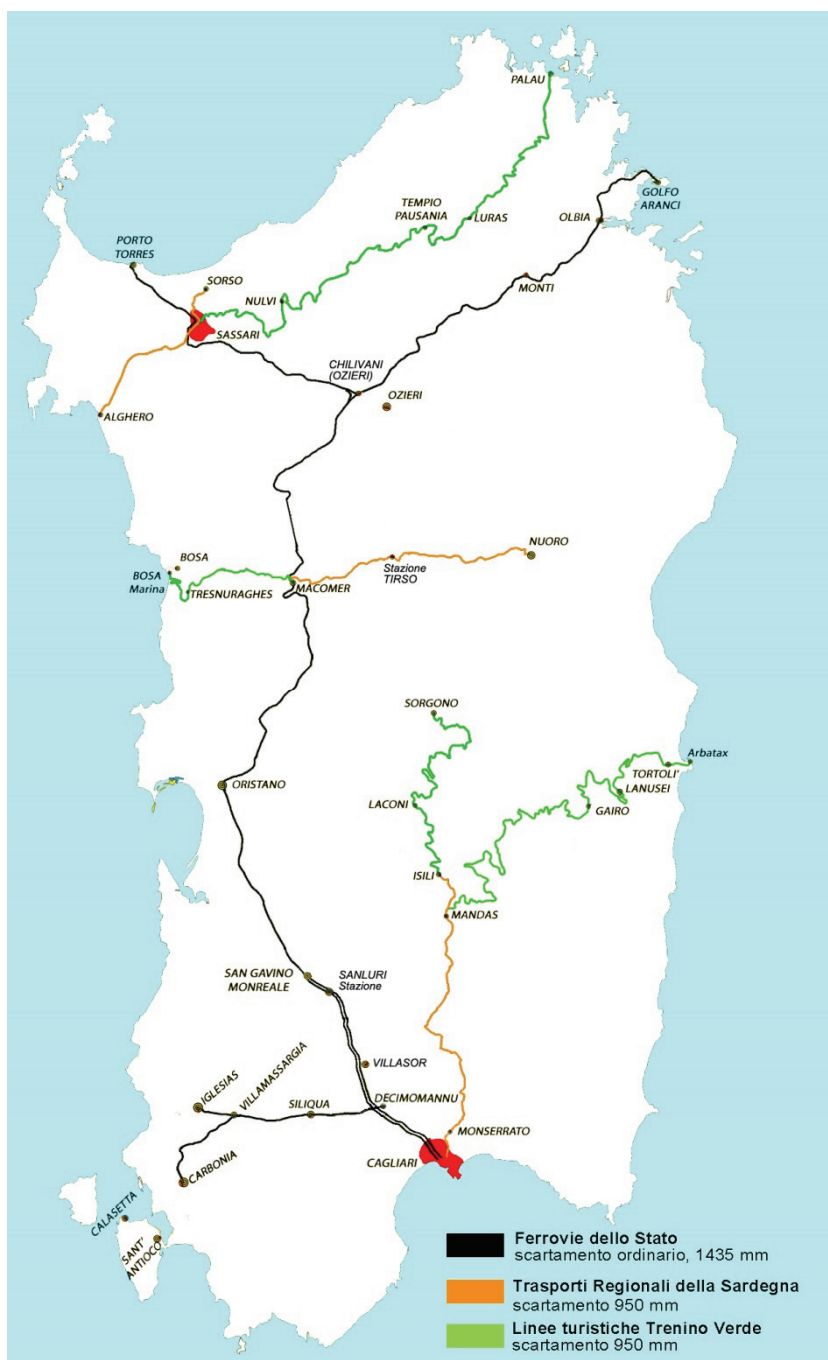


Figura 27 – Rete ferroviaria della Sardegna. A doppio binario solo Cagliari-San Gavino Monreale (realizzazione G. Fasano).

Probabilmente, con la scelta di questo sistema di elettrificazione, F.S. voleva inserire nel mercato internazionale l'industria ferroviaria italiana, in quel periodo in difficoltà rispetto ai concorrenti stranieri. Da qui la scelta della rete sarda (separata dalla rete nazionale) come linea con cui sperimentare il nuovo sistema di elettrificazione [23, 28].

La modernizzazione della linea ferroviaria dell'Isola era iniziata a metà degli anni Settanta con il raddoppio della tratta Cagliari-Decimomannu, i cui lavori terminarono nel 1984 (sic!). Questo doveva essere già un presagio di mala tempora, ma la legge n.17 del 12 febbraio 1981 (art 1, comma L) autorizzò il finanziamento per:

- *l'elettrificazione e la rettifica del tracciato delle linee Cagliari - Golfo Aranci e Chilivani - Porto Torres;*
- *il raddoppio della linea da Decimomannu a San Gavino Monreale che, per inciso, è stato terminato ... negli anni Duemila;*
- *la fornitura dei locomotori elettrici necessari.*

Nel maggio del 1983 fu deciso di affidare la realizzazione del progetto al Consorzio TEAM (Trazione Elettrica Alternata Monofase) costituito da: SAE Sadelmi, SASIB, SIRT, WABCO Westinghouse, Keller Meccanica, Ansaldo e Fiat Ferroviaria; a queste ultime due aziende fu affidata la progettazione e la realizzazione di 25 locomotive (diciannove E491, per servizio merci, e sei E492, per servizio passeggeri) da utilizzare sulle linee sarde [23, 28].

Per disporre di elementi di giudizio su base sperimentale, preliminarmente alla fase esecutiva e per la sperimentazione delle locomotive, fu attrezzato, con alcune apparecchiature sperimentali e con una elettrificazione di 25 kV – 50 Hz, un tratto di 6 km della linea Civitavecchia-Capranica che era fuori esercizio [26, 27].

Nel settembre del 1986 fu consegnata la prima locomotiva E491 per le prove in linea; nel mese successivo anche il primo esemplare di E492 iniziava le prove meccaniche. Dopo i test dinamometrici, al traino di altri locomotori, nella zona di Torino e sulla linea direttissima Firenze-Roma, tre esemplari di E491 e uno di E492 furono provati su i 6 km di linea sperimentale predisposti; i quattro locomotori risultarono idonei al servizio [23]. Nel dicembre 1988 il primo esemplare di E492 fu trasferito in Sardegna, dove vennero svolte delle prove di trazione sotto la catenaria monofase nella tratta Cagliari-Decimomannu. Fra il gennaio 1989 e la primavera del 1990 furono inviati in Sardegna tutti i locomotori, nonostante che il progetto di elettrificazione della rete sarda fosse oramai in grosse difficoltà e prossimo alla cancellazione [23, 28].

Nel 1990 il Consorzio aveva elettrificato soltanto i 15 km da Cagliari a Decimomannu e i 20 km da Villasor a Sanluri con una spesa complessiva di 252 miliardi di lire, quando per tutto il tracciato previsto (346 km⁹⁴) l'importo stabilito dal progetto era di 664 miliardi di lire [18].

È immediato valutare la cifra necessaria per terminare l'opera: ragionando in termini di costo medio a chilometro, avendo speso per i primi 35 km 252 miliardi di lire, ovvero 7,2 miliardi a chilometro, per i rimanenti 311 km sarebbero serviti 2 239 miliardi contro i 412 disponibili.

Il progetto fu allora abbandonato [23, 28]:

- *per motivi economici;*
- *per il cambiamento della situazione politica;*

- per problemi tecnici: incompatibilità della linea aerea a 25 kV con i circuiti elettrici preposti alla sicurezza e al segnalamento;
- per problemi ambientali: l'opposizione dei residenti alla localizzazione delle sottostazioni.

Le locomotive, costate 127 miliardi di lire [18], rimasero inattive e successivamente furono riportate in Continente, per tentare di venderle a ferrovie straniere. Nessuno le volle, erano oramai obsolete e pertanto furono parcheggiate in vari depositi (Foligno, Napoli, Rimini, Livorno) [23, 28], dove rimasero almeno fino al 2011.

Purtroppo come per molte opere pubbliche italiane (per la Sardegna abbiamo citato la centrale idroelettrica sul Liscia) siamo costretti, amaramente, a dire che anche l'elettrificazione delle linee ferroviarie della Sardegna rientra nella categoria delle *incompiute italiane*.



*Alcune locomotive E491 ed E492, destinate alla rete ferroviaria sarda, depositate: a Livorno (sopra) e a Foligno (sotto); tutte in attesa di ... demolizione.
Foto: E. Imperato, nell'ordine 22/02/2009 e 29/10/2011.*

1.7 Note

¹ Il tipo di carbone dipende dalla natura delle piante da cui deriva, dal tempo di seppellimento e dalle vicissitudini geologiche che hanno interessato il giacimento. Gli stadi che portano da legno a carbonio, praticamente puro, sono (in una classificazione “naturalistica” in uso fino alla prima metà del Novecento): torba (55÷60 % di carbonio), lignite (60÷80 % di carbonio), litantrace (75÷93 % di carbonio), antracite (93÷98 % di carbonio), grafite (98÷100 % di carbonio). La lignite è una massa di consistenza da compatta a terrosa, di colore da bruno a nero. Comprende vari tipi di carbone da più prossimi alla torba a più vicini al litantrace, i principali sono: lignite xiloide o piligno, bruna che conserva la struttura e l'aspetto del legno, e la lignite picea che, nella forma più pregiata può avvicinarsi molto al litantrace, nel quale i resti vegetali sono così alterati da non essere più riconoscibili ad occhio nudo. In riferimento a questa classificazione il *carbone del Sulcis* risulta una lignite picea mescolata a molte impurità che, se non eliminate, ne abbassano drasticamente il potere calorifico. Attualmente, in una visione più ingegneristica, si adotta un'altra classificazione, più articolata, che esula dalle finalità di questo lavoro.

² Il Codice dell'Ambiente, art. 291 ss., in particolare all'art. 293 che rimanda all'Allegato X il quale alla Parte prima, Sezione I, punto 1 contiene l'elenco dei combustibili ammessi e alla lettera O prevede che sia consentito l'utilizzo del carbone da vapore se questo ha un contenuto di zolfo non superiore all'1 % in massa.

³ Carbone mercantile, è chiamato così il carbone grezzo da cui, tramite lavaggio, sono stati eliminati residui, impurità e scorie, in modo da aumentarne il potere calorifico a $23,4 \div 24,5$ MJ/kg.

⁴ La C.E.C.A (Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio) nacque col Trattato di Parigi del 18 aprile 1951 con lo scopo di realizzare un mercato comune del carbone e dell'acciaio, di sei paesi europei (Belgio, Francia, Germania Occidentale, Italia, Lussemburgo e Paesi Bassi), caratterizzato dalla libera circolazione di tali risorse e dal libero accesso alle fonti di produzione. Il mercato venne aperto il 18 febbraio 1953 per il carbone ed il 1° maggio dello stesso anno per l'acciaio. La CECA fu l'istituzione che precorse la strada del Trattato di Roma (stipulato nel 1957), con il quale venne costituita la Comunità Economica Europea, divenuta Unione Europea (U.E.) nel 1992.

Dal 1° luglio 1967 - con l'entrata in vigore del Trattato di fusione - le istituzioni della CECA vennero riunite con quelle della Comunità Economica Europea e della Comunità Europea dell'Energia Atomica e vennero così istituiti la Commissione delle Comunità europee, il Consiglio delle Comunità europee, il Parlamento europeo e la Corte di giustizia delle Comunità europee.

In vista della scadenza del Trattato di Roma, che prevedeva un termine di durata di 50 anni, si ebbe la graduale integrazione delle competenze della C.E.C.A. in quelle dell'U.E. In conformità al termine finale previsto nel Trattato istitutivo, la C.E.C.A. fu sciolta il 23 luglio 2002.

⁵ L'ENI (Ente Nazionale Idrocarburi) fu istituito con la legge n.136 nel 1953 dallo Stato Italiano come ente pubblico; dal 1953 al 1962 ne fu presidente Enrico Mattei.

Nato per operare nel settore idrocarburi, fino all'inizio degli anni '90, ENI allargò il suo campo di attività acquisendo aziende nel settore metalmeccanico (il Nuovo Pignone di Firenze nel 1953, poi venduta nel 1993), in quello tessile (Lanerossi di Schio nel 1962, poi ceduta nel 1987). Nel 1982 ENI assorbì le aziende chimiche SIR, Rumianca ed Euteco del gruppo Rovelli. Inoltre intervenne

nell'editoria (quotidiano Il Giorno e Agenzia Giornalistica Italiana), nei combustibili nucleari (Agip Nucleare), nella farmaceutica (Recordati, Sclavo) e nel settore turistico-alberghiero (catena dei motel Agip), tutte attività successivamente cedute.

Nel 1992 con la trasformazione di ENI in società per azioni (decreto legge 333 dell'11 luglio 1992) sotto il controllo del Ministero del Tesoro, iniziò il processo di privatizzazione. Lo Stato Italiano ha venduto, fra la seconda metà degli anni '90 e l'inizio degli anni 2000, circa il 70 % delle azioni di ENI. Attualmente il controllo pubblico (circa il 30 % delle azioni) è esercitato dalla Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. e dal Ministero dell'Economia e Finanze.

Attualmente ENI S.p.A. è presente in quasi novanta nazioni ed opera nel settore energetico svolgendo attività di: ricerca, estrazione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e di gas naturale. Altre attività sono: la generazione e commercializzazione di energia elettrica, la petrolchimica, la progettazione e costruzione degli impianti di perforazione, *offshore* e *onshore*, per l'estrazione di gas e petrolio.

⁶ Bacino idrografico o imbrifero: territorio le cui acque superficiali, di origine sorgiva, o meteorica, alimentano un corso d'acqua; è delimitato da una linea spartiacque che corre lungo la cresta dei rilievi che lo separano dai bacini adiacenti.

⁷ La temperatura media annuale (in un periodo di 20 anni) dei singoli bacini idrografici è stata ottenuta mediando i valori medi registrati nelle stazioni termometriche presenti all'interno di tali bacini [6, pag. 67].

⁸ La piovosità media annuale (in un periodo di 20 anni) dei singoli bacini idrografici è stata ottenuta mediando i valori medi registrati nelle 200 stazioni pluviometriche sparse su tutto il territorio dell'Isola [6, pag. 67].

⁹ Il Coefficiente di deflusso. Per semplificare al massimo possiamo dire che il Coefficiente di deflusso tiene conto dell'Afflusso, ovvero del volume d'acqua raccolta durante l'anno (valore medio su più anni) dal bacino imbrifero (effetto delle precipitazioni), e del Deflusso, ovvero del volume d'acqua che nello stesso anno defluisce dal bacino, tramite la relazione:

$$\text{Coeff. def.} = \frac{\text{Deflusso}}{\text{Afflusso}}$$

Afflusso [m³/anno] = Superficie del bacino [m²] · Precipitazioni [m/anno]

Deflusso [m³/anno] = Afflusso [m³/anno] · Coeff. def. = Sup. bacino · Precipitazioni · Coeff. def.

Poiché Afflussi e Deflussi considerati sono relativi allo stesso bacino, questi possono anche essere espressi in metri, dalle definizioni sopra date l'afflusso (espresso con la minuscola per distinguerlo dal precedente) va a corrispondere alle precipitazioni, mentre il deflusso va a corrispondere alle Precipitazioni moltiplicate per il Coefficiente di deflusso.

¹⁰ Nella letteratura corrente come unico lago naturale della Sardegna viene citato quello di Bàratz, nel territorio di Alghero a 1 km dal mare: superficie 0,6 km², sviluppo costiero 4 km, profondità media 5 m, profondità massima 10 m, bacino idrografico 12 km², immissario principale Rio dei Giunchi, emissari assenti. Nel 2012 sulla rivista *Geografia Fisica e Dinamica Quaternaria* (35, 2012, pp. 177-

184, IT ISSN 0391-9838) è stato pubblicato un articolo dal titolo *New lake in Italy (Southwestern Sardinia): a maar?*, di Sergio Ginesu, in cui si parla di un secondo specchio di acqua dolce naturale di forma circolare di 400 m di diametro e 2,5 m di profondità, poco più a sud di Portoscuso (CI). Per una definizione tecnica di lago (*lake*) e di stagno (*pond*) si veda [41] o [42].

¹¹ Diga di Santa Chiara d'Ula: altezza sull'alveo 70 m con uno sviluppo al coronamento di 260 m, le quote di massimo e di minimo invaso sul livello del mare erano rispettivamente di 107 m e 80 m.

¹² Si deve all'Ingegnere Angelo Omodeo l'avviamento dell'elettrificazione, su vasta scala, della Sardegna. Intorno al 1910 l'ingegnere di Mortara (Pavia), in seguito ad approfonditi studi sulle risorse idriche dell'Isola, aveva intuito le straordinarie potenzialità derivanti dalla regimentazione delle acque da utilizzarsi per scopi sia irrigui sia per la produzione di energia idroelettrica. Per iniziativa dell'Ingegnere Omodeo nel novembre del 1911 nasceva la Società Elettrica Sarda, mentre nel 1913 vedeva la luce la Società Imprese Idrauliche ed Elettriche del Tirso. Nel febbraio del 1914, in seguito ad un accordo tra la Società Elettrica Sarda e il Comune di Cagliari cominciava la fornitura di energia elettrica ai privati [123].



¹³ Diga di Busachi: altezza sull'alveo 29 m, con uno sviluppo di coronamento di 150 m, quota massima di invaso 56 m s.l.m., quella massima di regolazione 52 m, mentre quello di minimo invaso era a 47,50 m.

¹⁴ Diga di Gusana del tipo ad arco-cupola: altezza massima sull'alveo 88 m, lunghezza al coronamento 369 m; quota massima di invaso 642,50 m.

¹⁵ Diga di Cucchinadorza del tipo a gravità: altezza sull'alveo pari a 45,50 m e una lunghezza al coronamento di 161 m, quota di massimo invaso 348 m s.l.m.

¹⁶ Diga di Benzone del tipo a gravità: altezza massima 19 m sull'alveo, lunghezza al coronamento 220 m; quota di massimo invaso 151,50 m s.l.m.

¹⁷ Diga di Bau Mela: altezza 25,50 m, lunga al coronamento 86 m. La quota di massimo invaso è a 812 m s.l.m.

¹⁸ Diga di Bau Mandara: altezza sull'alveo 19,25 m e lunghezza al coronamento 61,70 m. La quota di massimo invaso è di 806,80 m s.l.m.

¹⁹ Diga di Bau Muggéris: altezza 63 m e lunghezza alla quota di coronamento 235 m. La quota di massimo invaso è di 800 m s.l.m.

²⁰ Diga del Medio Flumendosa: altezza sull'alveo di 119 m, lunghezza del coronamento 316 m. La realizzazione della diga fu celebrata con l'emissione di un francobollo, da 25 lire, l'1 febbraio 1958.



²¹ Diga del Mulargia: altezza sull'alveo 99 m, lunghezza del coronamento 272 m.

²² L'opera che dal lago Mulargia adduce l'acqua al bacino di Casa Fiume, da dove poi viene distribuita a tutto il Campidano, è costituita da: una galleria di derivazione lunga 9920 m funzionante a pelo libero, da un canale adduttore principale lungo 20 km di cui 15 all'aperto, 3,5 km in galleria a pelo libero, 1 km in galleria in pressione e il resto in sifone. Il bacino di *Sa Forada de is Aquas*, è ugualmente alimentato da queste condotte.

²³ Diga del Coghinas: l'altezza della diga sull'alveo raggiunge i 58 m; la lunghezza del coronamento è 185 m; la quota di massimo invaso è di 164 m.

²⁴ Diga di Casteldoria: l'altezza sull'alveo è di 37 m; la lunghezza dello sbarramento alla quota di coronamento è di 97 m; la quota di livello di massima piena è di 26 m s.l.m. (minimo assente).

²⁵ Diga di Pedra 'e Othoni: altezza sull'alveo di 80 m; lunghezza del coronamento 301 m; quota di massimo invaso 127 m s.l.m.

²⁶ I ritrovamenti archeologici della zona testimoniano una intensa coltivazione, da parte dei Cartaginesi e dei Romani, attorno ai più importanti giacimenti di minerali di piombo e zinco lungo la costa sud-occidentale dell'Isola, e, in particolare di quelli ricchissimi di Monteponi e Montevicchio. Anche i Pisani, a partire dal XIII secolo, si interessarono ampiamente all'attività estrattiva. L'estrazione del minerale continuò fino al XVIII secolo quando, con il loro esaurimento, le miniere furono abbandonate. È del 1865 la scoperta dell'importanza della calamina da parte dell'ing. Eyquem, che a Buggerru e Monteponi aveva localizzato vasti giacimenti di questo minerale di zinco. Immediatamente fu organizzata la coltivazione del nuovo minerale. Il vantaggio economico di vendere la calamina calcinata e non cruda, rese necessaria la realizzazione di immensi forni di calcinazione, che furono costruiti negli anni successivi.

²⁷ Anno 1905: sistemi elettrici utilizzati nelle miniere sarde, da [5].

Miniera	Comune	Natura della corrente	Potenza		Genere di motore	Osservazioni
			volt	ampere		
Acquaresi	Iglesias	Continua	110	18	Vapore	Illuminazione
Acquaresi	Iglesias	Continua	220	60	Vapore	--
Argentiera	Sassari	Continua	110	65	Vapore	Illuminazione
Argentiera	Sassari	Continua	330	36	Vapore	--
Buggerru	Flumini	Continua	110	100	Vapore	--
Buggerru	Flumini	Continua	110	60	Vapore	Illuminazione
Buggerru	Flumini	Continua	260	65	Vapore	--
Buggerru	Flumini	Alternata Trifase	500	--	Gas povero	In corso di impianto

(continua)

(segue)

Buggerru	Flumini	Alternata Trifase	500	--	Gas povero	--
Buggerru	Flumini	Alternata Trifase	500	--	Gas povero	--
Buggerru	Flumini	Alternata Trifase	500	--	Gas povero	--
Genna Rutta	Iglesias	Continua	225	80	Vapore	--
Ingortosu	Arbus	Continua	110	12	Idraulico	Illuminazione
Ingortosu	Arbus	Continua	150	85	Idraulico	--
Ingortosu	Arbus	Continua	150	85	Idraulico	--
Ingortosu	Arbus	Continua	100	70	Vapore	Illuminazione
Malacalzetta	Iglesias	Continua	110	35	Vapore	Illuminazione
Masua	Iglesias	Continua	--	--	Vapore	Illuminazione
Monteponi	Iglesias	Continua	120	290	Vapore	Illuminazione
Monteponi	Iglesias	Continua	110	80	Vapore	Illuminazione
Monteponi	Iglesias	Continua	110	60	Vapore	Illuminazione
Monteponi	Iglesias	Continua	50	50	Vapore	--
Monteponi	Iglesias	Continua	110	35	Vapore	Illuminazione
Montevecchio	Guspini	Alternata Trifase	550	125	Gas povero	--
Montevecchio	Guspini	Continua	130	15	Gas povero	--
Nebida	Iglesias	Continua	110	36	Vapore	Illuminazione
Nebida	Iglesias	Continua	110	18	Vapore	Illuminazione
Orbai	Narcao	Continua	135	65	Vapore	Illuminazione
Rosas	Narcao	Continua	150	60	Vapore	Illuminazione
San Giovanni	Iglesias	Continua	105	26	Vapore	--
San Giovanni	Iglesias	Continua	220	60	Vapore	--
San Benedetto	Iglesias	Continua	112	50	Vapore	--
San Benedetto	Iglesias	Continua	500	90	Vapore	--

²⁸ Gas povero o gas d'acqua: miscela combustibile di idrogeno, ossido di carbonio e anidride carbonica, ottenuta insufflando vapor d'acqua su carbone rovente. Il gas povero è un combustibile molto economico ma dal basso potere calorifico.

²⁹ Un po' di terminologia elettrotecnica secondo il Sistema Internazionale [4].

L'energia, in generale, si misura in joule (J), vedi sotto 1), per quella elettrica è consentito, dalla Metrologia Legale [4, 119], anche il wattora e il suo multiplo il kilowattora (1 kW h = 1000 W h).

La potenza, ovvero l'energia nell'unità di tempo cioè il secondo (s), si esprime in watt (W), vedi sotto 2):

$$1 \text{ W} \cdot 1 \text{ s} = 1 \text{ J}$$

$$1 \text{ W} \cdot 1 \text{ h} = 1 \text{ W h}$$

I fattori che determinano la potenza sono:

- La tensione (o differenza di potenziale-ddp, o forza elettromotrice-fem; a stretto rigore le tre denominazioni non sono identiche, ma non è questa la sede per fare sottili distinzioni semantiche) che si esprime in volt (V), vedi sotto 3), multiplo del volt è il kilovolt (1 kV = 1000 V).

- La corrente, flusso di elettroni che attraversa la sezione di un conduttore elettrico nell'unità di tempo sotto l'azione di una ddp, si esprime in ampere (A), vedi sotto 4).

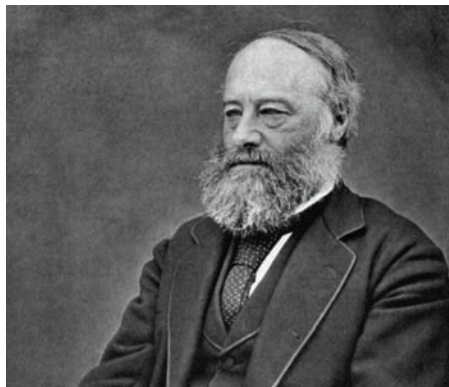
Nella sua forma più semplice la potenza è espressa dal prodotto fra tensione e corrente:

$$1 \text{ W} = 1 \text{ V} \cdot 1 \text{ A}$$

Multipli del watt sono: il kilowatt (1 kW = 1000 W), il megawatt (1 MW = 1000 kW), il gigawatt

(1 GW = 1000 MW); analogamente per l'energia oltre ai già citati Wh e kWh abbiamo il megawattora (1 MW h = 1000 kW h) e il gigawattora (1 GW h = 1000 MW h).

1) James Prescott Joule (Salford, 1818 – Sale, 1889) fisico inglese. Autodidatta, effettuò importanti ricerche di termodinamica e di elettrologia; pose le basi sperimentali sia della teoria meccanica del calore (eseguendo la determinazione diretta dell'equivalente termico del lavoro meccanico) sia del principio di conservazione dell'energia. Joule enunciò, inoltre, la legge relativa agli effetti termici delle correnti elettriche (effetto Joule). Di fondamentale importanza i suoi studi, condotti in collaborazione con lord Kelvin, sull'energia interna dei gas [124].



2) James Watt (Greenock, 1736 – Handsworth, 1819) ingegnere scozzese. Lavorò in un laboratorio di meccanica dell'università di Glasgow, interessandosi agli studi sul calore con lo scopo di migliorare il rendimento delle pompe a vapore usate per l'estrazione dell'acqua dalle miniere. Nel 1769 brevettò una macchina a vapore che, perfezionata in seguito, rappresentò lo schema base per tutti i motori alternativi a vapore. A Watt si deve l'introduzione del *horsepower*, unità di misura della potenza prodotta dalle macchine a vapore [125].



3) Alessandro Volta (Como, 1745 – ivi, 1827), fisico italiano. Divenuto professore di fisica sperimentale all'Università di Pavia, compì importanti esperienze sulla dilatazione dell'aria e introdusse i concetti di capacità elettrica e di tensione elettrica. Negli stessi anni in cui Volta svolgeva le sue ricerche di elettrologia, Galvani scoprì un tipo di fenomeno elettrico completamente nuovo, che interpretò come la prova dell'esistenza di una elettricità di origine animale. Volta ne confutò l'interpretazione, attribuendo la causa dei fenomeni elettrici al contatto di metalli diversi. Fu proprio in conseguenza della



polemica con Galvani, che Volta realizzò (1799 – 1800) il primo generatore statico di energia elettrica (la pila di Volta) usando dei dischetti di ferro e di zinco alternati e separati da strati di panno imbevuto di una soluzione acquosa di acido solforico. La pila di Volta aprì la strada all'impiego pratico dell'elettricità [126].

4) L'ampere, simbolo A, esprime il flusso di elettroni (o più in generale la carica elettrica) che attraversa la sezione di un conduttore nell'unità di tempo, ovvero la corrente elettrica. Questa grandezza deve il suo nome al fisico francese André-Marie Ampère (Poleymieux-au-Mont-d'Or 1775 – Marsiglia, 1836). Ampère si dedicò allo studio delle relazioni fra elettricità e magnetismo, e allo sviluppo degli studi di elettromagnetismo. Riuscì a formulare su basi matematiche la legge fondamentale dell'elettrodinamica. Stabili, tra l'altro, un legame tra effetti elettrici e magnetici, mostrando che un circuito percorso da corrente è equivalente a un ago magnetico (principio di equivalenza di Ampère) [127].



³⁰ Gas illuminante o gas di città: è ottenuto per distillazione secca di carboni fossili, generalmente il litantrace, che opportunamente scaldato si trasforma in carbon coke (carbone, spugnoso, ad alto potere calorifico), liberando allo stesso tempo una miscela di gas costituita da monossido e biossido di carbonio (78-85 %), ossigeno (6-13 %), idrogeno (5-6 %), azoto (1,2-1,9 %). Il gas illuminante risultava avere un potere calorifico superiore al gas povero (vedi nota 28).

L'industria del gas illuminante nacque agli inizi del XIX secolo con i primi tentativi di illuminare le città. Alcuni quartieri di Parigi e Londra furono regolarmente illuminati nel 1815. Il massimo sviluppo di questa industria si ebbe nella seconda metà dell'Ottocento, poi l'avvento della lampadina elettrica ne ridusse l'uso limitandone l'impiego ai fornelli domestici, da qui il cambiamento del nome in gas di città. Per quest'ultimo impiego il gas illuminante, ottenuto come sopra indicato, subiva un processo che modificava la componente combustibile in metano, che ne aumentava il potere calorifico.

³¹ Lentisco (*Pistacia lentiscus*): arbusto diffuso in tutto il Mediterraneo, in particolare nelle isole in quanto eliofila, termofila e xerofila. Ha foglie pennate, fiori in racemi e frutti (drupe) con semi da cui si estrae l'olio. In Sardegna l'olio di lentisco (*oll'e stincu*) è stato fino al XX secolo il grasso alimentare vegetale succedaneo dell'olio d'oliva. L'olio d'oliva era destinato alle mense dei ricchi e per le occasioni particolari, quello di lentisco alle mense dei poveri. L'olio di lentisco, non utilizzato per l'alimentazione, e l'olio di olivastro erano utilizzati come combustibile per l'illuminazione.



Pianta di lentisco, foglie e bacche. Foto Gianni Fasano

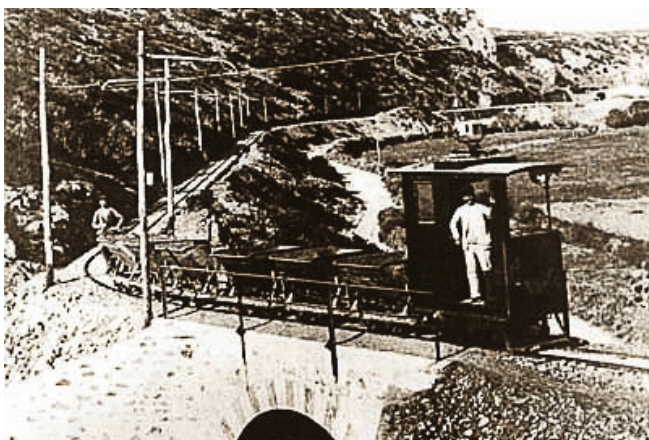
³² Fino al 2001 le Province sarde erano quattro: Sassari (SS), Nùoro (NU), Oristano (OR), Cagliari (CA). Fra il 2001 e il 2004 è stato tentato di formalizzarne altre quattro: Olbia-Tempio (OT), Ogliastra (OG), Medio Campidano (Villacidro-Sanluri, VS), Carbonia-Iglesias (CI). Con la riforma in atto, delle Province, ogni decisione è stata bloccata.



Provincia di:
 Sassari (SS),
 Olbia-Tempio (OT),
 Nùoro (NU),
 Oristano (OR),
 Ogliastra (OG),
 Cagliari (CA),
 Carbonia-Iglesias (CI),
 Medio Campidano (VS).

³³ La prima linea ferroviaria elettrificata della Sardegna era a scartamento ridotto (600 mm); la tensione di linea, 220 V, a corrente continua, era generata da una dinamo azionata da una motrice a vapore. La ferrovia collegava la miniera, di piombo e zinco, di Acquaresi (comune di Iglesias) al piccolo porto di Cala Domestica (distante 4,7 km) per il trasporto del minerale. La ferrovia fu smantellata dopo la seconda guerra mondiale.

Testo da [120]; foto da [128].



³⁴ La Società Elettrica Sarda si costituì nel 1911 e fu la protagonista della politica energetica isolana fino alla nazionalizzazione del 1962. La SES aveva come scopo: 1) *l'esercizio di centrali generatrici di energia elettrica da erogarsi: per forza motrice, per illuminazione, per trazione e per altri scopi industriali*; 2) *l'esercizio di ferrovie e di tramvie*; 3) *l'assunzione di concessione di forza idraulica* (Art. 4 dello Statuto della SES, [7]). Fra i soci fondatori vi erano la Bastogi, la Banca Commerciale Italiana, il gruppo Orlando, Alberto Lodolo, Luigi Merello.

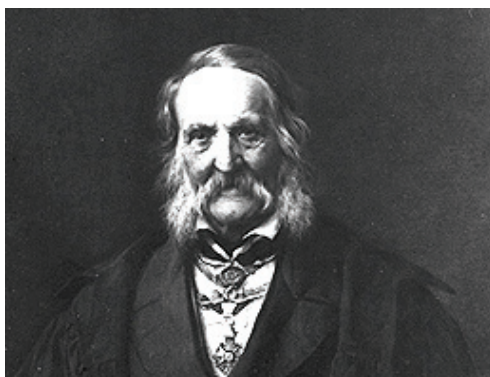
³⁵ Antonio Pacinotti (Pisa 1841– ivi 1912). Fisico studioso dell'induzione elettro-magnetica e della fotoelettricità. Nel 1873 fu nominato professore di fisica all'Università di Cagliari e nel 1881 succedette al padre all'Università di Pisa. Nel 1906 fu nominato Senatore del Regno e tenne la presidenza onoraria dell'Associazione Elettrotecnica Italiana. È sua l'invenzione dell'*anello di Pacinotti*, generatore elettrico di corrente continua (dinamo) che può funzionare anche da motore elettrico in corrente continua. [129]



³⁶ Michael Faraday (Newington 1791 – Hampton Court 1867). Fisico e chimico, sperimentale, britannico. Autodidatta iniziò con studi sulla liquefazione dei gas, poi dimostrò l'azione dei magneti sui conduttori percorsi da corrente definendo il fenomeno dell'induzione elettro-magnetica e quello della propagazione nello spazio delle azioni elettriche e magnetiche. Su questi ultimi studi si basa la teoria elettromagnetica di J. C. Maxwell e tutto l'elettromagnetismo moderno. Buona parte dei fenomeni studiati e dei dispositivi realizzati da Faraday portano il suo nome. Fra i dispositivi è a tutti nota la Gabbia di Faraday. [130]



³⁷ Franz Ernst Neumann (Joachimstal 1798 – Königsberg 1895). Fisico teorico tedesco svolse ricerche fondamentali di termologia, ottica, cristallografia. Contribuì alla teoria dell'elasticità, ma il suo studio che ha portato a risultati pratici più evidenti è stato quello sull'induzione elettro-magnetica a cui dette forma analitica. [131]



³⁸ Heinrich Friedrich Emil Lenz (Dorpat 1804 – Roma 1865). Fisico sperimentale russo studioso di elettrologia, proseguì le ricerche sull'induzione elettromagnetica iniziate da Faraday e scoprì la relazione fra temperatura e resistività elettrica dei conduttori. Fra i suoi esperimenti più famosi ci sono quelli per la validazione della legge dell'induzione elettromagnetica. [132]



³⁹ *Legge di Faraday-Neumann-Lenz*

Agli estremi di un conduttore, in moto relativo rispetto a un campo magnetico, si sviluppa una differenza di potenziale (ddp) elettrico:

$$e = - \frac{d\Phi}{dt}$$

ovvero la ddp indotta (e) ha valore pari alla derivata nel tempo (t) del flusso magnetico (Φ) e tende a produrre, nel conduttore, una corrente che a sua volta genera un campo magnetico di senso opposto alla variazione del campo inducente: rinforzandolo se questo è in diminuzione o riducendolo se questo è in accrescimento (questo aspetto è indicato dal segno *meno* davanti alla derivata).

La legge di F.-N.-L., nella sua semplicità formale, non è di facilissima comprensione e, come tutte le leggi formalmente semplici e concettualmente complesse, governa molti fenomeni elettromagnetici. I più interessanti in questo contesto sono:

- l'effetto magnetoelettrico, ovvero la possibilità di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica (alternatore);
- l'effetto magnetomotore, ovvero la possibilità di trasformare l'energia elettrica in energia meccanica (motore elettrico).

⁴⁰ Come si vede nella figura 4B, una peculiarità della corrente alternata è quella di avere semionde positive e negative identiche e quindi di essere, complessivamente, a valore medio nullo.

⁴¹ Dal greco *dýnamis* (δύναμις) = forza, potenza. La Fisica distingue fra forza e potenza mentre i Greci consideravano le due parole sinonimi come, purtroppo, ancora oggi qualcuno, anche in ambito scientifico, continua a fare [4].

⁴² Nicolas Constant Pixii (Parigi 1776 – ivi 1861) e il figlio Hippolyte Pixii (Parigi 1808 – ivi 1835) furono abilissimi progettisti e costruttori di strumenti scientifici, collaboratori di Ampère. Nel 1832 i Pixii mostrarono all'Accademia delle Scienze di Parigi la propria invenzione formata da due bobine fisse e un magnete rotante (azionato manualmente). Questa macchina, basata sul principio dell'induzione magnetica scoperto da M. Faraday, può essere considerata uno dei primi dispositivi in grado di convertire l'energia meccanica in energia elettrica.

La presentazione fu fatta da Hippolyte e per questo lavoro gli fu dato in premio una medaglia d'oro del valore di 300 franchi. Ma come è chiaramente scritto nel verbale redatto dall'Accademia Reale delle Scienze per quell'evento la realizzazione dell'apparecchio è da attribuirsi a *Pixii Père et Fils, ingénieurs constructeurs d'instruments de physique, chimie, mathématiques, et optique*. Ovviamente, come ogni buon padre, Nicolas fece in modo di mettere in evidenza il figlio ventiquattrenne. Ciò che risulta strano è l'attribuzione, anche nel *web*, dell'unico ritratto dei Pixii a Hippolyte. L'immagine, riportata qui a lato, non mostra certo un giovane (morto a 27 anni), pertanto a nostro avviso è da attribuirsi a un uomo maturo ovvero al più celebre Nicolas (morto a 85 anni). [133]

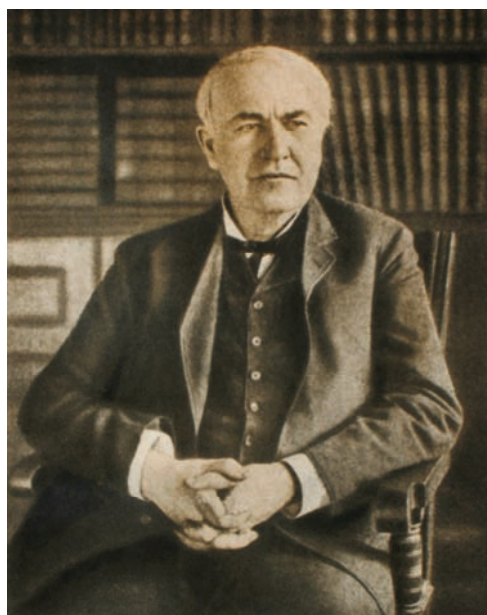


⁴³ La figura 5B mostra al centro una ddp sinusoidale raddrizzata, ovvero con le semi-sinusoidi tutte dalla stessa "parte". Questa, pur non rappresentando una corrente perfettamente continua, rappresenta una corrente che, a differenza di quella in alto nella stessa figura, ha un valore medio diverso da zero proprio perché è "continuamente dalla stessa parte".

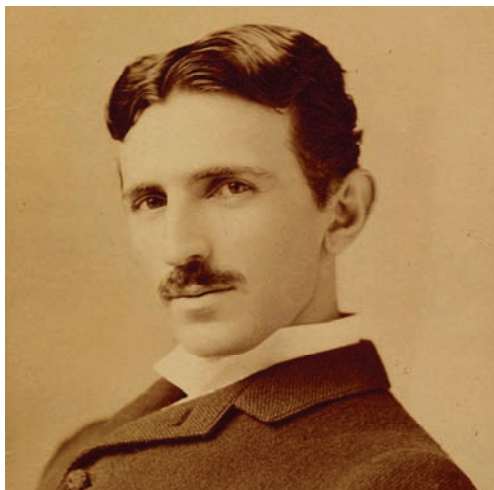
⁴⁴ Thomas Alva Edison (Milan, Ohio 1848 – West Orange, New Jersey 1931). Inventore statunitense, il suo nome è legato alla storia del progresso scientifico per tre invenzioni fondamentali:

- la lampada elettrica ad incandescenza con filamento di carbone, la sua applicazione fu mostrata all'Esposizione Internazionale di Parigi del 1881 dedicata all'elettricità;
- l'emissione elettronica da parte di corpi incandescenti: effetto Edison (1884) che sta alla base delle valvole termoioniche;
- il fonografo (1887) primo sistema di registrazione e riproduzione dei suoni.

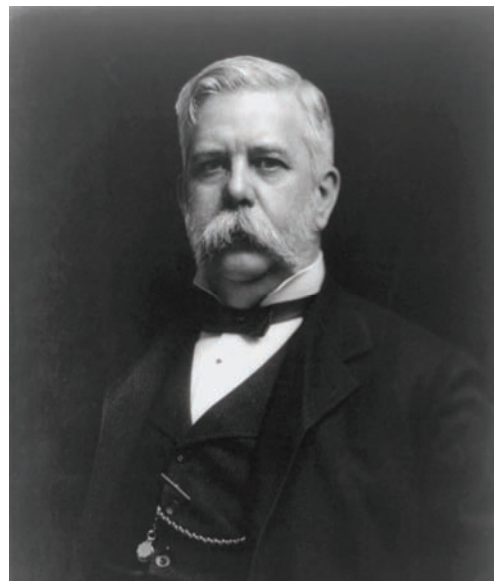
Edison non fece mai parte del mondo accademico e solo nel 1927 fu ammesso alla *National Academy of Sciences*. Nella sua lunga carriera ottenne oltre 1200 brevetti. [134]



⁴⁵ Nikola Tesla (Smiljan, Serbia, 1856 – New York, 1943). Ingegnere statunitense. Arrivato in USA nel 1884 fondò, nel 1887, una società di produzione di alternatori, poi confluita nel gruppo Westinghouse. Realizzò (nello stesso periodo di Galileo Ferraris) il motore a campo magnetico rotante e molte altre invenzioni. Progettò e realizzò la prima centrale idroelettrica a corrente alternata sulle cascate del Niagara (1895-1896). Nella sua lunga carriera ottenne circa 700 brevetti. [135]



⁴⁶ George Westinghouse (Central Bridge 1846 – New York 1914). Industriale, ingegnere e inventore statunitense. Nel 1872 fondò l'omonima società, per la produzione di dispositivi elettrici. Nel 1911 ricevette la medaglia d'onore dall'*Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE). Fu amico di N. Tesla e sostenitore e attuatore delle sue teorie, in particolare quelle riferite alla realizzazione di un sistema globale di distribuzione dell'energia elettrica in forma di corrente alternata, oggi universalmente adottato. Attualmente la società, fondata da Westinghouse, opera su vari fronti: materiale elettrico, macchine elettriche, sistemi elettro-nucleari, telefonia, produzione siderurgica, ecc. [136]



⁴⁷ Il generatore di CC trasforma l'energia meccanica applicata al rotore in energia elettrica; se a una macchina di questo tipo si applica energia elettrica il suo rotore entra in rotazione, trasformando l'energia elettrica in energia meccanica, in altre parole la dinamo è una macchina *reversibile* ovvero può funzionare sia da generatore di CC sia da motore in CC.

⁴⁸ Non entriamo nei dettagli tecnici, ed economici, che portano a preferire la CC alla CA nel caso di linee molto lunghe senza stazioni elettriche intermedie, come è appunto nel caso delle linee elettriche sottomarine.

⁴⁹ Marcello Serra nel 1961 ne *La Terra incantata* (in [35] pp. 24-25) descrive la Sardegna di cinquanta anni prima, all'alba dell'elettrificazione:

[...] quando cominciò la storia di questa grandiosa trasformazione, e ciò nell'anno zero della rinascita sarda, l'isola, in quasi tutte le sue plaghe, presentava un volto così ostile ed un costume così selvaggio che nessuno degli abitanti attuali, se miracolosamente gli fosse concesso di rivederla come era allora, sarebbe in grado di riconoscerla. Come infatti un ipotetico viaggiatore nel passato potrebbe orientarsi in quel paese tanto diverso dall'odierno? Non saprebbe innanzi tutto come muoversi, perché le strade nella Sardegna di cinquanta anni fa sono pochissime e rudimentali. Scarsissimi sono i mezzi di comunicazione: si riducono a un paio di treni e dovranno passare ancora molti anni prima che compaiano le prime automobili private e le corriere. Si viaggiava dunque per lo più a cavallo o col carro a buoi. I più fortunati usano la carrozza; la maggior parte dei sardi, però, va a piedi. Di notte naturalmente ogni viaggio, ogni attività si interrompe. Nelle ore notturne non ci si muove se non per motivi eccezionali, perché tutta l'isola è immersa nel buio più fitto. Tutte quelle tenebre rendono più pericoloso ed infido il cammino. Anche nelle città non è piacevole circolare di notte per le vie ruvide, sconnesse e fiocamente illuminate da qualche lampione a gas. La vita praticamente cessa in tutta la Sardegna col tramonto del sole. Anche perché in molti mesi dell'anno e in quasi tutte le contrade dell'isola con l'oscurità ritorna l'insidia delle zanzare e della malaria, dalle quali ci si può difendere solo barricandosi in casa.

⁵⁰ Le centrali del Tirso furono dismesse agli inizi degli anni Novanta. Nel 2005 entrarono in funzione le due nuove centrali del Tirso (Primo e Secondo Salto) nel comune di Busachi (OR).

⁵¹ Galena: solfuro di piombo (Pb S). È un minerale tenero, fragile, molto denso; i maggiori giacimenti italiani sono in Sardegna: Montevecchio (VS) e Monteponi (CI).

⁵² Ammoniaca (N H₃). Gas incolore dall'odore caratteristico e fortemente irritante. Industrialmente si prepara su larga scala per sintesi diretta di azoto e idrogeno con catalizzatore di ferro a 380 ÷ 450 °C. È usata come materia prima per la preparazione di: fertilizzanti, urea, acido nitrico, solventi, esplosivi, materie plastiche, ecc.

Nei primi impianti di refrigerazione, era usata come vettore refrigerante, poi, in parte, sostituita dai freon (nome commerciale di diversi composti del fluoro). Dal 1988 anche i freon sono stati sostituiti da altri composti perché ritenuti nocivi per l'ozono atmosferico.

⁵³ Si noti che qui e nel seguito (almeno fino alla nazionalizzazione delle imprese produttrici di elettricità – 1962) si esprimono i dati in termini di potenza (watt e i suoi multipli) o in termini di energia (watt ora e i suoi multipli), così come si ritrovano in letteratura.

È facile passare dall'una all'altra grandezza quando si conosca per quante ore, mediamente, in un anno l'impianto è stato in produzione. Ovviamente ogni impresa, in relazione alla tipologia di impianto, al numero dei manutentori, alla rapidità di intervento, ecc. poteva garantire un certo numero di ore di funzionamento, che però era ben lontano dalle 8760 ore che ci sono in un anno.

È solo con la nazionalizzazione, ovvero con il passaggio di tutte le imprese all'ENEL e la conseguente dismissione delle più obsolete e il rinnovamento della maggior parte delle rimanenti, che, almeno per le termoelettriche più grandi, si può passare dalla potenza all'energia considerando la produzione media annua su 5500 ore. È di difficoltà crescente stabilire un coefficiente analogo

(Fattore di Utilizzo) per le centrali idroelettriche, fotovoltaiche, eoliche, tutte legate al tempo meteorologico locale.

In ogni caso è un esercizio che esula dalle finalità di questo lavoro.

⁵⁴ Sono i dati maggiormente indicati in letteratura, anche se in certi documenti si trovano valori leggermente discordanti [35].

⁵⁵ Nel periodo 1943-45 i dati rintracciabili nelle diverse fonti riportano i consumi accorpatisi in Regioni del Nord, Regioni del Centro, del Sud e delle Isole [39].

⁵⁶ *Produzione lorda* di energia elettrica, di un sistema di generazione in un determinato periodo: è la quantità di energia elettrica prodotta misurata ai morsetti dei generatori elettrici.

Si distingue dalla *produzione netta* che è definita come la quantità di energia elettrica prodotta misurata all'uscita dell'impianto di generazione; ovvero la differenza fra la produzione lorda e la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale, perdite negli *inverter* e nei trasformatori nel caso di centrali fotovoltaiche, ecc.).

Alcuni sistemi di generazione elettrica prevedono il sollevamento, a mezzo di pompe, di acqua in invasi di riserva, acqua da riutilizzarsi, per la produzione di un sovrappiù di energia elettrica, in condizioni di incrementi temporanei di richiesta da parte dell'utenza (un cenno a questi sistemi è fatto nel paragrafo 1.6). In questi casi per ottenere la produzione netta va sottratta dalla produzione lorda anche la quota di energia elettrica destinata ai pompaggi.

La produzione netta di energia elettrica viene anche chiamata *produzione di energia destinata al consumo*.

⁵⁷ *Energia richiesta* su una rete, in un determinato periodo: è la produzione destinata al consumo meno l'energia elettrica esportata, più l'energia elettrica importata.

⁵⁸ *Consumi elettrici* degli utilizzatori finali: sono dati dall'energia richiesta meno le perdite di trasmissione e distribuzione (cabine di trasformazione, linee elettriche, ecc.).

⁵⁹ La centrale di Uvini non è più attiva dal 1998 e quella di Santu Miali dal novembre 2012. Sono in corso lavori per la loro messa in esercizio nel 2014 (vedi delibera 8/8 del 27/2/2014 della Regione Autonoma della Sardegna).

⁶⁰ La Società Termoelettrica Sarda (STES) S.p.A., con sede a Cagliari e attiva negli anni Cinquanta, fu trasferita all'Enel nel 1963 in conseguenza della nazionalizzazione delle imprese produttrici elettriche.

⁶¹ Le industrie del Sulcis lavoravano metalli non ferrosi.

⁶² A seguito della distruzione, avvenuta nel 1943, della centrale elettrica della Società Elettrica Sarda (SES) edificio costruito negli anni venti e sede principale della stessa società, si decise di costruire un grattacielo. Dopo aver ricevuto la deroga del piano urbanistico da parte del comune, che autorizzò questo progetto per il suo valore simbolico della rinascita dopo la guerra, la SES affidò, nel 1947, il progetto a Gigi Ghò, architetto milanese che aveva già lavorato con Gio Ponti. L'edificio venne

inaugurato nel 1961, in occasione dei cinquant'anni di attività della società. Tuttavia l'anno seguente segnò il cambio di proprietà, con la nazionalizzazione della distribuzione dell'energia e il passaggio del palazzo all'Enel.

⁶³ DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 29 marzo 1963, n. 346 *Trasferimento all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica della impresa della Società per azioni - Società Elettrica Sarda, con sede in Cagliari.*

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Vista la legge 6 dicembre 1962, n. 1643, sulla istituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36, contenente norme relative ai trasferimenti all'ENEL delle imprese esercenti le industrie elettriche;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 25 febbraio 1963, n. 138, contenente norme relative agli indennizzi da corrispondere alle imprese assoggettate a trasferimento all'ENEL;

Visto l'art. 76 della Costituzione;

Visto l'art. 87, quinto comma, della Costituzione;

Ritenuto che l'impresa appartenente alla Società per azioni Società Elettrica Sarda, con sede in Cagliari, piazza Deffenu, n. 2, rientra tra le imprese previste dall'art. 1 del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36;

Sentito il Consiglio dei Ministri;

Sulla proposta del Ministro per l'industria ed il commercio;

Decreta:

Art. 1.

L'impresa della Società per azioni - Società Elettrica Sarda, con sede in Cagliari, piazza Deffenu n. 2, è trasferita all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, con gli effetti previsti dall'art. 2 del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36.

La consegna dei beni all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica è effettuata secondo le disposizioni del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36.

Art. 2.

L'indennizzo è determinato e corrisposto dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica secondo le disposizioni della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e del decreto del Presidente della Repubblica 25 febbraio 1963, n. 138.

Art. 3.

L'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica provvede alla restituzione alla Società per azioni - Società Elettrica Sarda, con sede in Cagliari, piazza Deffenu n. 2, dei beni eventualmente non ritenuti, secondo le disposizioni contenute nell'art. 4 della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e nell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 4 febbraio 1963, n. 36.

Art. 4.

Il presente decreto ha effetto dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale delle leggi e dei decreti della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 29 marzo 1963

SEGNÌ

FANFANI - COLOMBO

Visto, il Guardasigilli: BOSCO

Registrato alla Corte dei conti, addì 30 marzo 1963

Atti del Governo, registro n. 167, foglio n. 21. - VILLA

⁶⁴ Vengono considerate come rinnovabili le fonti: idroelettrica (al netto dei pompaggi), eolica, fotovoltaica, geotermoelettrica e bioenergetica. Nel 2012, ultimo anno per cui è disponibile il rapporto statistico del Gestore Servizi Elettrici (GSE), gli impianti a fonti rinnovabili hanno avuto una produzione lorda di 3079,2 GW h, pari a circa il 21,8 % del Consumo Interno Lordo (CIL), ovvero alla produzione lorda di energia al netto della produzione dei pompaggi più il saldo con l'estero o tra le regioni. Il CIL equivale al Consumo Finale Lordo di energia elettrica introdotto dalla Direttiva Europea 28/2009/CE [21].

⁶⁵ L'elettrodotto sottomarino SACOI (Sardegna Corsica Italia) va, attualmente, da Codrongianos-Ploaghe (SS) a Suvereto (LI), passando per Lucciana (Corsica). L'opera completata, fra la fine del 1967 e l'inizio del 1968 e modificata nel 1988 e nel 1992, è un sistema di trasmissione di energia elettrica in corrente continua (*High-voltage direct current* HVDC) con tre stazioni di conversione. L'elettrodotto ha una lunghezza totale di 385 km (121 km sottomarini) e nel 1968 aveva una potenza di 200 MW (divenuti 300 MW dopo i lavori del 1992) e una tensione di 200 kV. SACOI è uno dei due sistemi HVDC multi-terminal esistenti: l'altro è quello che unisce il Quebec (Canada) con gli Stati Uniti orientali [113].

⁶⁶ SARAS Raffinerie Sarde S.p.A. di Sarroch (CA) è una società per azioni italiana, fondata nel 1962 da Angelo Moratti, che opera nel settore della raffinazione del petrolio e nella produzione di energia elettrica. Il principale sito produttivo della SARAS è la raffineria di Sarroch (CA), una delle più grandi dell'area mediterranea, che ha una capacità lavorativa di 300 000 barili al giorno (il 15 % della capacità di raffinazione in Italia).

A partire dagli anni '90 SARAS, per rendersi indipendente, ha iniziato a produrre in proprio l'energia elettrica sia tramite impianti termici sia, negli anni Duemila, mediante parchi eolici, gestiti dalla società controllata Sardeolica s.r.l. La produzione elettrica della SARAS rappresenta circa il 30 % di tutta la produzione della Sardegna.

⁶⁷ L'impianto IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*, Impianto Integrato di Gassificazione a Ciclo Combinato) produce energia elettrica, idrogeno e vapore, a partire dagli idrocarburi pesanti derivanti dal processo di raffinazione.

⁶⁸ Come già detto nel paragrafo 1.4, per le centrali termoelettriche (vedi nota 53) l'ENEL stabilisce un Fattore di Utilizzo (ore medie annue di produzione di energia elettrica di 5500 ore). La SARAS, utilizzando l'energia elettrica da lei stessa prodotta mantiene in funzione gli impianti con un Fattore di Utilizzo intorno a 7500 ore.

⁶⁹ Dal 2006 è in funzione anche un terzo elettrodotto molto più breve che unisce la Sardegna alla Corsica: SARCO (SARdegna-CORSica); questo è una linea in corrente alternata che collega Santa Teresa di Gallura (Sardegna settentrionale) e Bonifacio (Corsica). La tensione è di 150 kV, mentre la potenza, inizialmente di 50 MW, è dal 2010 di 100 MW [122]. La lunghezza dell'elettrodotto è di 38 km di cui 15 km sono sottomarini.

⁷⁰ L'elettrodotto SAPEI (SARdegna – PEnisola Italiana) è un sistema di trasmissione di energia elettrica in corrente continua HVDC (*High-voltage direct current*), attivato nel 2011, lungo 435 km (di cui 420 km sottomarini) che connette la Sardegna nord-occidentale e il Lazio. È attualmente, nel mondo, la linea sottomarina posta alla profondità maggiore (1600 m). SAPEI è composto da due cavi, della portata complessiva di 1000 MW alla tensione di 500 kV [121].

⁷¹ La centrale Grazia Deledda era costituita inizialmente da due sezioni per una potenza totale di 480 MW. Nel 1986 ne entrò in funzione una terza portando la potenza a 720 MW. Nel 1998 le due sezioni originarie furono fermate per lavori di ristrutturazione e modifica. Attualmente la centrale è formata da due sezioni per una potenza complessiva di 590 MW e, le diverse sezioni possono essere alimentate a carbone, olio combustibile denso e biomasse.

⁷² È noto che da molti decenni esistono in natura materiali ad alta conducibilità elettrica (metalli) e materiali a conducibilità elettrica bassissima (isolanti). In tempi più recenti si è scoperto che oltre a queste due categorie di materiali, ne esiste una terza: quella dei semiconduttori, che presentano proprietà elettriche intermedie tra quelli degli isolanti e quelle dei metalli. I semiconduttori mostrano le loro proprietà elettriche solo allo stato di purezza e generalmente nella sola forma di monocristalli. Poiché in natura non si reperiscono materiali semiconduttori di purezza adeguata, è solo da circa 80 anni che le loro proprietà sono oggetto di studio ed è solo da 60 anni che la produzione industriale dei semiconduttori allo stato puro e sotto forma di monocristalli ha consentito la realizzazione di una serie di dispositivi elettronici oggi di vasto impiego. Da [8]

⁷³ Heinrich Rudolf Hertz (Amburgo, 1857 – Bonn, 1894). Fisico teorico tedesco. Appena laureato iniziò la sua carriera di studioso con ricerche sulle onde elettromagnetiche, previste venti anni prima dalla teoria del campo elettromagnetico di Maxwell.

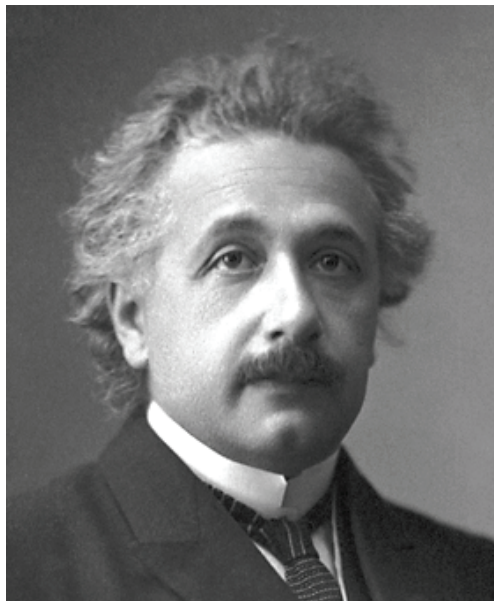
Nel 1886 Hertz scoprì il fenomeno della conversione della radiazione elettromagnetica, in particolare quella luminosa, in corrente elettrica. Nel 1889 fu nominato professore di fisica all'Università di Bonn dove progettò e realizzò un dispositivo per la produzione di onde elettromagnetiche ad alta frequenza. Con questo, e altri dispositivi da lui realizzati, dimostrò che le onde elettromagnetiche hanno

la stessa natura delle onde luminose (luce). Grazie ai suoi studi si arrivò a capire che la radiazione luminosa è costituita da onde elettromagnetiche con frequenze da $4,3 \cdot 10^{14}$ Hz a $7,5 \cdot 10^{14}$ Hz. Geniale fisico teorico e ottimo sperimentatore il suo nome è stato associato all'unità di misura della frequenza



(simbolo Hz), definita come il numero di oscillazioni al secondo di un fenomeno variabile con periodo costante nel tempo. Foto da [140].

⁷⁴ Albert Einstein (Ulm, Germania, 1879 – Princeton, Stati Uniti, 1955). Nel 1894 la famiglia, per difficoltà economiche, si trasferì in Italia. A sedici anni Albert fu mandato a studiare ad Aarau, in Svizzera, e successivamente al Politecnico di Zurigo. Ottenuta la cittadinanza svizzera si impiegò all’Ufficio Federale dei Brevetti di Berna. Il periodo trascorso all’ufficio brevetti gli consentì di mettere a punto la teoria quantistica dell’effetto fotoelettrico, ipotizzando l’esistenza del fotone, per la quale ottenne (1921) il premio Nobel per la fisica.



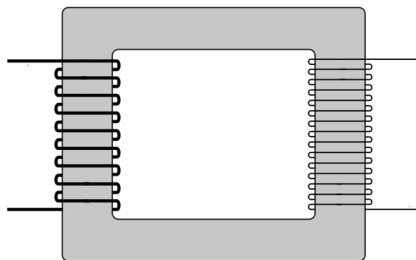
Divenuto professore di fisica passò da varie università: Zurigo, Praga, di nuovo Zurigo, Berlino. In quest’ultima sede rimase dal 1914 al 1932, quando per le persecuzioni razziali dovette lasciare la Germania trasferendosi prima in Belgio e poi negli Stati Uniti d’America, a Princeton, dove riprese l’insegnamento della fisica. Come detto il premio Nobel lo ottenne per l’effetto fotoelettrico, ma lo studio che lo ha reso universalmente famoso è la teoria della relatività tramite la quale si possono interpretare fatti che non trovano giustificazione con la fisica precedente, fra questi una irregolarità del moto di Mercurio che con la gravitazione universale di Newton non trova una spiegazione.

E per confutare Newton ci voleva il coraggio (o la follia) della genialità di Einstein!

Ovviamente l’attività scientifica non si limitò all’effetto fotoelettrico e alla relatività, ed è parere diffuso tra molti fisici, di ieri e di oggi, che “se anche Einstein non avesse scritto neppure un rigo sulla relatività, gli altri suoi lavori sarebbero bastati ad assicurargli un posto di grande rilievo nella storia della fisica”. Foto da [141].

⁷⁵ Nel 2005 ebbe inizio il programma europeo, Conto Energia, per l’incentivazione della produzione autonoma, da parte di persone fisiche e giuridiche, di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici (Direttiva Comunitaria per le Fonti Rinnovabili – 2001/77/CE).

⁷⁶ Trasformatore: macchina elettrica statica che trasforma la CA variandone la tensione senza alterarne la frequenza. Consiste in un nucleo di materiale ferromagnetico su cui sono riportati due avvolgimenti di filo conduttore isolato. Si chiama *primario* l’avvolgimento che riceve la tensione da trasformare, *secondario* quello che fornisce la tensione trasformata.



La tensione primaria produce nell'avvolgimento una corrente che induce nel nucleo un flusso magnetico che a sua volta, per induzione elettromagnetica, produce una tensione sul secondario.

Come si vede anche il trasformatore si basa sulla legge di Faraday-Neumann-Lenz (vedi pagina 18): in questo caso il campo magnetico variabile è prodotto dalla corrente alternata circolante nel primario. Il rapporto fra le due tensioni, primaria e secondaria, è uguale al rapporto fra il numero di spire primarie e secondarie.

Nel caso della figura 15 la tensione in uscita dall'inverter (220 V) deve essere portata alla tensione, più alta, della rete di distribuzione quindi il trasformatore avrà sul secondario un numero di spire maggiore, secondo la proporzione sopraindicata.

⁷⁷ Per la Sardegna, dai dati riportati in letteratura, possiamo stabilire un soleggiamento medio, efficace per la produzione elettrica, che porta a un Fattore di Utilizzo, almeno per le centrali di maggiore potenza, di 1600 ore all'anno ($4,3 \div 4,5$ ore al giorno). Moltiplicando il valore di potenza installata per questo fattore si ottiene l'energia media prodotta in un anno.

⁷⁸ Inseguitori solari sono particolari meccanismi che consentono ai pannelli fotovoltaici di seguire il cammino apparente del Sole per massimizzare la loro esposizione alla radiazione. Ovviamente una parte dell'energia elettrica prodotta viene utilizzata per alimentare questi dispositivi.

⁷⁹ Può essere interessante indicare, a fronte della superficie occupata e della potenza dei pannelli fotovoltaici installati, il numero di utenze che possono essere soddisfatte. Come si può facilmente ricavare dalla didascalia della figura 16A i sistemi fotovoltaici, alle nostre latitudini, possono fornire una potenza media annua di circa 50 W/m^2 . Supponendo un soleggiamento medio annuo di 8 ore al giorno, da una superficie di 100 m^2 si può ottenere una potenza di 5 kW, ovvero 40 kW h al giorno, ovvero 2400 kW h/bimestre. Considerando che una famiglia media consuma circa 750 kW h/bimestre, il sistema fotovoltaico ipotizzato può soddisfare le esigenze di tre famiglie.

⁸⁰ Il nome dato a questi generatori si riferisce ad Eolo (in greco Αἰολός) che nella mitologia classica era il dio dei venti.

⁸¹ Per i generatori di grande potenza, produzione su scala industriale, volendo seguire la terminologia attuale, derivata dall'inglese, si deve parlare di *aerogeneratori*; limitando l'uso della locuzione *generatori eolici* solo a quelli di media e piccola potenza.

⁸² Rispetto al generatore fotovoltaico (figura 15) qui non è indicato un produttore-utente che sottrae una parte dell'energia prodotta per il proprio autoconsumo. Nel caso della generazione eolica un eventuale produttore-utente potrebbe gestire solo generatori di piccola taglia (di pochi kilowatt) che non giustificano il costo di una loro integrazione con la rete elettrica.

⁸³ Non è possibile, dai dati di ventosità riportati in letteratura, stabilire un Fattore di Utilizzo unico per tutta la Sardegna. I generatori eolici, a seconda della loro ubicazione, producono energia per un numero di ore annuali che va da 1500 ore (parco eolico di Tula ed Erula-SS) a 2400 ore (parco eolico Venti di Nurra – Porto Torres), con un funzionamento giornaliero da 4,1 ore a 6,6 ore. In ogni caso, laddove il Fattore di Utilizzo è noto basta moltiplicare la potenza installata per questo fattore per ottenere l'energia media prodotta in un anno.

⁸⁴ Pirolisi o piroschissione: rottura di molecole complesse in unità molecolari più piccole, per mezzo del calore.

⁸⁵ Il termine *syngas* deriva dall'unione delle parole *synthetic* e *gas*.

Il termine indica una miscela di gas, essenzialmente monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H₂), con piccole quantità, variabili, di metano (CH₄) e anidride carbonica (CO₂).

Questa stessa miscela di gas, nel tempo, a seconda delle modalità di produzione, ha avuto nomi diversi, da noi già indicati: gas povero, gas d'acqua, gas illuminante, gas di città, fino a i nomi più recenti, fra i quali *crack gas*.

Il *syngas* può essere prodotto in vari modi:

- processo autotermico, fino agli anni Cinquanta veniva utilizzato il litantrace, adesso si utilizza soprattutto il metano;
- reforming del metano;
- fermentazione anaerobica, da biomassa o da rifiuti solidi urbani.

⁸⁶ TERNA (Trasmissione Elettrica Rete Nazionale) nasce nel 1999 come società per azioni proprietaria delle infrastrutture della rete, prima appartenute ad ENEL che tuttavia resta come azienda per la produzione dell'energia elettrica. Nel novembre 2005, con l'unificazione fra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione, precedentemente di GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale), vengono costituite le società per azioni TERNA-Rete Elettrica Nazionale e GSE (Gestore dei Servizi Elettrici); quest'ultima per la promozione e l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

⁸⁷ Si fa esplicitamente notare che potenza ed energia, fotovoltaica ed eolica, riportate in questa tabella sono di TERNA mentre quelle riportate nelle tabelle 11 e 12 sono di GSE. La piccola differenza di circa il 2 % è dovuta ai diversi *database* utilizzati.

⁸⁸ ALCOA è una azienda americana che produce alluminio. Nel 1996 ha acquisito gli impianti produttivi dall'Alumix (società italiana, che operava nel settore dell'alluminio, delle partecipazioni statali-gruppo EFIM) fra cui quello di Portovesme dove si produce alluminio primario.

⁸⁹ EurAllumina S.p.A. è un'azienda italiana che, dalla lavorazione della bauxite, produce ossido di alluminio. Fino al 1998 era una azienda del gruppo EFIM (partecipazioni statali); con la privatizzazione del settore la proprietà cambierà più volte. Attualmente è controllata dall'United Company Rusal Limited. Lo stabilimento è stato chiuso nel 2009 e i dipendenti sono stati messi in cassa integrazione. Da allora sono in corso trattative fra l'amministrazione pubblica e alcune aziende private per tentare di riaprire lo stabilimento.

⁹⁰ La Carta degli elettrodotti è stata realizzata da G. Fasano sia da carte SES del 1961 ed Enel del 1989 sia da carte e tabulati TERNA del dicembre 2013.

⁹¹ La carta delle linee ferroviarie G. Fasano l'ha ricostruita dalle carte di ARST- Trasporti Regionali della Sardegna e di Rete Ferroviaria Italiana, che trovano conferma anche in [38].

⁹² All'inizio del XX secolo fu elettrificata la linea fra la miniera di Acquaresi e Cala Domestica per trasporto dei minerali, vedi nota 33.

⁹³ Per ottimizzare il funzionamento dei motori in CA senza ridurne la potenza, fu stabilito che la frequenza più idonea era appunto 50/3 Hz; poiché questa frazione dà un numero periodico è invalso l'uso di scrivere, sia pure in modo poco corretto, 16 e 2/3 Hz o, peggio, 16 2/3 Hz: *grafia da ferrovieri!*

⁹⁴ Non era prevista l'elettrificazione degli 84 km della tratta Decimomannu-Iglesias-Carbonia.

1.8 Bibliografia e siti internet

- [1] Alvito G. – *Paesaggi e miniere della Sardegna dall'alto*, (2011), testi a cura di Fadda P., Teravista, Cagliari.
- [2] ANIDEL – *Diga del Coghinis*, in *Le dighe di ritenuta di impianti idroelettrici italiani*, Volume V (1951), ANIDEL, Roma.
- [3] Bartolazzi A. – *Le energie rinnovabili*, (2006), Biblioteca tecnica Hoepli, Milano, pp. 262
- [4] Benincasa F. (a cura di) – *L'unificazione metrologica: le vicende non concluse di un complesso percorso storico e geografico*, (2013), CNR-IBIMET, Firenze, pp. 196.
- [5] Boggio F., Vascellari S. – *La produzione dell'energia elettrica* in Boggio F. (a cura di) *Atlante economico della Sardegna, Studi volume 2 Industria*, (1990), Edizioni Universitarie, Jaca Book, Milano, pp. 135-149.
- [6] Brandis P. – *La disponibilità idrica e la politica del territorio in Sardegna* in Brandis P. (a cura di) *La Sardegna nel mondo mediterraneo 1. Gli aspetti geografici* Atti del primo convegno internazionale di studi geografico-storici, Sassari 7-9 aprile 1978, (1981), ed. Gallizzi, Sassari, pp. 43-142.
- [7] Cadoni M. – *La Società elettrica sarda dalla sua fondazione alla crisi degli anni Trenta*, (2001), Editori Laterza, Bari, pp. 112.
- [8] Califano F. P., Silvestrini V., Vitale G. – *La progettazione dei sistemi fotovoltaici*, (1984), Liguori Editore, Napoli, pp. 290.
- [9] Carboni D., De Vincenzi M., Fasano G. – *Storia dell'elettificazione della Sardegna dall'Unità d'Italia alla nazionalizzazione delle imprese elettriche*, in Atti del Quinto Simposio *Il Monitoraggio Costiero Mediterraneo: problematiche e tecniche di misura*, Livorno 17-19 giugno 2014, pp. 491-503.
- [10] Carta G. – *Comunicazione personale*, (2014), di Gianluigi Carta, figlio di Giovanni Battista amministratore, con la moglie Rosina Vannini, dell'impresa elettrica Vannini Luigi, fino alla nazionalizzazione.
- [11] De Vincenzi M., Fasano G. – *Il consumo di energia elettrica in Sardegna come indice delle attività produttive del territorio*, in Atti del Quinto Simposio *Il Monitoraggio Costiero Mediterraneo: problematiche e tecniche di misura*, Livorno 17-19 giugno 2014, pp. 181-193.
- [12] Direzione generale agenzia regionale del distretto idrografico della Sardegna – *Piano di Gestione del Distretto Idrografico della Sardegna –Relazione Generale*, (2013), Regione Autonoma della Sardegna, Cagliari pagine 358, consultato il 24-02-2015 su http://www.regione.sardegna.it/documenti/1_470_20150127182600.zip
- [13] Dolcetta G. – *La Sardegna industriale: il bacino del Coghinis*, in *Mediterranea*, (1927), anno I, n. I, Cagliari, pp. 9-16.
- [14] ENEL – *Dichiarazione Ambientale aggiornamento 2011 Impianto termoelettrico Sulcis "Grazia Deledda" Portoscuso (CI)*, ed.4 rev.2, (2012), ENEL consultato il 12-02-2015 su https://www.enel.it/it-IT/doc/azienda/ambiente/dichiarazioni_ambientali/nuovo_format_da_2011_centrale_sulcis.pdf
- [15] Ente Autonomo del Flumendosa – *Irrigazione del Campidano di Cagliari*, (1962), SEI, Cagliari.
- [16] Fadda P. (a cura di) – *L'Associazione Industriali delle Province della Sardegna meridionale. Sintesi storica dal 1925*, (2006), Confindustria Sardegna Meridionale, Cagliari.

- [17] Fassò C. – *Risorse idriche e loro utilizzazione in Sardegna*, Atti del Seminario di Studi sulle acque in Sardegna, Cagliari, 1968, pp. 29.
- [18] Gallo G. – *Una Sardegna dai binari d'oro*, in *Il Corriere della Sera* 10 maggio 1993, consultato il 20-02-2015 su http://archiviostorico.corriere.it/1993/maggio/10/una_Sardegna_dai_binari_oro_co_0_9305105497.shtml
- [19] GSE – *Rapporto Statistico. Energia da fonti Rinnovabili. Anno 2013*, www.gse.it pubblicato il 17-3-2015.
- [20] GSE – *Rapporto Statistico 2013. Solare Fotovoltaico*, www.gse.it pubblicato il 24-12-2014.
- [21] GSE – *Rapporto Statistico 2012. Impianti a fonti rinnovabili – Settore Elettrico*, www.gse.it pubblicato il 19-12-2013.
- [22] Herce Fuente C., Mecozzi R. – *Interpretazione dei dati sperimentali sulla pirolisi del carbone del Sulcis con l'ausilio di codici di calcolo per la modellazione della devolatilizzazione*, (2010), Report di Ricerca di Sistema Elettrico RdS/2010/38, ENEA, consultato il 3-02-2015 su http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/coproduzione-energia-idrogeno/1-003-rapporto-fg-dvc.pdf
- [23] Imperato E. – *Locomotive E491-492 in Storie delle rotabili* Trenomaniafoto 1/10/2005, consultato il 3-3-2015 su <http://www.trenomania.it/TMF2004/storiarotabili/art6.pdf>
- [24] ISTAT – *Classificazione delle attività economiche Ateco 2007, derivata dalla NACE Rev. 2*, Metodi e Norme n. 40, (2009), ed. ISTAT, Roma.
- [25] Istituto Centrale di Statistica – *Sommario di statistiche storiche dell'Italia 1861-1965*, (1968), Istituto Poligrafico Roma, consultato il 21-01-2015 su <http://www.istat.it/it/files/2011/03/sommariostatistichestoriche1861-1965.pdf>
- [26] La Rosa S. – *Sardegna prende il via l'elettrificazione a 25 kV – 50 Hz*, *Tecnica Professionale* n.10, ottobre 1983, pp. 605-608.
- [27] La Rosa S., Di Stefano M. – *Primi risultati sperimentali sull'impianto di trazione elettrica a 25 kV - 50 Hz*, *Tecnica Professionale* n.9, settembre 1987, pp. 499-505.
- [28] Maraini E. – *L'elettrificazione delle ferrovie italiane. Una storia di coraggiosa intraprendenza e di incapacità a seguire una coerente politica industriale* in Atti del II Convegno Nazionale di Storia dell'Ingegneria, Napoli 7-8-9 aprile 2008, pp. 223-235.
- [29] Mereu G. – *L'industria mineraria*, in Brigaglia M. (a cura di) *Enciclopedia La Sardegna*, Vol. 2, (1994), Della Torre, Cagliari, pp. 86-88.
- [30] Mori A. – *Sardegna*, in Migliorini E. (a cura di) *Le Regioni d'Italia* Vol. 18, (1975), UTET, Torino, pp. 699.
- [31] Ricci G., Deiana P., Bassano C., Veca E. – *Attività di caratterizzazione del carbone*, (2009), Report di Ricerca di Sistema Elettrico RSE/2009/24, ENEA, consultato il 3-02-2015 su http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/elettricità-idrogeno/rse24.pdf
- [32] Rollandi M. S. – *Storia delle miniere dalle origini al 1943*, in Brigaglia M. (a cura di) *Enciclopedia La Sardegna*, Vol. 2, (1994), Della Torre, Cagliari, pp. 17-22.
- [33] Rossini R. – *I serbatoi artificiali per l'Italia meridionale nel programma della Cassa per il Mezzogiorno*, (1961), Cassa per il Mezzogiorno, Roma.
- [34] Satta S. – *Il giorno del giudizio*, XIII edizione, (2013), Adelphi, Milano.
- [35] Società Elettrica Sarda – *Mezzo secolo della SES 4 novembre 1911 - 4 novembre 1961*, Notiziario SES, (1961), SEI, Cagliari, pp. 84.

- [36] Società Elettrica Sarda – *Il gruppo elettrico sardo e gli impianti dell'alto Flumendosa*, (1949), Bardi, Roma, pp. 191.
- [37] Società Elettrica Sarda – *Impianto del Coghinassu*, in *Elettrotecnica*, (1932), Vol. XVII, n. 21-22.
- [38] TCI – *Atlante Enciclopedico Touring volume I Italia*, (1986), Touring Club Italiano, Milano.
- [39] TERNA – *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia: 2013*, (2014), TERNA, Roma, www.terna.it
- [40] TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia: 2012*, (2013), TERNA, Roma, www.terna.it
- [41] Vari Autori – *Dizionario enciclopedico scientifico e tecnico*, (2004), Mc Graw Hill - Zanichelli, Bologna.
- [42] Vari Autori – *Dizionario delle scienze fisiche*, (1996), Treccani, Roma.
- [101] (11-03-15) <http://www.sardegna.digitallibrary.it/index.php?xsl=626&id=2731>
- [102] (14-01-15) <http://www.sotacarbo.it/societa/il-bacino-carbonifero-sardo/>
- [103] (14-01-15) <http://www.assocarboni.it>
- [104] (19-02-15) http://www.sardegnaambiente.it/documenti/3_68_20140318131449.pdf
- [105] (16-03-15) Foto a sinistra di Max.oppo sulla quale è stato operato un diverso taglio e un viraggio seppia, nella foto a destra il fanale è stato sostituito con una lampada elettrica; da: BY-SA 3.0  https://it.wikipedia.org/wiki/Nuoro#/media/File:Nuoro_-_centro_storico_1.jpg
- [106] (09-03-15)  https://en.wikipedia.org/wiki/Alternator#/media/File:Alternator_1.svg autore Egmason
- [107] (24-03-15) http://steling.alternativaverde.it/documenti/Pixii/Pixii_les_appareil.pdf
- [108] (09-03-15)  https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/10/Wechselstromerzeuger_Crop_LevelAdj.jpg
- [109] (09-03-15)  https://it.wikipedia.org/wiki/Antonio_Pacinotti#/media/File:Pacinotti_dynamo.jpg
- [110] (11-03-15) http://www.sardegnaeventi24.it/evento/6254-su_cielu_prenu_per_non_dimenticare_la_distruzione_di_cagliari_durante_la_seconda_guerra_mondiale/
- [111] <http://seriestoriche.istat.it/>
- [112] (12-03-15) BY 2.0  <http://www.flickr.com/photos/cristianocani/2889650195/>
- [113] (10-12-14) <http://web.archive.org/web/20051115115248/www.transmission.bpa.gov/cigresc14/Compendium/SACOI.htm>
- [114] http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx
- [115] http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/consumi_settore_merceologico/consumi_settore_merceologico_regioni.aspx
- [116] <http://www.istat.it>
- [117] <http://dati.istat.it>
- [118] http://www.inps.it/webidentity/banchedatistatistiche/menu/cig/main_4.html
- [119] <http://www.oiml.org>
- [120] (17-01-15) <http://www.parcogeominerario.eu>
- [121] (15-12-14) <http://www.sapei.it>
- [122] (15-12-14) <http://corse.edf.com/edf-en-corse/nos-energies/nos-energies-48454.html>

- [123] (18-03-15) <http://www.lombardiabeniculturali.it/fotografie/schede/IMM-2y010-0007567/>
- [124] (13-03-15)  <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:SS-joule.jpg>
- [125] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:James_Watt_by_Henry_Howard.jpg
- [126] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Alessandro_Volta.jpeg
- [127] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Andre-Marie_Ampere.jpg
- [128] (16-03-15) <http://www.minieredisardegna.it/ShowImage.php?id=665>
- [129] (13-03-15) <http://www.webalice.it/sergio.arenti/vite/Pacinotti.htm>
- [130] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Faraday_Cochran_Pickersgill.jpg
- [131] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Franz_Ernst_Neumann_by_Carl_Steffeck_1886.jpg
- [132] (13-03-15)  http://it.wikipedia.org/wiki/File:Emil_Lenz.jpg
- [133] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Antoine-Hippolyte_Pixii.jpg
- [134] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Thomas_Edison.jpg
- [135] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Tesla_Sarony.jpg
- [136] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:George_Westinghouse.jpg
- [137] (10-04-15)  [https://it.wikipedia.org/wiki/Rete_tranviaria_di_Cagliari_\(1893-1973\)#/media/File:Cagliari_-_Tram_-_Via_Roma.jpg](https://it.wikipedia.org/wiki/Rete_tranviaria_di_Cagliari_(1893-1973)#/media/File:Cagliari_-_Tram_-_Via_Roma.jpg)
- [138] (10-04-15) http://www.parcogeominerario.eu/images/IMG_83200.jpg
- [139] (10-04-15) http://www.ebay.it/itm/ALDO-BERNARDI-LAMPADARIO-SOSPENSIONE-SALISCENDI-CERAMICA-DECORO-LISCIO-Diam-42CM-/360430814044?pt=IT_Stanza&hash=item53eb59c35c
- [140] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Heinrich_Rudolf_Hertz.jpg
- [141] (13-03-15)  http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Albert_Einstein_%28Nobel%29.jpg
- [142] (20-04-15) https://earthdata.nasa.gov/labs/worldview/?p=geographic&l=VIIRS_City_Lights_2012,Coastlines&t=2015-04-19&v=-100.08789062500003,-40.93359374999998,187.77148437499997,108.26953125000003

CAPITOLO SECONDO

ASPETTI SOCIO - ECONOMICI

PARTE PRIMA

Rossella Bardazzi, Maria Grazia Pazienza

PARTE SECONDA

Francesco Piras, Maria Grazia Olmeo, Luciano Gutierrez

*Voglio rendere l'elettricità così economica
che solo i ricchi potranno permettersi il
lusso di utilizzare le candele*

Thomas Alva Edison

PARTE PRIMA

LA SARDEGNA COME *HUB* ENERGETICO: EFFETTI DI UN INCREMENTO DI ESPORTAZIONE DI ELETTRICITÀ

Rossella Bardazzi, Maria Grazia Pazienza

2.1 Il contesto europeo

Il mercato energetico internazionale, ed Europeo in particolare, sta attraversando profonde trasformazioni, sia dal punto di vista dei fondamentali economici, sia dal punto di vista delle scelte strategiche europee in tema di *energy security* e cambiamenti climatici. Il governo nazionale e, di conseguenza, quelli regionali sono chiamati a rispettare gli obblighi contratti a livello europeo e questo impone delle scelte particolarmente difficili in un contesto internazionale così turbolento. Il tema dell'energia, e della produzione di energia elettrica in particolare, ha visto dunque sovrapporsi le competenze di diversi livelli di governo: la preminenza dei governi nazionali si è alternata alla produzione normativa a livello europeo e alle prime due si sono frequentemente sovrapposte competenze a livello subnazionale.

Molto schematicamente si possono distinguere alcune fasi di interazione tra i diversi livelli di governo. Una prima fase ha riguardato il potenziamento delle industrie di produzione di energia elettrica che, dal dopoguerra, sono andate rafforzandosi e concentrandosi in tutti i paesi sotto la guida dei governi nazionali. In una seconda fase, sui primi tentativi di inserire la concorrenza nel settore si è inserita l'Unione Europea, spingendo con le politiche antitrust da un lato e l'idea di creare il mercato unico. Al lavoro sugli sviluppi del mercato unico interno dell'energia sono stati poi affiancati altri due temi di forte interesse comunitario: l'emergenza climatica, con un orientamento volto a contenere le emissioni e l'idea di *energy security*, via via in cima all'agenda a seconda delle crisi geopolitiche che si sono susseguite nelle aree dei fornitori di prodotti energetici. Sul primo tema si può individuare una certa influenza della politica europea, mentre sul versante dell'*energy security* i Paesi membri si sono mossi molto in ordine sparso. Entrambi i punti di vista hanno però visto convergere gli interessi sul tema dello sviluppo delle energie rinnovabili, invocato sia per ridurre le emissioni rispetto ai tradizionali metodi di produzione di energia elettrica, sia per incrementare l'indipendenza energetica dei vari paesi, in particolare di quelli come l'Italia che hanno avuto un rapporto tra energia importata e consumata vicino o superiore al 90 %. Anche in questo campo bisogna sottolineare che se si è trovata identità comunque sull'obiettivo di incrementare le rinnovabili, le politiche adottate dai paesi membri sono state estremamente diversificate e il risultato è stato un incremento di offerta disomogeneo e disordinato che ha reso assai difficile la gestione dei flussi e la garanzia di una offerta regolare. Il tema delle rinnovabili è anche quello dove si sono osservati i più frequenti casi di conflitto di attribuzione tra

livello nazionale e sub nazionale. Le differenti interpretazioni in campo di tutela del paesaggio e dell'ambiente, nonché i diversi iter amministrativi hanno determinato notevoli tensioni tra governi centrali e locali che hanno avuto riflesso anche in conflitti di fronte alle corti supreme e frequenti interventi di aggiornamento normativo¹.

Dopo la seconda guerra mondiale, in quasi tutti i paesi europei si assiste alla all'ondata di nazionalizzazioni di imprese di produzione di energia elettrica², sulla spinta delle economie di scala ricollegabili alla situazione di monopolio naturale, grazie alla caratteristica di servizio a rete. I *campioni nazionali* si rafforzano dunque come monopolisti sul territorio e operano su tutti i segmenti, dall'approvvigionamento alla produzione, alla distribuzione, cercando di far fronte nel contempo ai vincoli di *policy* per una omogenea offerta sul territorio nazionale e per il contrasto alla povertà energetica. Questa somma di funzioni ha però fatto emergere dubbi sulla efficienza di un monopolio così imponente e nello stesso tempo vitale per la competitività dei paesi. I paesi membri hanno dunque iniziato a valutare, al loro interno, la possibilità di introdurre la concorrenza in alcuni segmenti anche grazie alle innovazioni tecnologiche che rendevano possibile separare più nettamente le varie fasi del processo³.

In questo quadro è intervenuta la Commissione Europea con l'ambizioso intento di creare – accanto al mercato unico per le merci e movimenti di persone e di capitali – un mercato unico per l'energia e in particolare per gli scambi di flussi di energia elettrica e gas naturale. A partire dal 1996⁴ si sono succeduti vari pacchetti di direttive con l'obiettivo di liberalizzare i mercati per favorire la creazione del mercato unico e coordinare la regolazione del settore dei vari stati membri. In pratica, con la direttiva del 2009 la legislazione europea ha spinto per una modifica della *governance* delle reti di trasmissione dell'elettricità prevedendo una chiara separazione tra le attività di fornitura e di produzione da un lato e quelle di gestione delle reti dall'altro⁵; ha richiesto una più efficace vigilanza da parte di autorità nazionali di regolamentazione (i *regolatori nazionali dell'energia*) anche con il rafforzamento e l'armonizzazione delle competenze e così da consentire a tutti gli operatori un accesso effettivo alle reti di trasmissione. In pratica, ciascuno Stato membro deve designare un'autorità nazionale di regolamentazione a livello nazionale che deve tra l'altro stabilire le tariffe di trasmissione e di distribuzione; cooperare sulle questioni transfrontaliere; vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione; garantire l'accesso ai dati del consumo dei clienti⁶.

In linea teorica dunque, sulla base della normativa vigente, l'elettricità potrebbe circolare attraverso le frontiere grazie alle infrastrutture che percorrono tutto il territorio europeo e dovrebbe essere possibile acquistare e vendere elettricità ovunque nel mercato europeo arrivando a un prezzo unico europeo (auspicabilmente inferiore a quello osservabile in Italia). Tuttavia, nonostante l'imponente mole di norme, il completamento del mercato interno dell'energia elettrica appare ancora lontano, tanto che la Commissione ha sollecitato in diverse occasioni l'effettivo recepimento della normativa comune⁷, il rafforzamento della cooperazione tra le autorità e la rimozione degli ulteriori ostacoli residui. La presenza di normative nazionali disomogenee tende infatti a proteggere i *campioni nazionali* e ostacola l'ingresso di imprese straniere, anche a causa dei programmi di incentivazione che in alcuni casi – in particolare per le rinnovabili – garantiscono priorità di disaccoppiamento. In questa fase è comunque emerso che, oltre agli ostacoli normativi, i forti cambiamenti dei mercati energetici – tra cui l'inaspettato boom delle rinnovabili elettriche e i cambiamenti del mercato del gas, con la crescente importanza del gas

liquefatto – hanno reso insufficienti le infrastrutture per la trasmissione di energia elettrica, in particolare relativamente ai collegamenti transfrontalieri e le interconnessioni. Nel corso dei prossimi anni saranno dunque necessari cospicui investimenti in questo settore. Le reti ad alta tensione, costruite con l'idea di collegare le grandi centrali elettriche alle zone di consumo limitrofe, devono ora essere in grado di integrare l'elevato numero di centrali (di minori dimensioni e discontinue), alimentate da fonti rinnovabili. Allo stesso tempo, le reti di distribuzione devono poter gestire i picchi di consumo e incorporare l'offerta dalle microcentrali (fino ai pannelli solari domestici).

Per la realizzazione di queste grandi opere infrastrutturali necessarie al completamento del mercato interno si stima una necessità di investire risorse per almeno 200 miliardi di euro l'anno per i prossimi dieci anni, parte delle quali dovrebbero venire da una serie di fondi comunitari, quali il Meccanismo per collegare l'Europa (MCE), i fondi strutturali e di investimento europei, e il costituendo Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS), noto come Piano Juncker.

Nato nel quadro degli interventi di contrasto alla crisi economica, un primo recente intervento è quello previsto dal Programma energetico europeo per la ripresa (EEPR) che ha finanziato l'interconnessione Malta-Italia (Pembroke - Marina di Ragusa)⁸. A parte l'obiettivo del mercato unico energetico, con la possibilità di integrare la rete maltese, è importante sottolineare come questi interventi siano considerati strategici anche dal punto di vista macroeconomico, dato che sono iscritti nelle politiche di rilancio della crescita, per la possibilità di attivare un non trascurabile moltiplicatore occupazionale.

Successivamente, la Commissione, intervenendo a modificare regolamentazioni pregresse, ha adottato nell'aprile 2013⁹ nuovi orientamenti per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche europee e la loro connessione, identificando un elenco di circa 250 importanti progetti di infrastrutture energetiche. Questi *progetti di interesse comune* (PIC)¹⁰ beneficiano di procedure accelerate (anche in relazione alle autorizzazioni ambientali)¹¹ e di un più snello quadro regolamentare e avranno accesso al sostegno finanziario proveniente dal MCE¹².

L'elenco comprende 140 progetti nel settore della trasmissione e dello stoccaggio dell'elettricità, di cui 52 di interconnessione, e numerosi progetti concernenti le reti intelligenti, con un cronoprogramma che prevede progetti fino al 2020. Tra le reti via mare, una certa rilevanza riveste l'interconnessione Sardegna/Corsica/Toscana, uno dei collegamenti più a sud previsti in Europa.

Questa interconnessione – attualmente nota come progetto SACOI 3 – che lega Codrongianos e Suvereto (si veda Capitolo Primo, figura 12 e nota 65), attraverserà tutta la Corsica e farà dunque uso di connessioni *on-shore* e *off-shore*¹³. Nelle previsioni di Terna, questo collegamento con il continente dovrebbe garantire un maggiore sfruttamento della produzione di energia da rinnovabili per circa 500 MW e, al contempo, garantire una maggiore adeguatezza del sistema con 300 MW in più di produzione efficiente. Questo progetto (il cui costo di investimento è stimato in 600 milioni di euro) include la sostituzione e il rafforzamento dei cavi sottomarini esistenti e la ricostruzione delle attuali stazioni di conversione. Secondo la relazione tecnica del piano energetico della Regione Sardegna [8, pag. 246], il completamento e l'entrata in esercizio di questa nuova interconnessione porterebbe la Sardegna ad avere una capacità di interconnessione con il continente di circa 1600 MW, riducendo così drasticamente i vincoli sulla capacità di esportazione.

Il tema del rilancio delle infrastrutture è stato ripreso e ampliato recentemente dalla Commissione Europea che ha fissato un target per il livello di interconnessione elettrica al 10 % da raggiungere entro il 2020 (target fissato dal Consiglio Europeo di Ottobre 2014) e emanato il pacchetto noto come Unione dell'Energia nel Febbraio 2015¹⁴. L'Unione dell'Energia punta ancora tutti gli sforzi sul completamento mercato unico interno dell'energia, necessario per raggiungere l'*energy security* – intesa come sicurezza degli approvvigionamenti a un prezzo adeguato – e per poter sviluppare efficaci politiche climatiche.

2.2 Infrastrutture elettriche in Italia

L'adeguamento infrastrutturale sembra particolarmente importante nel caso italiano dove il fortissimo sviluppo delle rinnovabili elettriche ha determinato, già nel 2013, il superamento dell'obiettivo posto all'Italia dalla strategia 20-20-20 (103 000 GW h, in luogo dei 100 000 GW h preventivati per il 2020). Proprio questa vera e propria esplosione dell'apporto di fonti intermittenti, non perfettamente prevedibili e geograficamente concentrate (nel Centro Sud) rappresenta una sfida per l'infrastruttura di rete, per il mercato e per il regolatore. La rete infatti deve essere in grado di assorbire una fonte non regolare e di trasferire l'energia da Sud a Nord, dove maggiore è la domanda. Il mercato deve assorbire l'ingresso di fonti di produzione medio piccole accanto a quelle tradizionali e dovrebbe poter operare anche in mancanza dei generosi incentivi pubblici che hanno caratterizzato la fase di boom. Il regolatore, infine, deve programmare le necessarie infrastrutture e regolare gli incentivi che devono andare non solo a remunerare gli investimenti in fonti rinnovabili, ma anche la capacità produttiva installata dalle centrali tradizionali (*capacity payment*) che agiscono al momento da cuscinetto rispetto alla produzione da rinnovabili.

Il quadro, già complicato di per sé, è ulteriormente reso difficile, per un paese quasi totalmente dipendente come l'Italia, dall'estrema instabilità geopolitica e dalle oscillazioni del prezzo del petrolio e del gas. Nonostante le difficoltà e la necessità di ingenti fondi per modernizzare le infrastrutture della rete elettrica, un ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili appare come una opzione irrinunciabile in Italia, tanto più se dovesse proseguire la tendenza all'elettificazione generale del sistema economico e dei trasporti. L'opzione potrebbe diventare poi una risorsa per quelle aree dove l'offerta di produzione elettrica appare già superiore alla domanda se le interconnessioni possono consentire di aprire nuovi segmenti di domanda.

2.2.1 La Sardegna come *hub* elettrico

La crisi economica ha determinato una netta riduzione della domanda di elettricità in Sardegna a partire dal 2008, sul fronte dei consumatori e ancora di più su quello produttivo. A fronte di un incremento del ruolo delle rinnovabili (eolico e fotovoltaico hanno superato il 15 % nel 2012) l'offerta complessiva è rimasta stabile ed è dunque via via incrementata la quota di esportazioni verso le altre regioni e verso l'estero. Se nel 2008 l'esportazione netta era pari a circa 150 GW h, nel 2012 sono stati esportati 716 GW h verso l'estero e 1633 GW h verso altre regioni (Figura 1).

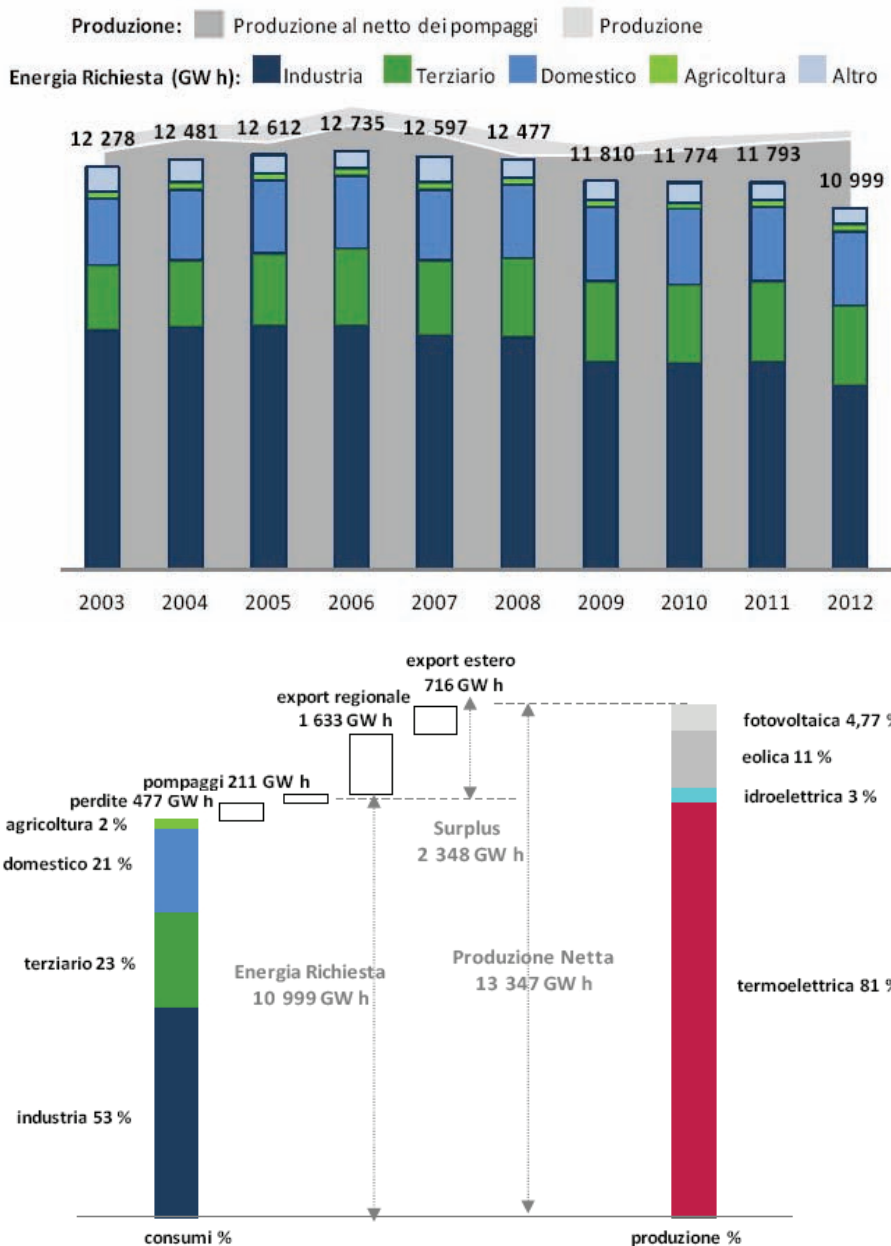


Figura 1 – Bilancio elettrico della Sardegna. In alto, storico della produzione/riciesta. In basso, per l'anno 2012 bilancio energetico; si noti l'assenza di importazioni. Fonte: [11].

Tale tendenza è andata ulteriormente rafforzandosi nel corso del 2013, quando le cessioni di energia prodotta ad altre regioni (italiane o alla Corsica) hanno sfiorato i 4 000 GW h, anche in relazione al completamento dell'interconnessione con il Lazio (SAPEI).

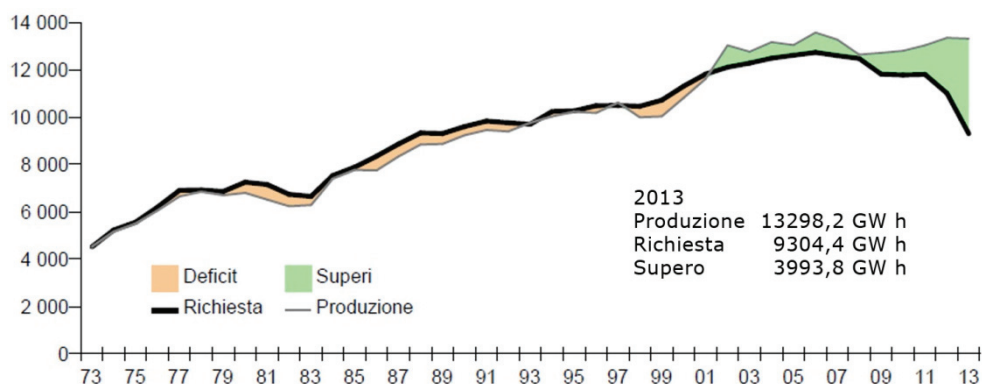


Figura 2 – Differenza tra produzione e consumo di energia elettrica (1973-2013). Fonte [10].

La Figura 2 iscrive questo fenomeno in un'analisi di lungo periodo. Si può notare come i livelli attuali di surplus elettrico non siano mai stati raggiunti negli ultimi 40 anni, che hanno visto invece prevalere un deficit di generazione elettrica fino ai primi anni Duemila. Nello stesso tempo si può notare come il livello di energia richiesta (dalle imprese e dai consumatori) sia tornato ai livelli dei primi anni Novanta.

Come messo in evidenza da moltissimi studi (tra gli altri [6], [9] e [7]), le infrastrutture elettriche non sono attualmente in grado di far fronte in modo efficiente alle situazioni di picco determinate sia sul lato dell'offerta (per le rinnovabili) sia su quello della domanda (picco dei consumi estivi) e ancora inadeguate per gestire flussi da e verso l'esterno. Il sistema elettrico regionale è interconnesso con il sistema energetico nazionale tramite le connessioni in continua SAPEI e SACOI e con la Corsica con la connessione in alternata SARCO (vedi Capitolo Primo figura 12 e note 65, 69, 70). Il collegamento con la Corsica dovrebbe essere potenziato come progetto di interesse comune con l'interconnessione SACOI 3 (si veda paragrafo 2.1), ma manca tuttora una data precisa di avvio dell'opera. A questi si potrebbe aggiungere un collegamento con il Nord Africa, Algeria, da cui potrebbe arrivare ulteriore energia da smistare in altre zone del Paese e di Europa, facendo della Sardegna un vero *hub* energetico (Figura 3), considerando anche l'aggiunta delle infrastrutture del gas che prevedono un ulteriore collegamento con il Nord Africa.



Punta Tramontana (Castelsardo-SS): sul pontile, anodo degli elettrodotti SACOI (Sardegna CORSICA Italia) e SAPEI (Sardegna PENisola Italiana) entrambi in corrente continua. Il primo da 200 kV e 300 MW, il secondo da 500 kV e 1000 MW. – Vedi Figura 3. (foto M. De Vincenzi).

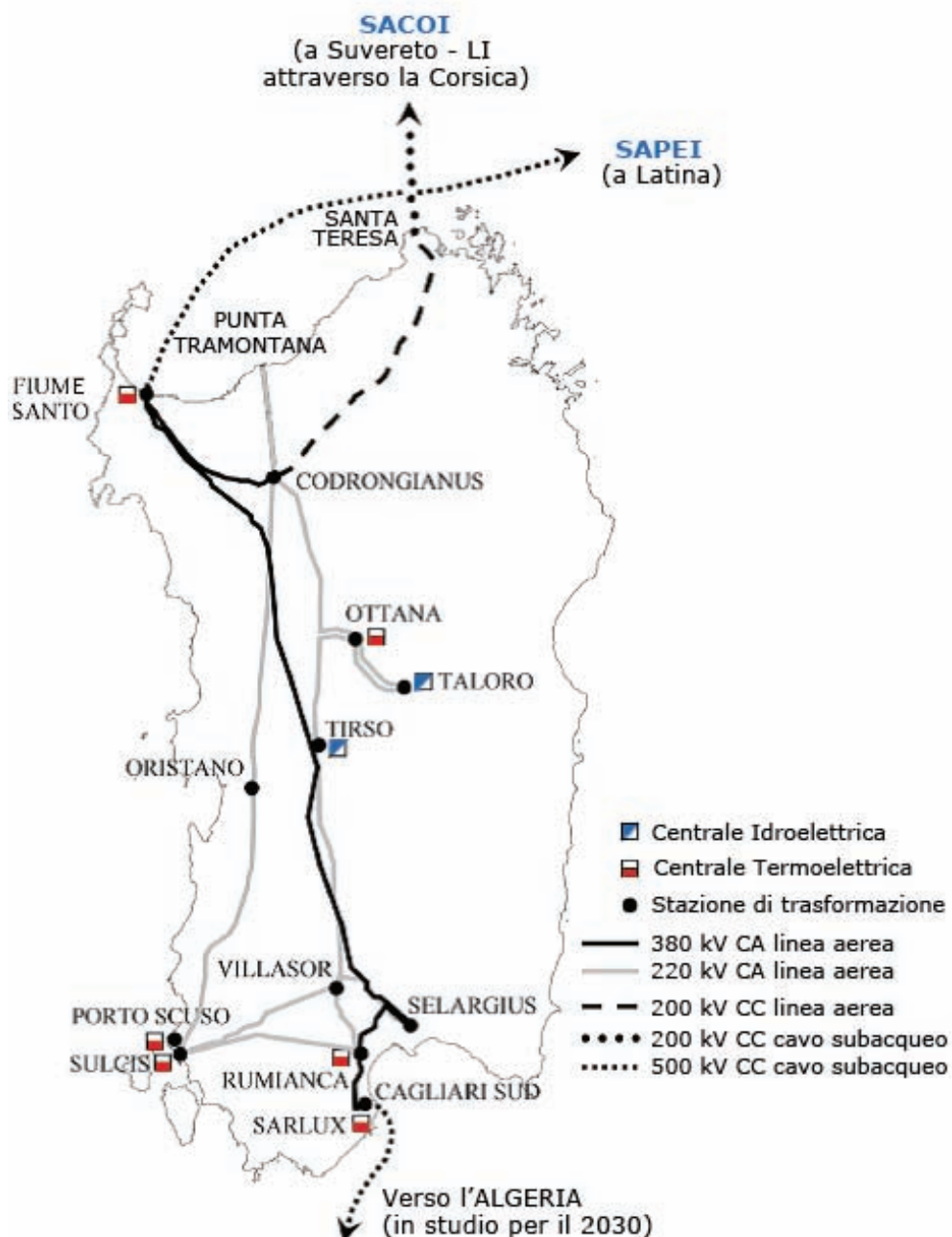


Figura 3 – Anno 2013: principali collegamenti della rete elettrica sarda e interconnessioni con l'esterno. Vedi anche figure 12 e 25 del Capitolo Primo (nostra elaborazione da [6]).

2.3 Un'analisi economica degli effetti di un incremento di esportazioni di elettricità

Il settore di produzione di elettricità è parte di un sistema economico articolato in molteplici settori che, solitamente, possono essere raggruppati in agricoltura, industria e servizi. Queste attività produttive sono legate tra loro da rilevanti interdipendenze nel processo di produzione: ogni branca acquista beni e servizi intermedi da molti altri settori e questi a loro volta utilizzano input di altri settori per la loro attività. Questo sistema di interrelazioni produttive è un aspetto spesso trascurato nell'analisi economica che vuole valutare gli effetti di shock esogeni o di interventi di *policy* sull'economia. Si tende infatti a stimare gli effetti diretti di una variazione di domanda ad un settore – ad esempio valutando quali effetti ha sulla produzione dell'elettricità l'aumento della domanda da parte del sistema economico o delle famiglie – ma non si stimano gli effetti indiretti che questo primo impatto attiva su tutti gli altri settori economici che sono fornitori di quello elettrico. Tali effetti sono spesso di pari o anche di maggiore rilevanza rispetto a quelli diretti. Un quadro analitico che consente di adottare questa prospettiva e di poter stimare la complessità degli effetti insiti in un sistema economico complesso e interdependente è quello della tavola intersettoriale e del modello Input-Output (I/O). In questo paragrafo presentiamo il quadro contabile rappresentato dalla tavola delle interdipendenze produttive e costruiamo, sulla base di questa, un modello input-output per la Sardegna che utilizziamo per stimare gli effetti sull'economia regionale di un aumento delle esportazioni di elettricità.

2.3.1 La tavola intersettoriale della Sardegna e la produzione di elettricità

Il sistema economico è costituito da un insieme di relazioni tra settori di attività che scambiano tra di loro beni e servizi che servono come input intermedi nel processo produttivo. Questo insieme di relazioni è rappresentato dalla tavola intersettoriale dell'economia, detta anche tavola input-output perché esalta queste relazioni di *immissioni* e *erogazioni* tra i settori economici, in quanto rappresenta le relazioni intersettoriali che avvengono in un anno di riferimento. Questa tavola, che viene presentata qui di seguito, raccoglie informazioni importanti per l'analisi di impatto, sia perché mostra gli acquisti di beni tra le industrie per i loro processi produttivi, sia perché consente di capire come queste interdipendenze generino una catena di effetti quando varia una componente della domanda finale per un settore. Ad esempio dalla tavola si può vedere il valore dell'energia elettrica venduta sia alle imprese, in altri settori, come input alla produzione (transazione intersettoriale) sia alle famiglie residenti o esportata, in altre regioni italiane o all'estero, (tutte componenti della domanda finale).

La tavola intersettoriale della Sardegna qui utilizzata è stata cortesemente messa a disposizione dall'IRPET (Istituto Regionale per la Programmazione Economica della Toscana)¹⁵. Questa tavola I/O rappresenta la struttura dell'economia sarda nell'anno 2010 suddivisa in 37 branche di attività economica. Il totale dei consumi intermedi, che risultano dalla tavola, rappresenta il 39,5 per cento del totale della produzione del sistema economico; pertanto una larga quota dell'output è assorbita dagli impieghi intermedi necessari ai vari settori per i loro processi produttivi. Questa interdipendenza economica è

l'aspetto che si intende esplorare per verificare l'impatto sull'economia regionale di una eventuale espansione della produzione di energia elettrica sul territorio. Infatti, grazie a questa interdipendenza nella struttura produttiva, si può facilmente intuire che ipotizzando un aumento della domanda di energia elettrica questo possa aumentare la produzione totale in maniera *diretta*, tramite l'aumento dell'output del settore economico a cui si rivolge questa domanda (il settore elettrico), ma anche in via *indiretta*, per la maggiore domanda di impieghi intermedi che tale settore rivolgerà alle altre branche dell'economia dalle quali acquista i propri input. Tale domanda aggiuntiva genera dunque un aumento ulteriore di output, superiore all'impulso iniziale dato dall'aumento della domanda di energia elettrica. Questa impostazione analitica ci consente di esaminare la produzione di energia elettrica e le sue variazioni in una cornice più ampia, facendo cioè riferimento agli effetti complessivi sul sistema economico regionale.

A tale scopo è necessario passare dalla tavola intersettoriale dell'economia ad un modello I/O. Questo approccio è stato sviluppato da Wassily Leontief negli anni '30 [3, 4] ed è tuttora uno dei metodi di analisi economica più applicati. Nella sua forma più semplice, un modello I/O consiste in un sistema di equazioni lineari, ciascuna delle quali descrive la distribuzione del prodotto di un settore attraverso l'economia¹⁶. Le caratteristiche analitiche del modello I/O e della tavola intersettoriale sono illustrate nell'Appendice metodologica del paragrafo 2.3.2. Dalla tavola dell'economia si sono calcolati alcuni coefficienti che sono stati utilizzati nella simulazione di impatto presentata nel paragrafo successivo.

2.3.2 Analisi di impatto di un aumento della domanda finale di elettricità

Sulla base di questo approccio e della tavola I/O della Regione Sardegna, sono stati calcolati i *coefficienti tecnici* e i *coefficienti di attivazione* (o moltiplicatori) del sistema economico regionale suddiviso in 37 settori di attività economica.

I *coefficienti tecnici* sintetizzano il peso di ciascun input intermedio nella produzione di uno specifico settore (ad esempio: quanta elettricità serve per produrre un'unità di output nel settore chimico?). Un esempio dei coefficienti tecnici, è presentato nella Tabella 1 dove sono stati selezionati soltanto alcuni dei settori economici intestatari di colonna, tra i quali il settore di produzione di energia elettrica.

Ad esempio: leggendo i coefficienti per colonna si può osservare che per produrre una unità di output il settore dell'energia elettrica (colonna 19) richiede 0,3573 unità di input dall'industria estrattiva, 0,191 (riga 3) di prodotti da se stesso (riga 19), 0,0429 di prodotti dalla lavorazione di minerali non metalliferi (riga 12) e così via. Il totale degli input intermedi nella produzione di energia elettrica rappresenta il 77 per cento del prodotto totale mentre il valore aggiunto copre il restante 23 per cento.

Come altro esempio: se osserviamo la struttura produttiva del settore agricolo, leggendo lungo la colonna relativa (colonna 1), è possibile osservare che ogni unità di output di questo settore richiede 0,0918 unità di prodotti da se stesso (riga 1) ma anche 0,0271 unità di input dal settore di produzione di energia elettrica (riga 19).

Questa stessa logica si applica a tutti i settori dell'economia della Regione.

Tabella 1 – Regione Sardegna, coefficienti tecnici: una selezione di settori di attività.

Settori di attività economica		2	3	4÷18	19	20÷37
		Agri. Silvi.	Pesca	Attività estrattiva	... Fornitura energia	...
1 Agricoltura, silvicoltura		0,0918	0,0009	0,0001	...	0,0003
2 Pesca		0,0000	0,0135	0,0000	...	0,0000
3 Attività estrattiva		0,0012	0,0003	0,0049	...	0,3573
4 Industrie alimentari, bevande e tabacco		0,0663	0,0259	0,0001	...	0,0002
5 Industrie tessili, abbigliamento, pelli e accessori		0,0029	0,0241	0,0000	...	0,0007
6 Industria del legno		0,0014	0,0036	0,0001	...	0,0008
7 Carta Stampa e registrazione		0,0012	0,0047	0,0001	...	0,0028
8 Fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati		0,0251	0,0008	0,0012	...	0,0243
9 Fabbricazione sostanze e prodotti chimici		0,0315	0,0089	0,0007	...	0,0058
10 Produzione di articoli farmaceutici, chimico- medicinali e botanici		0,0003	0,0000	0,0000	...	0,0000
11 Fabbricazione articoli in gomma e plastica		0,0034	0,0043	0,0001	...	0,0022
12 Lavorazione di minerali non metalliferi		0,0060	0,0025	0,0014	...	0,0429
13 Fabbricazione di metalli di base e lavorazione di prodotti in metallo		0,0050	0,0092	0,0006	...	0,0097
14 Fabbr. di computer, apparecchi elettronici e ottici		0,0012	0,0033	0,0001	...	0,0046
15 Fabbricazione di apparecchi elettrici		0,0016	0,0077	0,0001	...	0,0061
16 Fabbricazione di macchinari ed apparecchi n.c.a. (non classificati altrove)		0,0017	0,0026	0,0013	...	0,0067
17 Fabbricazione di mezzi di trasporto		0,0004	0,0256	0,0001	...	0,0008
18 Altre attività manifatturiere, riparazione e installazione di macchine		0,0059	0,0075	0,0003	...	0,0023
19 Fornitura di energia elettrica, gas, vapore		0,0271	0,0864	0,0028	...	0,1910
20 Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti		0,0055	0,0001	0,0003	...	0,0096
21 Costruzioni		0,0112	0,0008	0,0002	...	0,0049
22 Commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motoveicoli		0,0279	0,0186	0,0008	...	0,0103
23 Trasporto e magazzinaggio		0,0169	0,0113	0,0022	...	0,0346
24 Servizi di alloggio e ristorazione		0,0012	0,0009	0,0004	...	0,0097
25 Editoria, audiovisivi e attività radiotelevisive		0,0001	0,0000	0,0001	...	0,0005
26 Telecomunicazioni		0,0002	0,0050	0,0003	...	0,0142
27 Servizi <i>Information Technology</i> (IT) e altri servizi informativi		0,0010	0,0005	0,0002	...	0,0027
28 Attività finanziarie e assicurative		0,0154	0,0154	0,0028	...	0,0059
29 Attività immobiliari		0,0008	0,0020	0,0002	...	0,0021
30 Attività legali, contabilità, consulenza di gestione, studi di architettura		0,0073	0,0034	0,0008	...	0,0047
31 Ricerca scientifica e sviluppo		0,0034	0,0001	0,0004	...	0,0013
32 Altre attività di servizio alle imprese		0,0018	0,0003	0,0008	...	0,0040
33 Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria		0,0002	0,0002	0,0000	...	0,0003
34 Istruzione		0,0000	0,0000	0,0000	...	0,0003
35 Sanità e assistenza sociale		0,0001	0,0001	0,0000	...	0,0001
36 Attività artistiche, di intrattenimento e di divertimento		0,0002	0,0000	0,0001	...	0,0006
37 Altre attività di servizi pubblici sociali e personali		0,0033	0,0014	0,0001	...	0,0023
Totale degli input intermedi		0,3705	0,2919	0,0237	0,7666	

Fonte: elaborazioni degli autori su dati 2010 di IRPET e ISTAT.

I *coefficienti di attivazione* sono dei moltiplicatori i quali sintetizzano l'effetto che una unità aggiuntiva di domanda, rivolta a ciascun settore, ha sulla produzione totale del sistema economico, tenendo conto sia degli effetti diretti che di quelli indiretti.

Per esempio l'effetto diretto, sul settore elettrico, di un aumento della domanda finale di elettricità è dato dall'aumento di produzione del settore stesso, mentre gli effetti indiretti sono quelli causati dal fatto che, per aumentare la sua produzione, il settore elettrico aumenterà la domanda di input intermedi agli altri settori economici che quindi, a loro volta, avranno un aumento della loro produzione. La Tabella 2 mostra che il moltiplicatore totale del settore dell'energia elettrica (riga 19) risulta pari a 2,154. Ciò significa che, ad ogni variazione di una unità della domanda finale rivolta a questo settore corrisponde una variazione della produzione totale del sistema economico che è più del doppio di quella iniziale. Questo moltiplicatore totale è dato dalla somma del *coefficiente di attivazione* diretto del settore elettrico stesso e di tutti i *coefficienti di attivazione* indiretti dei settori che forniscono input alla produzione elettrica.

Tabella 2 – Regione Sardegna, coefficienti di attivazione totali.

1	Agricoltura, silvicoltura	1,647
2	Pesca	1,507
3	Attività estrattiva	1,037
4	Industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	1,803
5	Industrie tessili, abbigliamento, pelli e accessori	1,526
6	Industria del legno	1,695
7	Carta Stampa e registrazione	1,387
8	Fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati	2,097
9	Fabbricazione di sostanze e prodotti chimici	1,660
10	Produzione di articoli farmaceutici, chimico-medicinali e botanici	1,007
11	Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche	1,455
12	Altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	1,561
13	Fabbricazione di metalli di base e lavorazione di prodotti in metallo	1,690
14	Fabbricazione di computer, apparecchi elettronici e ottici	1,310
15	Fabbricazione di apparecchi elettrici	1,330
16	Fabbricazione di macchinari ed apparecchi n.c.a.	1,419
17	Fabbricazione di mezzi di trasporto	1,274
18	Altre attività manifatturiere, riparazione ed installazione di macchine	1,485
19	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore	2,154
20	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti	1,709
21	Costruzioni	2,062
22	Commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motoveicoli	1,677
23	Trasporto e magazzinaggio	1,931
24	Servizi di alloggio e ristorazione	1,734
25	Editoria, audiovisivi e attività radiotelevisive	1,494
26	Telecomunicazioni	1,704
27	Servizi IT e altri servizi informativi	1,478
28	Attività finanziarie e assicurative	1,415
29	Attività immobiliari	1,228

(continua)

(segue)

30	Attività legali, contabilità, consulenza di gestione, studi di architettura	1,572
31	Ricerca scientifica e sviluppo	1,525
32	Altre attività di servizio alle imprese	1,932
33	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	1,451
34	Istruzione	1,230
35	Sanità e assistenza sociale	1,581
36	Attività artistiche, di intrattenimento e divertimento	1,846
37	Altre attività di servizi pubblici sociali e personali	1,520

Fonte: elaborazioni degli autori su dati 2010 di IRPET e ISTAT.

Sulla base di questi dati, è possibile fare un'analisi di impatto immaginando una possibile variazione della domanda finale di elettricità indirizzata al settore di produzione di energia elettrica. Questo scenario è ritenuto di interesse nella previsione, già argomentata nel paragrafo 2.2.1, che la Sardegna possa diventare un *hub* elettrico strategico come parte del corridoio prioritario Nord-Sud dell'Europa occidentale individuato dalla Commissione Europea. Tale tendenza è già in atto come si può dedurre dai dati TERNA che, in seguito all'entrata in esercizio del SAPEI hanno visto una quantità di energia esportata dalla Sardegna pari al 17,6 % della produzione immessa al consumo nel 2012 che è aumentata di circa il 70 per cento nel 2013 arrivando a circa 4 000 GW h (vedi paragrafo 2.2.1). Va inoltre ricordato che il decreto *burden sharing*, con cui il governo italiano assegna alle regioni obiettivi specifici in funzione della strategia 20-20-20 adottata a livello di Unione, ha assegnato alla Regione Sardegna una quota di rinnovabili pari al 17,8 %, più elevata rispetto all'obiettivo nazionale (17 %), sottolineando dunque le potenzialità di ulteriore sviluppo della Regione ¹⁷.

Anche il Piano energetico della Regione Sardegna per il periodo 2014-2020 [8] nel quale vengono simulati veri scenari di possibile sviluppo del sistema energetico regionale, evidenzia il ruolo strategico del potenziamento delle rinnovabili e, nel contempo, della capacità di interconnessione con il resto d'Italia e con la Corsica. Quest'ultimo aspetto è cruciale sia per garantire la stabilità e la sicurezza energetica del sistema elettrico sardo, sia per consentire il pieno utilizzo degli impianti di energia rinnovabile. In questa ottica sono state programmate varie azioni strategiche sulle infrastrutture che prevedono, tra l'altro, la diffusione di dispositivi di accumulo distribuito dell'energia elettrica e le reti intelligenti, oltre al completamento e l'entrata in esercizio della nuova interconnessione SACOI 3 entro il 2020.

In questa prospettiva, è interessante verificare in quale misura il settore elettrico possa essere un elemento di sviluppo trainante per il resto del sistema economico regionale. Disegniamo quindi uno scenario nel quale le componenti della domanda finale – possiamo pensare alle esportazioni interregionali e/o estere – che si rivolgono al settore elettrico aumentano la loro domanda del 100 per cento. Questo scenario non è da ritenersi implausibile se pensiamo che la tavola utilizzata riflette la situazione al 2010 sulla quale sono già in atto delle dinamiche di crescita accentuata come quelle già descritte sopra ed è comunque da utilizzarsi ad esempio dei potenziali effetti economici di una variazione della domanda finale di energia elettrica. Applicando questo shock esogeno al modello input-output

otteniamo dei risultati in termini di variazione dell'output totale del sistema produttivo regionale. I risultati di questa simulazione sono presentati nella Tabella 3. L'impatto totale di un raddoppio del valore delle esportazioni di energia rispetto a quanto registrato nella tavola al 2010, produce una variazione complessiva del prodotto regionale che ammonta a 107,72 milioni di euro. Quasi il 60 per cento di questa variazione avviene nel settore elettrico stesso ma il restante 42 per cento deriva dall'aumento del livello di produzione negli altri settori economici che producono beni e servizi utilizzati dal settore elettrico e dal resto dell'economia. Si tratta cioè di un aumento di produzione indotto indirettamente dall'aumento di esportazioni di elettricità.

Queste variazioni di produzione sono più rilevanti nei settori (Tabella 3) delle attività estrattive e del coke (per la produzione di materiale per l'energia termoelettrica), ma anche in attività complementari (Tabella 3) come il trasporto e la lavorazione di minerali non metalliferi.

Accanto alla variazione della produzione sono state calcolate anche le variazioni in termini di unità di lavoro (dipendenti e indipendenti) occupate, in relazione alle variazioni di prodotto indotte dalla nuova domanda finale. Si prevede così un aumento degli occupati pari a circa 174 mila unità. Oltre che nell'industria elettrica, questo incremento di occupazione avviene nei settori della lavorazione dei minerali non metalliferi, nel commercio, nel trasporto e nel settore dei servizi alle imprese.

Tabella 3 – Effetti di impatto su produzione e unità di lavoro.

Settori di attività economica		variazione output (milioni di euro)	variazione di unità di lavoro (migliaia)
1	Agricoltura, silvicoltura	0,08	0,00
2	Pesca	0,00	0,15
3	Attività estrattiva	24,21	10,17
4	Industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	0,17	0,50
5	Industrie tessili, abbigliamento, pelli e accessori	0,09	0,31
6	Industria del legno	0,11	0,72
7	Carta Stampa e registrazione	0,30	0,87
8	Fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati	2,04	1,02
9	Fabbricazione di sostanze e prodotti chimici	0,60	1,19
10	Produzione di articoli farmaceutici, chimico-medicinali e botanici	0,00	0,00
11	Fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche	0,21	0,48
12	Altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	3,19	10,43
13	Fabbricazione di metalli di base e lavorazione di prodotti in metallo	1,03	0,00
14	Fabbricazione di computer, apparecchi elettronici e ottici	0,38	1,23
15	Fabbricazione di apparecchi elettrici	0,44	0,80
16	Fabbricazione di macchinari ed apparecchi n.c.a.	0,57	2,14
17	Fabbricazione di mezzi di trasporto	0,12	0,24
18	Altre attività manifatturiere, riparazione ed installazione di macchine	0,24	1,19
19	Fornitura di energia elettrica, gas, vapore	62,83	47,98
20	Fornitura di acqua; reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti	0,78	4,88
21	Costruzioni	0,48	5,17
22	Commercio all'ingrosso e al dettaglio, riparazione di autoveicoli e motoveicoli	1,24	14,30

(continua)

(segue)

23	Trasporto e magazzinaggio	3,22	22,72
24	Servizi di alloggio e ristorazione	0,80	10,97
25	Editoria, audiovisivi e attività radiotelevisive	0,11	0,40
26	Telecomunicazioni	1,10	2,67
27	Servizi IT e altri servizi informativi	0,30	2,90
28	Attività finanziarie e assicurative	0,82	3,73
29	Attività immobiliari	0,28	0,13
30	Attività legali, contabilità, consulenza di gestione, studi di architettura	0,71	11,45
31	Ricerca scientifica e sviluppo	0,28	2,81
32	Altre attività di servizio alle imprese	0,67	5,14
33	Amministrazione pubblica e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	0,03	0,36
34	Istruzione	0,04	0,81
35	Sanità e assistenza sociale	0,02	0,17
36	Attività artistiche, di intrattenimento e divertimento	0,08	0,76
37	Altre attività di servizi pubblici sociali e personali	0,18	5,58
Totale		107,72	174,39

Fonte: elaborazioni degli autori su dati 2010 di IRPET e ISTAT.

Appendice*

La tavola input-output è costituita dall'insieme di tre matrici. La prima è una matrice dei consumi intermedi che ha sulle righe e sulle colonne i settori di attività economica: nelle celle sono riportati gli acquisti delle industrie per colonna per beni e servizi acquistati dai settori produttori intestatari di riga. A questa matrice se ne affianca un'altra con le varie componenti della domanda finale (consumi delle famiglie, investimenti, consumi della Pubblica Amministrazione, variazione delle scorte, esportazioni di beni e servizi). Qui sono riportati i pagamenti delle varie componenti della domanda finale per i beni e servizi prodotti dai settori intestatari di riga. Infine abbiamo delle righe aggiuntive nella matrice del valore aggiunto che completa la tavola I/O con le varie componenti dei redditi e delle imposte che rappresentano ulteriori elementi del costo totale di produzione per ciascuna branca del sistema economico (il costo del lavoro, il deprezzamento del capitale, le imposte indirette e le importazioni). Una schematica rappresentazione della tavola I/O è presentata nella seguente tabella, dove l'elemento z_{ij} rappresenta gli acquisti del settore j di beni prodotti dal settore i , cioè gli elementi della matrice degli impieghi intermedi. L'elemento f_i rappresenta gli acquisti della domanda finale di beni prodotti dal settore i . Come spiegato sopra, la domanda finale in realtà si articola in varie componenti, quindi nella tavola I/O ci sono più colonne a costituire la domanda finale totale. Infine, l'elemento v_i rappresenta gli acquisti di fattori primari da parte del settore i . Anche in questo caso, ci sono più righe a comporre la matrice del valore aggiunto, corrispondenti ai vari elementi citati in precedenza.

* *Nota del Curatore.* La lettura dell'Appendice consente, a chi possiede gli strumenti matematici necessari, di chiarire e approfondire i concetti precedentemente esposti, ma anche omettendola il lettore può proseguire, proficuamente, senza difficoltà. Ovviamente per questo metodo di calcolo e per approfondimenti il lettore può contattare direttamente gli Autori.

Schema di una tavola input-output

	Settore 1	Settore 2	Settore 3	Domanda finale	Totale
Settore 1	z_{11}	z_{12}	z_{13}	f_1	x_1
Settore 2	z_{21}	z_{22}	z_{23}	f_2	x_2
Settore 3	z_{31}	z_{32}	z_{33}	f_3	x_3
Valore aggiunto	v_1	v_2	v_3		v
Totale	x_1	x_2	x_3	f	

A partire dalla tavola rappresentata schematicamente nella tabella, possiamo scrivere delle identità contabili che rappresentano come il settore i distribuisce la sua produzione tra le vendite agli altri settori e alla domanda finale. Considerando n settori, per il generico settore i si può scrivere:

$$x_i = z_{i1} + \dots + z_{ij} + \dots + z_{in} + f_i = \sum_{j=1}^n z_{ij} + f_i \quad (1)$$

I termini z_{ij} rappresentano le vendite intersettoriali da parte del settore i a tutti i settori j (compreso il settore i stesso), mentre il termine f_i rappresenta le vendite finali del settore i . Infine il termine x_i sulla sinistra dell'identità rappresenta la produzione totale del settore i . In notazione matriciale il sistema di i equazioni come la (1) può essere scritto nel modo seguente:

$$x = Zi + f \quad (2)$$

dove x e f sono due vettori che rappresentano il prodotto totale e la domanda finale per settore, Z è una matrice $n \times n$ che rappresenta il blocco intersettoriale della tavola I/O e i è un vettore colonna di 1 di dimensione appropriata.

L'analisi input-output si basa sulla relativa stabilità delle relazioni intersettoriali di produzione. Sulla base di questa ipotesi, si possono ricavare dei coefficienti tecnici di produzione (o coefficienti input-output) dati da $a_{ij}=z_{ij}/x_j$ che rappresentano il valore di prodotto del settore i che è necessario come input nella produzione di una unità di output del settore j . Assumendo che le componenti della domanda finale siano esogene, il sistema di identità (2) può essere riscritto come un sistema di equazioni lineari la cui i -esima equazione è la seguente:

$$x_i = a_{i1}x_1 + \dots + a_{ii}x_i + \dots + a_{in}x_n + f_i \quad (3)$$

In termini matriciali questo equivale a scrivere:

$$x = Ax + f \quad (4)$$

dove A è la matrice dei coefficienti tecnici. A questo punto un modello input-output ci consente di prevedere gli effetti sulla struttura produttiva di livelli esogeni della domanda finale.

Infatti se il vettore della domanda finale f è dato, il sistema di equazioni lineari può essere risolto per il prodotto totale settoriale:

$$x = (I - A)^{-1}f \quad (5)$$

dove I è una matrice identità di dimensione $n \times n$ e $(I-A)^{-1}$ è nota come *inversa di Leontief*¹⁸. L'elemento generico ij di questa matrice indica quanto l'attività del settore i aumenta in risposta ad un incremento unitario della domanda finale per il prodotto del settore j . L'aumento dipende dall'effetto diretto che si ha quando $i=j$ ma anche dagli effetti indiretti che dipendono dalle interconnessioni del sistema economico. La matrice inversa è detta anche *matrice dei coefficienti di attivazione* ed è il nucleo dell'analisi I/O. Essa riassume il sistema delle interdipendenze settoriali dell'economia, rendendo possibile sintetizzare in un unico coefficiente moltiplicativo tutta la catena delle azioni e reazioni indotte nel sistema economico da un qualsiasi shock esogeno.

2.4 Economia ed Energia in Sardegna: un possibile scenario

In una fase di profonde trasformazioni del mercato energetico globale, le istituzioni faticano a reagire con rapidità ed efficacia. L'idea del mercato energetico comune, perseguita dall'Unione Europea sin dalla fine degli anni Ottanta e ancora lontana dalla effettiva realizzazione, è attualmente ostacolata proprio dalla carenza infrastrutturale, con una rete che non consente adeguati passaggi di flussi di elettricità tra le frontiere.

L'adeguamento delle infrastrutture esige un considerevole ammontare di risorse ma anche una visione generale che indichi un ordine di priorità e per questo molti dei progetti infrastrutturali sono stati raggruppati in *Piani di Interesse Comune*. Un tema complesso come quello dell'adeguamento delle infrastrutture energetiche esige chiarezza e stabilità negli indirizzi di base ma anche la partecipazione degli *stakeholders*, per primi gli enti locali, che subiscono gli effetti esterni negativi (in termini di inquinamento o di modifica del paesaggio) della produzione elettrica e che sono fino ad ora i responsabili delle azioni strategiche anche sulle infrastrutture¹⁹.

Tra i Piani di Interesse Comune, la Commissione Europea attribuisce un ruolo chiave alla Sardegna nello sviluppo di un'asse Nord-Sud di interconnessione nel continente europeo e pianifica di contribuire con fondi europei al finanziamento di progetti di investimento nell'ambito di questi obiettivi. Questi investimenti possono apparire a prima vista non ponderati dato che la crisi economica degli ultimi anni ha sicuramente colpito il sistema industriale della Regione Sardegna e, di conseguenza, ha ridotto la domanda e l'utilizzo di energia elettrica per i processi produttivi. Tuttavia, in questa fase di riduzione della produzione e della domanda ha anche avuto luogo un significativo cambiamento nel sistema di produzione di elettricità con un minor utilizzo degli impianti termo-elettrici tradizionali e l'esplosione di energia prodotta da fonti rinnovabili, in particolare eolica. Nella prospettiva di garantire la stabilità e la sicurezza energetica del sistema elettrico sardo e di consentire il pieno utilizzo degli impianti di energia rinnovabile, sono sicuramente necessari investimenti che possano migliorare la rete di distribuzione all'interno dell'Isola e le interconnessioni con il Continente europeo. In vista di un potenziamento delle

infrastrutture e quindi di uno sfruttamento più efficiente della produzione di energia elettrica nella Regione, si sono valutati i potenziali effetti economici che un aumento delle esportazioni potrà avere, data la struttura del sistema economico della regione. Con l'utilizzo di un modello input-output appositamente costruito, si stima che questi effetti siano significativi perché la maggiore domanda di energia – nella forma di maggiori esportazioni alle altre regioni italiane o all'estero – attiva sia un incremento della produzione del settore elettrico stesso sia l'aumento di output dei settori che producono beni e servizi intermedi nella produzione di elettricità, in un sistema di interdipendenze produttive rappresentato dalla tavola I/O. La somma di questi effetti diretti e indiretti è più del doppio dello stimolo iniziale della domanda e implica anche un miglioramento delle condizioni sul mercato del lavoro con un aumento dell'occupazione.

2.5 Note

¹ In effetti nell'attuale disegno di revisione costituzionale (Atto Senato 1429), alle competenze esclusive del governo centrale vengono aggiunte la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionali dell'energia, nonché le infrastrutture strategiche e le grandi reti di trasporto e di navigazione d'interesse nazionale. Un simile *trade off* tra esigenze di intervento strategico coordinato a livello europeo e tutela del paesaggio e delle ricchezze locali si avverte in tema di semplificazioni amministrative e di autorizzazione ambientale, dove il governo è intervenuto con decretazione di urgenza (DL 91/2014) per una serie di semplificazioni amministrative e modifiche alla Valutazione di Impatto Ambientale e Valutazione Strategica.

² Il primo caso rilevante fu la Francia, nel 1946.

³ Si tratta dell'ondata di privatizzazioni innescata dal governo Thatcher a fine anni Settanta e che ha contagiato via via molti paesi. L'introduzione di una qualche forma di effettiva concorrenza nel campo della produzione di energia elettrica nel caso inglese si ha però a partire da fine anni Ottanta. Si veda su [2].

⁴ Si tratta in particolare delle direttive 96/92/CE, 2003/54/CE e 2009/72/CE, che abroga la direttiva precedente e determina la normativa attualmente in vigore.

⁵ Tre sono i modelli organizzativi previsti: la completa «separazione proprietaria», il gestore di sistemi indipendente (GSI — responsabile della manutenzione delle reti, mentre gli elementi patrimoniali restano di proprietà dell'impresa integrata) e il gestore di trasmissione/trasporto indipendente (GTI, con un sistema che dovrebbe garantire nel contempo l'indipendenza e gli investimenti infrastrutturali necessari nell'attività di trasmissione/trasporto).

⁶ La normativa ha previsto molte norme finalizzate alla tutela dei consumatori, in particolare di quelli vulnerabili. Ad esempio, ai consumatori, sin dalla direttiva del 2003, è stata garantita la libertà di cambiare operatore.

⁷ La direttiva del 2009 (2009/72/CE) sarebbe dovuta entrare in vigore in tutti gli stati nel 2011 ma è invece stata recepita con molto ritardo.

⁸ Si tratta di un cavo sottomarino per collegare la rete elettrica maltese dal resto dell'Europa. Il programma è stato istituito con Regolamento (CE) n. 663/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un programma per favorire la ripresa economica tramite la concessione di un sostegno finanziario comunitario a favore di progetti nel settore dell'energia.

⁹ Si tratta del Regolamento (Ue) N. 347/2013 Del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013. Il pacchetto è anche noto con l'acronimo TEN-E.

¹⁰ Un progetto può essere considerato di "interesse comune" se coinvolge almeno due Stati membri, contribuisce alla creazione del mercato unico e all'aumento di concorrenza, rafforza la *security* accettando fonti di diverso tipo e riduce le emissioni di CO₂.

¹¹ Tra i già citati snellimenti amministrativi è importante sottolineare la previsione di un'unica autorità nazionale competente.

¹² Il Meccanismo per collegare l'Europa, noto come *Connecting Europe Facility* (CEF) è stato introdotto nel 2011 nel quadro comunitario delle spese pluriennali (2014-2020). Nel settore dell'energia, il meccanismo identifica dodici aree e corridoi infrastrutturali prioritari, quattro per ciascuno dei seguenti settori: trasporto di gas ed elettricità, introduzione di reti intelligenti, autostrade elettriche e reti transfrontaliere dell'anidride carbonica. Al meccanismo fa riferimento uno stanziamento di 5,85 miliardi di euro per le infrastrutture energetiche transeuropee per il periodo 2014-2020. Per il 2014 è stata allocata una prima tranche di oltre 600 milioni.

¹³ Si tratta del progetto di interesse comune 2.4.

¹⁴ Il pacchetto si compone di tre comunicazioni e alcuni allegati. La prima comunicazione delinea lo scenario di base con la costruzione del mercato unico, la seconda la politica contro il cambiamento climatico in vista della COP di Parigi e la terza il potenziamento delle interconnessioni elettriche. Relativamente all'obiettivo dell'interconnessione del 10 %, la Commissione si è impegnata a presentare una relazione annuale sui progressi compiuti per raggiungere l'obiettivo. Si veda Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio, COM(2015) 80, 81 e 82 del 25.02.2015.

¹⁵ IRPET vanta da parecchi anni una consolidata e apprezzata esperienza nella costruzione e utilizzo di tavole e modelli Input-Output a scala regionale e multi regionale in perfetta coerenza con il sistema dei conti economici territoriali ISTAT/Eurostat. Recentemente l'Istituto ha rivisto la stima delle matrici regionali secondo la nuova classificazione NACE Rev. 2. La metodologia di stima delle più recenti tavole I/O regionali viene descritta dettagliatamente in [1]. La tavola uniregionale Input-Output NACE Rev. 2 per la Sardegna utilizzata in questo capitolo è valutata a prezzi base correnti ed è vincolata ai conti economici territoriali rilasciati da ISTAT a ottobre 2013.

¹⁶ Per un'analisi dettagliata dell'analisi input-output, si veda [5].

¹⁷ In realtà il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico, noto come decreto *Burden Sharing*, emanato in seguito al d.lgs 28/2011, si è trovato ad assegnare degli obiettivi già

sorpassati, su una situazione che mutava rapidamente a causa dell'esplosione delle rinnovabili elettriche in tutto il territorio nazionale. Secondo lo stesso Piano Energetico della Regione Sardegna, "la Regione Sardegna ha superato nel 2011 l'obiettivo definito dal Decreto *Burden Sharing* pari al 17,8 %" [8, pag. 210], dunque l'obiettivo era stato già superato ancora prima di essere assegnato.

¹⁸ L'esistenza e l'unicità di una soluzione positiva per il precedente sistema è garantita dall'invertibilità della matrice $(I - A)$ che, nelle applicazioni pratiche, è non-singolare poiché è estremamente improbabile che le colonne della matrice A , che rappresentano le strutture produttive settoriali, siano linearmente dipendenti.

¹⁹ L'assetto costituzionale attuale include infatti l'energia tra le materie a legislazione concorrente, per le quali spetterebbe alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. Tale divisione di competenze, seppur comprensibile per la partecipazione di tutte le parti interessate, si scontra tuttavia con la rapidità dei mutamenti nel mercato energetico e con la necessità di programmare infrastrutture di ampio respiro, che vadano oltre i confini locali, e dunque sono in discussione progetti per un nuovo riordino delle competenze.

2.6 Bibliografia

- [1] Cherubini L., Ghezzi L., Panicià R., Rosignoli S. – *L'interscambio commerciale tra il Mezzogiorno e il Centro Nord: struttura e meccanismi di propagazione degli shock*, in: Rivista di Economia e Statistica del Territorio, N.1 gennaio-aprile 2012, ed. Franco Angeli.
- [2] Krusich C. – *Le privatizzazioni in Gran Bretagna: Un'analisi*, Studi e Note di Economia, (1997), 2/97, pp. 101-128.
- [3] Leontief W. W. – *Quantitative input and output relations in the economic systems of the United States*, The Review of Economic Statistics (1936): pp. 105-125.
- [4] Leontief W. W. – *Structure of American economy, 1919-1929*, (1941), Harvard University Press, Cambridge, USA.
- [5] Miller R. E., Blair P. D. – *Input-output analysis: foundations and extensions*, (2009), Cambridge University Press, New York.
- [6] Purvins A., Wilkening H., Fulli G., Tzimas E., Celli G., Mocci S., Pilo F., Tedde S. – *A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges*, Journal of Cleaner Production (2011) 19.17, pp.1909-1916.
- [7] Regione Sardegna – *Piano d'azione regionale per le energie rinnovabili Sardegna*, (2012).
- [8] Regione Sardegna – *Piano energetico ed ambientale della Regione Sardegna 2014-2020, Proposta Tecnica*, (2014).
- [9] TERNA – *Avanzamenti Piani di Sviluppo Precedenti*, (2013).
- [10] TERNA – *L'elettricità nelle Regioni*, (2014).
- [11] TERNA – *Le prospettive dell'elettricità in Sardegna*, (2014).

PARTE SECONDA¹

ENERGIA ELETTRICA E AGRICOLTURA IN SARDEGNA²

Francesco Piras, Maria Grazia Olmeo, Luciano Gutierrez

2.1 La domanda energetica

Causa la perdurante recessione, la domanda nazionale di energia ha continuato a diminuire anche nel 2012, confermando il *trend* negativo iniziato a partire dal 2006 con l'unica eccezione rappresentata dal 2010 che ha fatto registrare un consistente aumento. Sulla base dei dati INEA (Istituto Nazionale di Economia Agraria) [9], a livello nazionale il consumo interno lordo nell'anno 2012 è pari a 177,8 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP)³ che si trasformano in 129 milioni di TEP a seguito della trasformazione di una quota parte in energia elettrica. La riduzione dei consumi finali del 4,2 %, rispetto al 2011, è dovuta in buona misura al calo dei consumi registrato nel settore industriale e dei trasporti causato dalla perdurante crisi economica che ha contribuito in questo modo ad una sensibile diminuzione delle emissioni di gas serra in atmosfera. Per contro, i consumi legati agli usi residenziali e al terziario, che insieme costituiscono la componente più importante dei consumi finali, evidenziano un leggero aumento. Per quanto riguarda il settore agricolo si registra una riduzione del 2,4 %. Il settore agricolo rispetto agli altri comparti ha sicuramente un peso minore in termini di impieghi finali di energia ma assume un ruolo centrale in termini di produzione di energia ottenuta dallo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

Tabella 1 – Bilancio energetico nazionale di sintesi (milioni di TEP). Anno 2012.

Tipo di disponibilità	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Energie rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	7	5,4	24,8		37,8
Importazione	15,9	55,5	86,3	2,1	10	169,8
Esportazione	0,2	0,1	29,2	0,1	0,5	30,1
Variazioni scorte	-0,2	1	-1,1	0	0	-0,3
Consumo interno lordo	16,5	61,4	63,6	26,8	9,5	177,8
Consumi e perdite del settore energetico	-0,3	-1,6	-5	0	-41,7	-48,6
Trasformazioni in energia elettrica	-11,8	-20,6	-3,3	-21,7	57,4	0
Totale impieghi finali	4,4	39,2	55,3	5,1	25,2	129,2

Fonte: Elaborazioni INEA (2013) su dati Ministero dello Sviluppo Economico. [9]

¹ Benché la Parte Seconda sia frutto comune degli Autori, L. Gutierrez ha coordinato e supervisionato l'intera Parte, mentre F. Piras ha curato specialmente i paragrafi 2.1 e 2.2.1, a sua volta M. G. Olmeo ha curato il paragrafo 2.2.2.

² *Le figure sono state scelte e commentate dal Curatore.*

³ Vedi nota 4 della Prefazione.

Tabella 2 – Bilancio energetico nazionale di sintesi (milioni di TEP). Anno 2012.

Settore di impiego	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Energie rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Industria	4,3	12,3	4,3	0,3	9,8	31
Trasporti	-	0,8	36,2	1,2	0,9	39,1
Residenziale e terziario	0	25,5	3,7	3,4	14	46,6
Agricoltura		0,1	2,2	0,2	0,5	3,0
Usi non energetici	0,1	0,5	5,8		-	6,4
Bunkeraggio	-	-	3,1		-	3,1
Totali impieghi finali	4,4	39,2	55,3	5,1	25,2	129,2

Fonte: Elaborazioni INEA (2013) su dati Ministero dello Sviluppo Economico. [9]

Per quanto riguarda le fonti energetiche tra il 2011 e il 2012 si registra una crescita sostenuta dei combustibili solidi (+11 %), mentre diminuisce il contributo dei prodotti petroliferi e del gas (-10 % e -12 % rispettivamente) e delle importazioni di energia elettrica (-2,4 %). Da sottolineare la fortissima crescita del contributo delle fonti energetiche rinnovabili. Tuttavia, la composizione della domanda conferma le caratteristiche peculiari dell'Italia rispetto agli altri paesi europei caratterizzandosi ancora per un forte ricorso a prodotti petroliferi e gas, un ridotto contributo dei combustibili solidi e una importazione ormai strutturale di energia elettrica.

La struttura del bilancio energetico curato dall'ENEA - *Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile* non permette di individuare univocamente i consumi relativi alle attività agricole e alle industrie agroalimentari, dal momento che i consumi di combustibile dei mezzi agricoli sono inclusi nella voce “agricoltura” mentre quelli delle industrie alimentari vengono calcolati nella voce “Industria manifatturiera non di base” e i consumi elettrici non sono riportati come tali e attribuiti ai rispettivi settori ma espressi come “consumi, trasformazioni e perdite di fonti primarie” [6].

I dati forniti da TERNA⁴, il grande operatore di reti per la trasmissione di energia elettrica, consentono di avere un quadro di riferimento maggiormente dettagliato anche se per i soli consumi di energia elettrica che vengono disaggregati per categoria di utilizzatori, per regione e per provincia [101].

Con riferimento agli anni 2012 e 2013, dalla tabella 3 emerge come i consumi di energia elettrica in Italia abbiano registrato un lieve calo passando da 307 219 GW h del 2012 ai 297 288 GW h del 2013. Il settore agricoltura pesa un 2 % sui consumi totali. Il comparto industria assorbe da solo oltre il 40 % dell'intera produzione di energia elettrica. All'interno della categoria “industria manifatturiera non di base”, i dati TERNA consentono di evidenziare i consumi di energia elettrica del comparto “alimenti, tabacchi e bevande” pari al 4 % del totale. Il calo di consumi di energia elettrica nel biennio di riferimento ha riguardato sia il settore agricoltura che quello dell'industria con una riduzione del 4 % e del 5 % rispettivamente, sebbene la sola industria alimentare abbia mantenuto il livello di consumo pressoché stabile (-1 %). In calo anche i consumi di energia elettrica del terziario (-1 %) e degli usi domestici (-4 %).

⁴ Vedi nota 86 nel Capitolo Primo.

Tabella 3 – Consumi di energia elettrica in Italia anni 2012-2013 (espressi in GW h).

Settore	2012	%	2013	%	Variazione % 2012-2013
Agricoltura	5 924	1,9	5 677	1,9	-4,2
Industria	130 801	42,6	124 871	42,0	-4,5
Terziario	101 038	32,9	99 757	33,6	-1,3
Usi domestici	69 457	22,6	66 983	22,5	-3,6
Totale	307 220	100,0	297 288	100,0	-3,3

Fonte: Nostre elaborazioni su dati TERNA [101].

Tabella 4 – Consumi di energia elettrica (GW h) nell'industria italiana anni 2012-2013.

Industria	2012	2013	Variazione % 2012 - 2013
Manifatturiera di base	58 298	54 780	- 6,0
Manifatturiera non di base	54 195	52 849	- 2,5
<i>di cui alimentari, bevande e tabacco</i>	<i>12 060</i>	<i>11 953</i>	<i>- 0,9</i>

Fonte: Nostre elaborazioni su dati TERNA [101].

Focalizzando l'attenzione sul consumo di energia elettrica della Regione Sardegna, dall'analisi della tabella 5 emerge come la domanda di energia abbia registrato, tra il 2012 e il 2013, un sensibile calo rispetto a quanto avvenuto a livello nazionale con una riduzione pari a -18 %.

La riduzione ha interessato tutti i comparti produttivi sebbene la contrazione più significativa sia stata registrata dal settore industriale con un -31 %. L'industria alimentare ha ridotto i suoi consumi del - 10 % rispetto al - 4 % del valore nazionale. Il calo dei consumi del settore strettamente agricolo è, invece, in linea con le medie nazionali pari a - 4 %. Sia il comparto del terziario che quello degli usi domestici mostrano un identico decremento, pari a -4 %.

Nella Regione Sardegna, circa la metà (53 % nel 2012 e 45 % nel 2013) dell'energia elettrica viene consumata dal solo comparto industriale. All'interno di tale comparto, l'energia elettrica assorbita dall'industria alimentare pesa solo il 2 % rispetto ai consumi complessivi. Il secondo comparto, in ordine di importanza, è il terziario con un consumo nel 2013 pari al 27 % rispetto al totale della domanda di energia elettrica mentre, nello stesso anno, il 25 % dell'energia elettrica è stato consumato per usi domestici. Il peso del settore agricolo è pari al 2 %.

Tabella 5 – Consumi di energia elettrica in Sardegna anni 2012-2013 (espressi in GW h).

Settore	2012	%	2013	%	Variazione % 2012 - 2013
Agricoltura	220	2,1	211	2,5	- 4 %
Industria	5 622	53,4	3 899	45,3	- 31 %
Terziario	2 418	23,0	2 327	27,0	- 4 %
Usi domestici	2 262	21,5	2 168	25,2	- 4 %
Totale	10 522	100,0	8 605	100,0	- 18 %

Fonte: Nostre elaborazioni su dati TERNA [101].

Tabella 6 – Consumi di energia elettrica (GW h) nell’industria sarda anni 2012-2013.

Industria	2012	2013	Variazione % 2012 - 2013
Manifatturiera di base	3 793	2 125	- 44
Manifatturiera non di base	331	304	- 8
<i>di cui alimentari, bevande e tabacco</i>	<i>174</i>	<i>157</i>	<i>- 10</i>

Fonte: Nostre elaborazioni su dati TERNA [101].

Tabella 7 – Consumi di energia elettrica (GW h) nelle province sarde per anno 2013.

Provincia	Agricoltura <i>in parentesi la % del totale agricoltura</i>	Industria <i>in parentesi la quota per alimentari, bevande e tabacco</i>	Terziario	Usi domestici	Totale <i>in parentesi la % del totale generale</i>
Olbia-Tempio	11 (5)	99 (12)	365	271	746 (9)
Sassari	38 (18)	283 (28)	428	437	1 186 (14)
Nuoro	27 (13)	330 (19)	177	182	716 (8)
Oristano	66 (31)	93 (42)	186	191	536 (6)
Ogliastra	7 (3)	27 (5)	63	62	159 (2)
Medio Campidano	18 (9)	53 (9)	101	110	282 (3)
Cagliari	34 (16)	2 269 (37)	875	750	3 928 (46)
Carbonia-Iglesias	10 (5)	745 (4)	132	165	1 052 (12)
Totale	211 (100)	3 899 (156)	2 327	2 168	8 605 (100)

Fonte: Nostre elaborazioni su dati TERNA [101].

L’analisi dei consumi di energia elettrica a livello provinciale mostra come le province di Cagliari, Sassari e Carbonia Iglesias siano quelle caratterizzate dai maggiori consumi. Le sole tre province assorbono nel 2013 oltre il 70 % dell’energia elettrica regionale. Per le province di Cagliari e di Carbonia Iglesias il settore più significativo dal punto di vista energetico è quello industriale, probabilmente a causa dei grossi impianti di Macchiareddu (CA) e Portovesme (CI).

Nel 2013 la provincia che ha registrato il maggior consumo di energia elettrica per il comparto agricolo e agroindustriale è quella di Oristano, a conferma della forte vocazione di questo territorio per l’agroalimentare. Ben il 31 % del consumo energetico totale in agricoltura è infatti generato in tale provincia. La provincia di Sassari mostra un elevato valore di consumi per il comparto strettamente agricolo pari al 18 %, seconda solo alla provincia di Oristano, ma un relativamente minor consumo di energia elettrica associato agli usi nell’industria alimentare dove invece la provincia di Cagliari mostra dei valori più significativi. Decisamente trascurabile il peso percentuale delle province di Olbia-Tempio, Carbonia Iglesias e Ogliastra sul totale dei consumi complessivi in agricoltura pari rispettivamente a 5 % per Olbia-Tempio e Carbonia-Iglesias e 3 % per l’Ogliastra (tabella 7).

2.2 L’offerta energetica

La produzione totale netta di energia elettrica nel 2011 in Sardegna è stata pari a 13 230 GW h e ha rappresentato il 4,5 % della produzione totale nazionale [8]. Circa l’85 % di energia è prodotta da impianti termoelettrici tradizionali, il 7,9 % da impianti eolici, il

4,5 % da impianti idroelettrici e il 2,6 % da impianti fotovoltaici. Sempre secondo INEA [8] la produzione nazionale totale vede una quota leggermente inferiore di energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici tradizionali (75 %), una decisamente maggiore importanza degli impianti idroelettrici (16,2 %), il 3,6 % da impianti fotovoltaici, il 3,4% da impianti eolici e la restante parte, pari all'1,8 % da impianti geotermici.

La crescita delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) è proseguita anche nel 2012 prevalentemente attraverso il contributo delle fonti fotovoltaiche ed eoliche che, anche a livello nazionale, hanno acquisito un peso relativo considerevole nell'ambito delle FER pari al 5 % e al 10 % rispettivamente. Tale crescita ha permesso di raggiungere una produzione di energia elettrica pari a 92 222 GW h (+11 % rispetto al 2011) consentendo all'Italia di superare l'obiettivo del 19,6 % di energia elettrica prodotta da FER fissato dal Piano di Azione Nazionale [9].

Restrungendo l'analisi alla Regione Sardegna, il Piano d'Azione Regionale per le Energie Rinnovabili (PdAER) individua l'obiettivo di coprire con FER dal 15 % al 17,8 % dei consumi entro il 2020 [102]. Il bilancio energetico mostra una eccedenza attiva del 10,4 % nel 2011 dovuta soprattutto all'aumento della produzione di energie rinnovabili come l'eolico e il fotovoltaico [8]. La Sardegna, infatti, presenta condizioni ambientali favorevoli per la produzione di energia da fonti rinnovabili che derivano dall'elevato irraggiamento solare e dalle specifiche caratteristiche anemometriche del proprio territorio. Sembrano buone anche le potenzialità per lo sfruttamento dell'energia geotermica e per la produzione di biomasse derivanti dalle attività forestali ed agricole. Grazie anche a queste favorevoli condizioni naturali, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è cresciuta in linea con il trend nazionale, passando da 169,7 GW h nel 2000 a 2 484,9 GW h nel 2011. Sicuramente significativi gli aumenti registrati nella produzione da fonte eolica, passata da 15,4 GW h nel 2000 a 1047,8 GW h nel 2011, e dalle bioenergie, da 55,7 GW h nel 2000 a 640 GW h nel 2011, e dal solare fotovoltaico, da 0,2 GW h nel 2000 a 344,1 GW h nel 2011 [11].

Di seguito verranno forniti maggiori elementi di dettaglio in merito alla produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia e in Sardegna con uno specifico riferimento al contributo dell'agricoltura⁵.

⁵ *Nota del Curatore*

La legge regionale 17 novembre 2010, n.15: Disposizioni in materia di agricoltura, all'articolo 12 *Impianti per la produzione di energia rinnovabile nelle aziende agricole* prevede:

1. L'installazione all'interno delle aziende agricole, su strutture appositamente realizzate, nelle aree immediatamente prospicienti le strutture al servizio delle attività produttive, di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili aventi potenza fino a 200 kW da parte degli imprenditori di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99 (Disposizioni in materia di soggetti ed attività, integrità aziendale e semplificazione amministrativa in agricoltura), è soggetta alla disciplina della denuncia di inizio attività (DIA) di cui agli articoli 22 e 23 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia) e successive modifiche ed integrazioni.
2. Per garantire l'accesso al credito da parte delle imprese agricole per la realizzazione degli impianti di cui al comma 1, è istituito, presso la SfIRS, un fondo di garanzia che garantisce i mutui e i prestiti concessi a tal fine dagli istituti di credito.
3. Per le finalità di cui al comma 2 è autorizzata la spesa di euro 1 000 000 per l'anno 2010 e di euro 2 000 000 per ciascuno degli anni 2011, 2012 e 2013.
4. La Giunta regionale stabilisce le modalità di attivazione e i criteri di gestione del fondo.
5. La garanzia è prestata nel rispetto delle vigenti disposizioni comunitarie.

2.2.1 La produzione di energia da fotovoltaico

L'impiego di sistemi fotovoltaici ha interessato tutti i settori che utilizzano energia elettrica. Il comparto agricolo ha ritagliato nel tempo un ruolo significativo arrivando a rappresentare una quota del 9 % della potenza installata su base nazionale [3]. L'agricoltura si presta bene alla produzione di energia elettrica da fotovoltaico grazie all'ampia disponibilità di superfici per l'installazione di pannelli sia in termini di terreni non utilizzati che di abitazioni e fabbricati rurali. Le superfici a disposizione possono quindi essere sfruttate dalle aziende nel rispetto delle norme ambientali e di tutela del territorio e del paesaggio conferendo, al contempo, un'immagine maggiormente eco-sostenibile dell'attività agricola. Inoltre, e non da ultimo, le aziende agricole possono ottenere un immediato vantaggio economico dalla produzione e vendita di energia elettrica integrando il reddito derivante dall'attività strettamente agricola.



Provincia di Sassari: esempio di serre dotate di una copertura con pannelli fotovoltaici, che comunque consentono di rispettare le condizioni di corretta luminosità per la coltivazione delle piante in esse ospitate. L'impianto permette di produrre l'energia necessaria per l'autoconsumo (vedi Capitolo Primo, paragrafo 1.6.1) e di conferire la parte eccedente alla società gestrice della rete elettrica [103].

Sono molteplici gli incentivi che promuovono il ricorso al fotovoltaico alcuni dei quali espressamente rivolti al comparto agricolo.

Carlo [3] presenta un sintetico quanto efficace quadro del sistema di incentivi in favore del fotovoltaico identificando nel così detto "conto energia" il più significativo strumento. Si tratta di un finanziamento pubblico rivolto esclusivamente a soggetti che producono energia elettrica attraverso impianti fotovoltaici. Il contributo viene erogato in funzione dell'energia prodotta e si estende per un periodo di 20 anni dal momento della sottoscrizione e dall'entrata in funzione dell'impianto. Esistono due regimi di incentivazione. Il primo è rivolto ai sistemi di produzione di energia destinata interamente all'autoconsumo mentre il secondo fa riferimento a sistemi di produzione che prevedono

l'immissione in rete, e quindi la vendita, di tutta o parte dell'energia prodotta. Il sistema del conto energia ha subito una serie di modifiche e rivisitazioni nel corso degli anni portando ad un forte ridimensionamento delle tariffe incentivanti che restano, comunque, il sistema più vantaggioso e importante per il fotovoltaico. Il settore agricolo beneficia di un sistema legislativo particolarmente favorevole che consente di aderire ai sistemi di incentivazione generali come il conto energia ma conferisce al settore altre importanti vantaggi. Infatti, a partire dal 2005, la produzione di energia fotovoltaica rientra tra le attività agricole e può essere considerata come parte del reddito agrario con tutti i relativi vantaggi fiscali a patto che avvenga entro certi limiti e certe condizioni specificate nelle apposite circolari dell'Agenzia delle Entrate [7]. In particolare, con la circolare n. 32/E delle Entrate si specifica che la produzione di energia rientra in agricoltura a condizione che l'impresa agricola produca direttamente e prevalentemente più del 50 % delle risorse necessarie per la produzione di energia. Le imprese agricole possono anche usufruire dei contributi in conto capitale previsti dalle specifiche misure ad investimento contenute nei *Programmi di Sviluppo Rurale* (PSR) che costituiscono i più importanti strumenti di programmazione comunitaria in ambito agricolo.

Il solare fotovoltaico si è, quindi, dimostrato una tecnologia con ampie potenzialità alla luce sia della sua duttilità e integrabilità in edifici e terreni sia della favorevole legislazione e del sistema incentivante. Per contro, la bassa densità dell'energia solare fa sì che ai fini del suo utilizzo, sia necessaria una crescente occupazione di ampie zone di terreno [5]. L'insieme di tutti questi elementi ha portato ad un rapido processo di occupazione di terreni tutt'altro che marginali destando non poche perplessità nei territori coinvolti [4].

In dettaglio, il numero degli impianti fotovoltaici nel 2012 era pari a 478 331 per una potenza installata di 16 420 MW. Si tratta, però, soprattutto di impianti installati su edifici del Nord Italia, mentre gli impianti a terra, pari ad una superficie di 13 370 ha (+21 % rispetto al 2011), risultano maggiormente distribuiti nel Centro-Sud. In Sardegna, il numero degli impianti fotovoltaici è passato da 7 630 nel 2010 a 14 637 nel 2011 per una potenza lorda pari a 403,2 MW. Di questi impianti ben 557 sono parte integrante di aziende agricole [8].

2.2.2 La produzione di energia da biomasse

All'interno del comparto agricolo, la valorizzazione delle biomasse rappresenta la tecnologia con le maggiori potenzialità in termini di apporto energetico al fabbisogno nazionale. A livello mondiale, esse costituiscono la fonte principale di energia rinnovabile, fornendo il 10 % dell'energia primaria consumata [8, 104]. Secondo il Piano d'Azione Nazionale (2010) per le fonti rinnovabili del Ministero dello Sviluppo Economico, al 2020 la valorizzazione delle biomasse coprirà il 19 % della produzione elettrica totale da fonte rinnovabile rappresentando una risorsa fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo vincolante di copertura dei consumi finali attraverso fonti di energia rinnovabile.

Il ruolo centrale delle biomasse all'interno del sistema energetico nazionale sia nel medio che nel lungo periodo è confermato dalle analisi di scenario elaborate dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile [10].

Gli impianti a biomasse sono spesso localizzati nelle aree industriali, limitando quindi l'occupazione diretta di terreni agricoli, ma richiedono estese porzioni di territorio per il loro funzionamento a regime. Tali centrali vengono solitamente alimentate da

biomasse legnose ottenute dalla gestione locale dei boschi, da sottoprodotti delle lavorazioni industriali come gli scarti di segheria o scarti agroindustriali. Nel caso in cui l'alimentazione delle centrali avvenga attraverso l'utilizzo di colture energetiche, solitamente il raggio di approvvigionamento è prossimo alle centrali o in alcuni casi, come per il cippato legnoso, si ricorre ai mercati internazionali.



Esempio di impianto di produzione elettrica da biogas, di una azienda agricola in provincia di Cagliari. Il biogas viene prodotto da biomasse vegetali coltivate dalla stessa azienda. In questa tipologia di impianti, le masse reagenti principalmente utilizzate sono insilati di: mais, triticale, sorgo, ecc. L'impianto permette di produrre l'energia necessaria per l'autoconsumo (vedi Capitolo Primo, paragrafo 1.6.3) e di conferire la parte eccedente alla società gestrice della rete elettrica [105].

Gli impianti a biogas utilizzano soprattutto un *mix* di deiezioni animali e colture appositamente dedicate in grado di garantire un'elevata resa nel processo di digestione anaerobica come il mais, il sorgo e il triticale. Per questi impianti il raggio di approvvigionamento è solitamente prossimo al digestore in modo da abbattere e stabilizzare i costi di produzione delle materie prime. Dal punto di vista quantitativo gli impianti da biogas rappresentano la fonte di energia rinnovabile che ha il più alto impatto sull'utilizzo dei suoli nel nostro Paese [1]. Questo è vero soprattutto per tutti gli impianti medio grandi che utilizzano anche materiale vegetale per il funzionamento dei digestori aumentando, inevitabilmente, la pressione sulla terra. Infatti, le colture energetiche sostituiscono quelle dedicate all'alimentazione animale o umana che devono essere approvvigionate attraverso un crescente ricorso al mercato internazionale determinando inoltre potenziali implicazioni sui prezzi delle materie prime. Impianti piccoli, a scala aziendale, organizzati sulla logica della chiusura dei cicli di produzione e alimentati esclusivamente attraverso il ricorso alle deiezioni animali non esercitano alcuna pressione sull'utilizzo del suolo non modificando l'ordinamento colturale e la funzionalità aziendale.

Gli impianti a biogas hanno evidenziato un notevole incremento negli ultimi anni. Sulla base dei dati forniti da Carrosio [2], alla fine del 2011 erano operativi 398 impianti a cui si son aggiunti altri 134 impianti entrati in funzione subito dopo per arrivare ad un totale di 532 impianti. Tra questi impianti, riferiti al solo comparto agro zootecnico, si devono distinguere quelli cogenerativi da quelli che producono esclusivamente energia termica. Questi ultimi sono un'esigua minoranza, circa il 2 %. Praticamente la totalità degli impianti produce energia elettrica, disperdendo il calore prodotto in atmosfera. Il numero di impianti è presumibilmente cresciuto dopo il 2012 grazie anche alle modifiche apportate al sistema di incentivazione che ha mutato significativamente i giudizi di convenienza economica per i più recenti impianti in esercizio a partire dal dicembre 2012.

Secondo i dati raccolti dal Centro di Ricerche Produzioni Animali (CRPA), più dell'80 % degli impianti agro-zootecnici ha un'età non superiore ai 5 anni evidenziando il recentissimo interesse per tale tecnologia da parte del comparto agricolo. L'alimentazione degli impianti è garantita prevalentemente dall'impiego di effluenti zootecnici sebbene accompagnati da colture energetiche o da sottoprodotti agro-industriali. Il numero di impianti alimentati da soli reflui zootecnici è pari al 18 % del totale a cui corrisponde, per contro, una potenza installata molto modesta e non superiore al 3 %. La quota di impianti alimentati esclusivamente con colture energetiche, tra cui biomasse ad alto valore come il mais, costituiscono il 22 % della potenza installata [9].

Carrosio [2] propone una innovativa classificazione degli impianti a biogas aziendali in funzione di due principali variabili: la maggiore o minore diversificazione e specializzazione delle produzioni come conseguenza dell'introduzione dell'impianto a biogas, e la connessione o sconnessione con il territorio in termini di integrazione socio-produttiva e di capacità di relazionarsi con le comunità locali come, per esempio, per l'utilizzo del calore prodotto. Dall'incrocio tra queste due variabili, Carrosio [2] individua quattro tipologie aziendali. La prima tipologia è quella delle così dette aziende agricole multifunzionali per le quali la produzione di biogas è un'opportunità per chiudere i cicli produttivi e garantirsi l'autosufficienza energetica. In questa tipologia di aziende gli impianti da biogas sono perfettamente integrati nel sistema produttivo e, spesso, sono ben connessi con il territorio prendendo parte a progetti di comunità.

Per le imprese agricole, la seconda tipologia, include tutte quelle aziende che seguono uno schema tipicamente produttivista. Si tratta di aziende intensive che producono energia per aumentare i margini di profitto ed espandere il sistema aziendale senza badare alla proporzionalità tra la propria capacità di alimentare gli impianti e il reale fabbisogno di approvvigionamento che, infatti, viene coperto ricorrendo alla coltivazione di colture energetiche o attraverso acquisti sul mercato. In genere, questa tipologia di azienda è completamente slegata dalle comunità locali. Le ultime due tipologie aziendali sono rappresentate da imprese specializzate come le imprese agricole bioenergetiche distinte tra imprese singole o di comunità. Le prime sono imprese che cambiano completamente il proprio indirizzo produttivo e la propria organizzazione aziendale sostituendo definitivamente le colture *feed-food* destinate all'alimentazione animale o umana e dedicandosi esclusivamente alla produzione di energia. La seconda categoria è rappresentata da aziende bioenergetiche di comunità spesso rappresentate da cooperative o reti di imprese capaci di raccogliere la materia di approvvigionamento degli impianti all'interno delle comunità locali.

Si stima prudenzialmente che la Sardegna pesi il 6 % degli impianti di biomassa nazionali [12]. In questa Regione di estremo interesse per il settore agricolo è l'utilizzo

delle biomasse derivanti dall'attività agricola come il legname da ardere, i residui agricoli e forestali, i sotto prodotti dell'industria agroalimentare, gli scarti dell'industria della lavorazione del legno, i reflui degli allevamenti e le specie vegetali coltivate appositamente. Al fine di massimizzare l'utilizzo di biomasse in termini di beneficio sia energetico sia economico, è necessario monitorare, controllare e conoscere la composizione chimico-fisica ed energetica della materia prima al fine di individuare il miglior processo di trasformazione e regimarlo secondo le caratteristiche della fonte. A fine 2011, erano operativi in Italia 1213 impianti a bioenergia, dei quali 18 (pari a 1,5 %) localizzati in Sardegna, per una capacità di 77,6 MW corrispondente al 2,7 % del totale nazionale [11]. Per quanto riguarda le superfici regionali impiegabili nella produzione di agro-energia si possano stimare 37 000 ha disponibili secondo uno studio della Regione [12]. I terreni più confacenti a tale utilizzo sono quelli caratterizzati dalla diffusione di colture di tipo cerealicolo e oleaginoso. In particolare, nelle aree centrali e settentrionali della Regione si prediligono terreni dedicati al cardo, mentre nella zona di Oristano e nell'area meridionale, si impiegano terreni generalmente coltivati a sorgo. Nel primo caso, le rese annuali di sostanza secca contano circa 192 000 t, mentre nel secondo caso lo stesso parametro è molto più variabile e oscilla da 33 000 t a 64 000 t a seconda della zona interessata.

Un'utile alternativa alle biomasse agricole ottenute da colture dedicate è rappresentata dalle biomasse residuali, ottenute da coltivazioni legnose, erbacee, paglie. Altre fonti residuali, dette anche di seconda generazione, provengono dall'industria agroalimentare, si tratta di sottoprodotti di origine animale o derivati (es. scarti da macellazione, scarti dal settore lattiero-caseario). Il principale vantaggio di tali fonti deriva dal non vincolare nuove superfici alla produzione di colture energetiche.

Con lo scopo di pianificare efficacemente la programmazione energetica regionale e dal momento che l'utilizzo di energie rinnovabili da biomassa è recente, si è reso necessario stimare quali siano i principali residui colturali e da lavorazione agroalimentare per biomasse alle quali possono attingere le imprese energetiche in Sardegna. Le tabelle (8 e 9), riportano il potenziale delle biomasse, espresse in sostanza secca, secondo le principali colture e per singola provincia. La prima tabella considera sottoprodotti ricchi di lignina pertanto adatti ad essere utilizzati in termovalorizzatori o in pirolizzatori, la seconda riguarda sottoprodotti della lavorazione delle principali filiere agroalimentari di origine vegetale.

Tabella 8 – Potenziale delle biomasse da residui colturali legnosi in Sardegna per provincia anno 2013 espressi in sostanza secca (tonnellate/anno).

Provincia	Paglie	Potatura agrumi	Potatura frutteti	Potatura vite	Potatura olivo	Sanse (nocciolo)
Sassari	15 176	257	1 016	16 264	8 964	11 067
Nuoro	10 742	691	3 318	10 108	5 670	9 078
Cagliari	38 467	5.635	7 684	23 748	9 412	8 160
Oristano	19 492	617	959	12 035	6 180	6 497
Olbia-Tempio	4 486	354	551	8 548	1 443	1 020
Ogliastra	2 635	929	1 445	7 791	873	1 846
Medio Campidano	27 106	1 020	1 586	4 435	1 094	1 407
Carbonia Iglesias	8 883	136	212	8 092	3 196	2 409
Totale Sardegna	126 987	9 639	16 771	91 021	36 832	41 484

Fonte: Nostre elaborazioni su dati Regione Autonoma della Sardegna [11].

Come è possibile notare dalla tabella 8, le fonti con le più alte quantità di residui da biomassa sono quelle derivanti dalla paglia e dalla potatura della vite. Il principale potenziale energetico da paglia si trova nelle province di Cagliari e del Medio Campidano che rappresentano rispettivamente il 30 % e il 21 % del totale, mentre la maggiore quantità di residui ottenuti da potatura di vite si concentra nelle province di Cagliari e Sassari (26 % e 18 % del totale).

Tabella 9 – Potenziale delle biomasse da lavorazioni agroalimentari di origine vegetale in Sardegna per provincia anno 2013 espressi in sostanza secca (tonnellate/anno).

Provincia	Sanse (bucce)	Vinacce	Carciofaie
Sassari	16 600	6 674	14 634
Nuoro	13 617	6 534	1 809
Cagliari	12 240	8 964	44 010
Oristano	9 746	4 672	17 131
Olbia-Tempio	1 530	3 414	607
Ogliastra	2 769	2 859	4 448
Medio Campidano	2 111	2 231	2 727
Carbonia Iglesias	3 613	6 026	4 968
Totale Sardegna	62 226	41 374	90 334

Fonte: Nostre elaborazioni su dati Regione Autonoma della Sardegna [11].

Nella tabella 9 sono riportate le fonti di potenziale biomassa di origine vegetale che sono caratterizzate da una forte presenza di carbonio e povere di lignina. Si tratta di sostanze molto fermentescibili anche in anaerobiosi, ciò significa che possono essere impiegate sia in processi di combustione sia in quelli di biodigestione.

Tra le fonti di biomassa inserite nella tabella 9, le più significative sono quelle relative ai residui provenienti dalle carciofaie e quelli costituite dalle sanse (nella parte che concerne le bucce). Il potenziale energetico proveniente dalle carciofaie si colloca principalmente nel sud della Sardegna tra le province di Cagliari e Carbonia-Iglesias che complessivamente apportano più del 50 % del totale. Tuttavia, occorre precisare che si tratta di stime potenziali che risentono di approssimazioni molto alte, dovute al tipo di tecniche colturali finalizzate alla raccolta di biomassa. Invece, per quanto concerne gli scarti del settore oliario essi sono concentrati nella Nurra, la sola provincia di Sassari detiene più di un quarto dei residui totali.

Il potenziale energetico a cui può far riferimento la Sardegna deve tener conto anche dei residui provenienti dal comparto zootecnico. Si tratta principalmente di scarti di macellazione, reflui zootecnici, sottoprodotti di seconda generazione del settore lattiero caseario (quali siero e scotta). Per ciò che concerne gli scarti di macellazione, la Regione Sardegna non dispone ad oggi di dati sufficienti per stimare il potenziale delle biomasse ad esse legate in ciascuna provincia. Tuttavia, nell'elenco seguente si riportano le quantità, relative al 2013, degli scarti di macellazione regionali utilizzabili a fini energetici [11]:

- Bovini 8 600 tonnellate / anno
- Ovini 6 482 tonnellate / anno
- Suini 5 893 tonnellate / anno
- Caprini 187 tonnellate / anno

Per quanto riguarda il potenziale energetico da reflui zootecnici, occorre specificare che non tutte le deiezioni degli animali presenti nell'Isola possono essere considerati in questo calcolo in quanto alcune specie diffuse in Sardegna (ovini e caprini) sono allevate allo stato brado o comunque non stabulate. A questo si aggiunga che le aziende sono spesso frammentate e dispongono di un carico di bestiame di poca consistenza. Pertanto, nel seguente elenco si riporta il potenziale dei reflui utilizzabili per biomasse dei soli allevamenti di bovini e suini stabulati in aree concentrate della Sardegna. Più specificatamente, si sono considerate le province di Cagliari e Medio-Campidano per l'allevamento di suini e la provincia di Oristano (Arborea) per i bovini (anno 2013, Fonte: nostre elaborazioni su dati RAS [11]):

• numero bovini da latte (stabulati)	64 000	reflui totali:	934 400 m ³ /anno
• numero suini (stabulati)	39 000	reflui totali:	113 880 m ³ /anno

Un primo sguardo ai dati riportati potrebbe indurre a considerare le quantità annue di reflui molto alte, ma in realtà, trattandosi di sostanze ricche di acqua (oltre il 95 %), la sostanza secca residuale non costituisce una fonte di energia rinnovabile particolarmente consistente se comparata con altre biomasse; tuttavia un pregio dei reflui è la loro flora batterica molto attiva che rivitalizza positivamente il processo di anaerobiosi.

L'ultima fonte di energia rinnovabile da biomassa rilevante è rappresentata dai sottoprodotti del comparto lattiero-caseario, il quale produce il 66 % del latte ovino italiano [106] e di conseguenza fornisce, attraverso la scotta, un'importante fonte di biomassa. Nell'elenco seguente sono riportati i valori del latte ovino, al 2011, da cui si ricavano formaggio e siero, da quest'ultimo, per riscaldamento, si ottiene il sottoprodotto conosciuto come "ricotta". La fonte di energia rinnovabile "scotta" è teoricamente ottenuta dalla differenza tra quantità di siero e di ricotta. Tuttavia la reale quantità utilizzabile è minore in quanto vi possono essere: sfridi di lavorazione, logistica della raccolta e autoconsumi in loco. Per questa ragione, in via prudenziale, si conviene calcolare il 50 % della quantità di scotta prodotta annualmente come proposto nel seguente elenco (Fonte: nostre elaborazioni su dati RAS [11]):

• Latte	308 171,1	tonnellate/anno
• Formaggio	52 389,1	tonnellate/anno
• Siero	246 536,9	tonnellate/anno
• Ricotta	12 326,8	tonnellate/anno
• Scotta	117 105,0	tonnellate/anno

2.3 Produzione energetica e utilizzo del suolo: due opposte esigenze

La questione energetica, da anni al centro di un acceso dibattito politico ed economico, si è resa maggiormente problematica e complessa in seguito alla sempre più spinta diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. Queste ultime hanno, infatti, aperto una serie di nuovi e possibili scenari positivi, in termini di riduzione dell'inquinamento dovuto all'impiego delle tradizionali fonti fossili, ma hanno anche introdotto una serie di

ambiguità, distorsioni e rischi spesso inizialmente sottovalutati. Come evidenziato da Cilio [4], la molteplicità delle tecnologie legate all'utilizzo energetico delle fonti rinnovabili, che includono gli impianti a biomassa, i campi fotovoltaici, quelli eolici e lo sfruttamento idroelettrico e geotermico, si traducono in una crescente occupazione di terreni di pregio agricolo e paesaggistico rendendo la necessità di considerare la complicata relazione tra la questione energetica e l'utilizzo del suolo non più procrastinabile.

La diffusione dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e la relativa occupazione di spazi si traduce quindi, anche in Italia, in un processo simile a quello dell'accaparramento di terra che si osserva in molti paesi in via di sviluppo noto con il termine di *land grabbing*. Tali fenomeni sono evidenti nel caso di campi fotovoltaici e parchi eolici, meno evidenti nei casi di utilizzazione, a fini energetici, di materie prime di origine agricola che prevedono la destinazione di ingenti quantitativi di prodotti agricoli alla generazione di energia prevalentemente attraverso la produzione di biocarburanti [10]. È chiaro che il fattore energetico sia l'ultimo, in ordine di tempo, tra i fattori che entrano in competizione per la terra in un paese senza grandi spazi aperti come l'Italia andando ad aggiungere ad altri fattori quali le produzioni *feed-food*, le infrastrutture, l'urbanizzazione, le attività estrattive e la conservazione ambientale.

Carrosio [1] riassume i due concetti impiegati in letteratura per analizzare il rapporto tra l'attività agricola e la produzione di energia con i termini di *land use change* e *indirect land use change*. Il primo indica il cambio diretto di destinazione d'uso dei suoli prima impiegati per una certa coltura ora sostituita con una coltura diversa oppure occupati da impianti e pannelli e non più in grado di produrre alimenti. Questo tipo di cambio di destinazione d'uso è facilmente misurabile e verificabile. L'*indirect land use*, al contrario, indica un cambio indiretto di destinazione d'uso di un terreno e può essere visto come una conseguenza del *land use change*. In estrema sintesi quando si occupa un terreno con impianti o pannelli fotovoltaici, le colture prima presenti e ora non più coltivate devono essere reperite altrove incidendo, in ultima battuta, sull'utilizzo di terreni in altre aree o altri paesi, spesso molto distanti. Questo fenomeno è chiaramente più difficile da monitorare e quantificare con effetti che dipenderanno molto dal tipo di coltura interessata. Un modo per limitare il consumo del territorio in termini di colture dedicate alla produzione di biomassa potrebbe essere quello di valorizzare altre fonti di energia rinnovabile quali la Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (FORSU) [107] e i fanghi di depurazione. Allo stato attuale, tali sostanze sono sfruttate quasi esclusivamente nella produzione di *compost* dopo un trattamento di fermentazione aerobica, ma avrebbero delle ottime prestazioni in termini energetici se fossero invece trattate con una fermentazione anaerobica. Nel 2012, in Sardegna la sostanza organica differenziata si attestava al 31 % del totale prodotto, questo valore è pari a 238 001 t/anno e potenzialmente produrrebbe biogas per un totale di 19 992 104 m³/anno [12].

2.4 Bibliografia e siti internet

- [1] Carrosio G. – *Competizione tra energia e cibo. La produzione di energia da biogas nella Pianura Padana*, Agriregionieuropa, anno 9, n. 32, marzo 2013.
- [2] Carrosio G. – *La produzione di energia da biogas nelle campagne italiane: un'analisi neo-istituzionale*, Agriregionieuropa, anno 7, n. 27, dicembre 2011.

- [3] Carlo D. – *Valutazione della convenienza del fotovoltaico in azienda agricola*, Agriregionieuropa, anno 7, n. 24, marzo 2011.
- [4] Cilio D. – *Energia in ettari*, Agriregionieuropa, anno 9, n. 33, giugno 2013.
- [5] Coiante D. – *Fonti rinnovabili in Italia e problematiche per l'applicazione*, pubblicato su www.aspoitalia.it, maggio 2009.
- [6] ENEA – *Rapporto Energia e Ambiente - Analisi e Scenari 2009*, novembre 2010, <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/pdf-volumi/V2010REA2009.pdf>
- [7] Frascarelli M. – *L'azienda agricola*, (2010), Edizioni Fag, Assago (Milano).
- [8] INEA – *L'Agricoltura della Sardegna in cifre 2012*, (2014), INEA, Roma.
- [9] INEA – *Annuario dell'Agricoltura Italiana 2012*, (2013), Volume LXVI, INEA, Roma.
- [10] Manna C. – *La produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia e il contributo dell'agricoltura*, Agriregionieuropa, anno 7, n. 24, marzo 2011.
- [11] Regione Autonoma della Sardegna – *Servizio di Assistenza Tecnica per la preparazione della futura programmazione dello sviluppo rurale della Sardegna per il 2014-2020*, a cura di Agriconsulting, Roma, luglio 2013.
http://www.regione.sardegna.it/speciali/programmasvilupporurale/sites/default/files/allegati_upload/Descrizione%20della%20situazione%20iniziale,%20Analisi%20SWOT%20e%20Individuazione%20dei%20fabbisogni%20-%20BOZZA.pdf
- [12] Regione Autonoma della Sardegna – *Documento di indirizzo delle fonti energetiche rinnovabili in Sardegna, Studio delle potenzialità energetiche delle biomasse*, (2013), http://www.regione.sardegna.it/documenti/1_461_20131216100125.pdf
- [101] http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/consumi_settore_merceologico/consumi_settore_merceologico_regioni.aspx
- [102] https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20120327180228.pdf
- [103] http://www.agrisolarsrl.it/piante-verdi-ornamentali-_fotovoltaico-serre-produzione-piante.html consultato il 24/03/2015
- [104] <http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/bioenergy/>
- [105] http://italianostrasardegna.blogspot.it/2014_06_01_archive.html consultato il 24/03/2015
- [106] <http://agri.istat.it/>
- [107] http://www.sardegnaambiente.it/documenti/18_183_20140117160352.pdf

CAPITOLO TERZO

LA POTESTÀ LEGISLATIVA E AMMINISTRATIVA DELLA REGIONE SARDEGNA IN MATERIA DI *ENERGIA* E DI *FONTI DI ENERGIA*

Ilaria Lolli

Fino all'emanazione del Regio decreto 17 dicembre 1922, n. 1703, nessuna norma disciplinava la costruzione degli impianti elettrici. Soltanto l'ora ricordato provvedimento stabilì il principio che i piani tecnici degli impianti elettrici dovessero essere approvati dal Ministero delle poste e delle comunicazioni. È questa la prima affermazione legislativa di un interesse pubblico nella costruzione di impianti elettrici.

Relazione della Commissione Speciale della Camera dei Deputati sul disegno di legge: *Istituzione dell'Ente per l'energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche*
(presentata alla Presidenza il 23 luglio 1962, Relatore De' Cocci)

Le figure sono state scelte e commentate dal Curatore

3.1 L'energia e le fonti di energia nello Statuto della Regione Sardegna del 1948: una Regione più speciale delle altre

L'art.4, 1° comma, dello Statuto, approvato con legge costituzionale n.3 del 26 febbraio 1948, riconosce alla Regione Sardegna potestà legislativa in materia di *produzione e distribuzione dell'energia elettrica* (lett.e).

Stante quanto dispone lo stesso art.4, è una potestà da esercitarsi, oltre che nei limiti previsti dall'art.3 per l'esercizio delle competenze normative esclusive della Regione – e cioè in armonia con la Costituzione e i principî dell'ordinamento giuridico dello Stato e nel rispetto degli obblighi internazionali e degli interessi nazionali, nonché delle norme fondamentali delle riforme economico-sociali della Repubblica – anche nei limiti dei principî stabiliti dalle leggi dello Stato. Si tratta dunque di una potestà legislativa di tipo concorrente, dal momento che rimane in capo al legislatore statale la competenza alla emanazione di leggi-cornice, contenenti per l'appunto i principî fondamentali della materia.

Alla potestà in materia di produzione e distribuzione dell'energia elettrica si aggiungono peraltro ulteriori competenze su materie contigue, quali l'*esercizio dei diritti demaniali della Regione sulle acque pubbliche* e l'*esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali della Regione relativi alle miniere, cave, saline* (materie oggetto di competenza primaria ai sensi dell'art.3, 1° comma, lett.l e lett.m), nonché l'*esercizio industriale delle miniere, cave e saline* (materia di competenza concorrente ex art.4, 1° comma, lett.a). Ai sensi dell'art.14 dello Statuto, infatti, la Regione succede allo Stato nella titolarità dei beni e dei diritti patrimoniali di natura immobiliare dello Stato e dei beni demaniali, fatta eccezione per il solo demanio marittimo.

Stante la titolarità dei beni appartenenti al demanio idrico ed il conseguente riconoscimento di una competenza esclusiva in materia di *acque pubbliche*, risulta pertanto incardinata in capo al legislatore regionale una potestà legislativa primaria, per quanto qui di interesse, relativamente all'utilizzo delle acque a scopo idroelettrico.

Quanto alla competenza sulle *miniere*, giova ricordare che, all'atto della approvazione dello Statuto sardo, è in vigore la legge mineraria del 1927, ossia il R.D. 29 luglio 1927 n.1443 (recante *Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno*), la quale espressamente disciplina la *ricerca e la coltivazione di sostanze minerali e delle energie del sottosuolo, industrialmente utilizzabili, sotto qualsiasi forma o conduzione fisica* (art.1), ivi compresi i *combustibili solidi, liquidi e gassosi* e i *vapori e i gas* (art.2, rispettivamente lett.b e lett.e).

Alla luce delle disposizioni di cui alla legge mineraria, sarà giocoforza concludere che la competenza regionale in materia di *miniere* si estende sia ai minerali energetici in tutti gli stati di aggregazione (e quindi non solo al carbone ma anche agli idrocarburi liquidi e gassosi) sia alle risorse geotermiche, fatta eccezione, stante la riserva di cui all'art.14 dello Statuto, per quelli ricompresi nel demanio marittimo. Come vedremo (v. *infra* par.3.2), questa lettura ampia del dettato statutario troverà conferma, ancorché indirettamente, nella sentenza n.12 del 1963 della Corte costituzionale.

Sempre per quel che concerne la potestà regionale in materia di miniere, in dottrina si discuterà su cosa debba intendersi per *esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali relativi alle miniere* e per *esercizio industriale delle miniere*, giungendo alla conclusione che alla Regione spetti una potestà legislativa primaria sull'*esercizio dei diritti sui beni minerari*, ovvero sulla *materia del permesso e della concessione di coltivazione*, e

che rientri invece nella competenza concorrente ciò che attiene all'*esercizio industriale dei beni minerari*, ossia l'*attività degli imprenditori minerari* (sul punto v. [15] pag. 451).



Anno 1887: miniere di Monteponi (Sulcis-Iglesiente).

Sopra, sullo sfondo le miniere, in primo piano la laveria (vedi Capitolo Primo paragrafo 1.1.1) [101]; a fianco, gruppo di minatori [102].



Il riconoscimento in capo alla Sardegna di competenze così ampie in materia di energia elettrica, certamente giustificato dalla sua condizione di accentuata insularità, costituisce peraltro un elemento di significativa differenziazione non solo con quanto previsto dalla Costituzione per le Regioni a statuto ordinario, ma anche rispetto alle altre Regioni a statuto speciale, fatta eccezione, in qualche misura, per la Sicilia.

Se infatti, quanto alle prime, l'art. 117 della Costituzione, nell'elencare le materie oggetto di potestà concorrente, non fa menzione delle attività di produzione e/o di distribuzione dell'energia elettrica, sicché è da ritenersi che tale materia rimanga fra le competenze esclusive del legislatore statale, anche per quel che concerne le Regioni ad autonomia differenziata lo Statuto sardo rappresenterà sostanzialmente un *unicum*, dal momento che nessuna delle altre Regioni speciali godrà di competenze così ampie come quelle riconosciute alla Sardegna.

La prima significativa divaricazione si registra proprio con l'altra Regione a statuto speciale caratterizzata, al pari della Sardegna, da una condizione di insularità, ancorché meno marcata.

Lo Statuto della Regione Sicilia (già approvato con R.d.lgs. 15 maggio 1946, n. 455 e successivamente convertito in legge costituzionale 26 febbraio 1948, n.2), riconosce infatti alla Regione una potestà esclusiva in materia di *miniere, cave, torbiere, saline* (art.14, lett.h) e di *acque pubbliche*, a condizione che, si specifica, esse non siano oggetto di opere pubbliche di interesse nazionale (art.14, lett.i).

Nulla si dice circa eventuali competenze regionali in materia di produzione e/o di utilizzazione dell'energia elettrica, sicché, nel silenzio dello Statuto, è da ritenersi che tali materie rientrino fra quelle rimaste in capo al legislatore statale.

Le ragioni della asimmetria fra lo Statuto sardo e quello siciliano sono probabilmente da ricondurre alla circostanza che, proprio negli anni in cui quest'ultimo viene approvato, si sta dando l'avvio alla costruzione dei tralicci (noti come 'piloni dello Stretto') destinati al trasporto dell'elettricità dal continente verso l'Isola; ciò che, malgrado la analoga situazione di insularità, rende probabilmente meno pressante, per la Sicilia, il problema dell'approvvigionamento energetico e quindi meno sentita la questione della opportunità che la Regione possa concorrere a definire, ancorché nel quadro delle leggi statali, le proprie politiche energetiche, soprattutto per quel che concerne la rete infrastrutturale.

E, d'altro canto è anche il caso di ricordare che, poco dopo l'approvazione dello Statuto, con d.lgs.C.p.S. 2 gennaio 1947 n.2 verrà istituito l'Ente siciliano di elettricità. Si tratta di un ente pubblico, concessionario dell'uso delle acque pubbliche utilizzabili per la produzione di energia elettrica ed al quale viene affidato il compito (art.2) di provvedere alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione e distribuzione di energia elettrica in Sicilia (il suo omologo per la Sardegna, come vedremo, verrà istituito solo nel 1953).

Anche fra le altre Regioni ad autonomia differenziata nessuna godrà di una potestà paragonabile, per ampiezza, a quella sarda. Così, lo Statuto della Val d'Aosta (approvato con legge costituzionale 26 febbraio 1948, n. 4) all'art.3, 1° comma, riconosce in capo alla Regione una potestà integrativa-attuativa in materia di *disciplina dell'utilizzazione delle acque pubbliche ad uso idroelettrico* (lett.d) e di *disciplina della utilizzazione delle miniere* (lett.e); a sua volta, quello del Trentino-Alto Adige (approvato con legge costituzionale 26 febbraio 1958, n.5) riconosce alla Regione (e poi, dal 1971, alle Province) una potestà esclusiva in materia di *miniere, cave e torbiere* (art.4, 1° comma, n.6) ed una potestà concorrente in materia di *utilizzazione delle acque pubbliche* (art.5, 1° comma, n.5), fatte

salve le *concessioni di grande derivazione a scopo idroelettrico*, conservate alla competenza esclusiva del legislatore statale (artt.9 e 10); da ultimo, lo Statuto del Friuli Venezia Giulia (approvato con legge costituzionale 31 gennaio 1963 n.1), riconoscerà in capo alla Regione (cfr. l'art.5, 1° comma) una competenza concorrente in materia di *miniere, cave e torbiere* (n.10) e di *utilizzo delle acque pubbliche*, anche in questo caso sempre *escluse le grandi derivazioni* (n.14).

Come si vede, si tratta di competenze decisamente circoscritte sotto il profilo materiale (utilizzo delle acque ad uso idroelettrico – ad esclusione in genere delle concessioni di grande derivazione – e miniere) ed anche relativamente alla loro ampiezza (fatta eccezione per la potestà esclusiva in materia di miniere, cave e torbiere riconosciuta al Trentino-Alto Adige, si tratta sempre di potestà concorrente o integrativa-attuativa).

È vero che non mancheranno casi in cui le Regioni saranno chiamate dal legislatore statale ad esercitare funzioni, sia legislative che amministrative, in materia di energia – si pensi, a titolo di esempio, alla legge n.880 del 1973, sulla *localizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica* e la *localizzazione e la costruzione delle reti di trasporto ad alta tensione*, che affida alle Regioni ed ai comuni, sentito l'Enel, la individuazione delle aree per la realizzazione di tali impianti; o alla legge n.308 del 1982, la prima normativa volta ad incentivare il risparmio energetico, che istituisce in capo alle Regioni una potestà legislativa attuativa (sul punto v.[13], pag. 46 ss.).

Ed è anche vero che, per parte loro, spesso le Regioni, sia ad autonomia ordinaria che differenziata, esercitando le funzioni normative in materie di loro spettanza e facendo leva soprattutto su quelle (*sanità, urbanistica, lavori pubblici di interesse regionale*) che presentano aspetti di contiguità con la materia dell'*energia*, si spingeranno fino a lambire quest'ultima.

Ma nel primo caso il riconoscimento di potestà normative in capo alle Regioni è comunque il frutto di una decisione del legislatore statale; nel secondo caso, le scelte del legislatore regionale saranno spesso assoggettate al vaglio della Corte costituzionale, la quale, pur avallando, in alcune limitate ipotesi, tali tentativi, mostrerà in linea generale un atteggiamento di sostanziale disfavore nei confronti di tali derive, confermando il principio del primato della legislazione statale quantomeno su settori fondamentali quali quello del *reperimento*, dell'*approvvigionamento* e della *gestione delle risorse energetiche* (sul punto v.[9] pag. 1016 ss.).

Di ben altra portata, si è detto, la potestà legislativa riconosciuta alla Sardegna, la quale trova peraltro il suo necessario completamento nella attribuzione di una altrettanto ampia potestà amministrativa.

In applicazione del principio del parallelismo delle funzioni, infatti, ai sensi dell'art.6 dello Statuto, sulle materie nelle quali ha potestà legislativa, esclusiva o concorrente, spetta alla Regione la titolarità delle funzioni amministrative (fatte salve quelle attribuite agli enti locali).

Proprio sul parallelismo fra funzioni normative di rango primario e funzioni amministrative avrà peraltro modo di pronunciarsi la Corte costituzionale, con la sentenza n.22 del 1956, avente ad oggetto la questione di legittimità costituzionale dell'art.13 del d.P.R. 19 maggio 1950 n.327 (recante *Norme di attuazione dello Statuto speciale per la Sardegna*), il quale aveva previsto che, nell'esercizio delle funzioni amministrative di competenza della Regione in materia di acque pubbliche ed energia elettrica, la Regione provvedesse *d'intesa* col Ministero dei lavori pubblici.

Per la Corte la disposizione impugnata risulta viziata da incostituzionalità alla luce della necessaria corrispondenza – istituita dallo Statuto – fra la potestà legislativa regionale, sia esclusiva (sulla materia delle *acque pubbliche*) che concorrente (sulla materia dell'*energia*), e la potestà amministrativa; corrispondenza che verrebbe meno nel momento in cui, ed è questo il caso della norma impugnata, si attribuissero permanentemente le funzioni amministrative in capo sia allo Stato che alla Regione, imponendo loro di agire congiuntamente.

Né, osserva la Corte, gioverebbe osservare in contrario che l'intesa servirebbe a coordinare l'attività amministrativa dello Stato e della Regione e ad evitare che quest'ultima, nell'esercizio delle funzioni amministrative in materia di acque pubbliche e di energia elettrica, possa violare i principî della legislazione statale o compromettere i superiori interessi nazionali. Se un coordinamento dovesse rendersi necessario – e la Corte, correttamente, non lo esclude – questo dovrebbe avvenire in via legislativa, sia con norme regionali, sia con norme statali di attuazione e di integrazione istitutive, in capo all'amministrazione regionale, di obblighi e di limiti specifici in funzione dei principî dell'ordinamento giuridico o delle leggi statali; ciò che, fra l'altro, consentirebbe (alla Corte stessa o al Parlamento) di esercitare un controllo sulla corretta individuazione degli interessi nazionali ritenuti prevalenti e sugli obblighi e limiti da essi derivanti; ma in nessun caso, conclude il giudice delle leggi, la individuazione di questi principî od interessi potrà essere rimessa ad una norma di attuazione, pena, come detto, una violazione dello Statuto.

Se questo è quanto affermava la Corte nel lontano 1956, va però sin da subito sottolineato che il dipanarsi dei rapporti Stato-Regione seguirà binari ben diversi, dal momento che, come vedremo, molto spesso le leggi statali, lungi dal limitarsi alla fissazione dei soli principî fondamentali della materia, si spingeranno fino ad introdurre una disciplina di dettaglio molto articolata, con una significativa compressione delle competenze sia normative che amministrative della Regione.

3.2 I primi 50 anni di legislazione regionale

Si è detto che in materia di *produzione e distribuzione dell'energia elettrica* lo Statuto del 1948 riconosceva alla Regione una potestà legislativa concorrente; del pari, figurava fra le materie oggetto di potestà concorrente anche quella relativa all'*esercizio industriale delle miniere, cave e saline*, mentre erano state ricondotte alla potestà legislativa esclusiva la materia dell'*esercizio dei diritti demaniali della Regione sulle acque pubbliche* e quella dell'*esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali della Regione relativi alle miniere, cave, saline*.

Quanto alla potestà concorrente in particolare, si è anche detto che essa avrebbe dovuto essere esercitata, oltre che nei limiti previsti dallo Statuto per la potestà esclusiva, anche in conformità ai principî fondamentali dettati dalle leggi statali (le c.d. leggi-cornice).

Non è certo questa la sede per ripercorrere le complesse vicende legate alla inerzia del legislatore statale nell'emanare le leggi-cornice. Giova peraltro ricordare che proprio la mancata adozione di tali leggi fece sorgere il problema se le Regioni dovessero o meno attendere la loro emanazione per poter a loro volta legiferare. Il problema, come è noto, si pose sin da subito non solo per le Regioni a statuto ordinario, stante la mancata attuazione del Titolo V della Costituzione, ma anche per le Regioni a statuto speciale, cui era stata ugualmente riconosciuta una potestà legislativa di tipo concorrente.

Per queste ultime in particolare, peraltro, la soluzione fu quella, come è noto ([16] pag.232; [1] pag. 207 ss.), di ritenere – senza d'altronde che nessuno lo dichiarasse ufficialmente – che alle Regioni fosse comunque consentito di legiferare, traendo esse stesse i principî fondamentali della materia dalla legislazione vigente (in modo analogo disporrà, e stavolta in modo esplicito, l'art.17, comma 4, della legge 16 maggio 1970, n.281 per le Regioni a statuto ordinario).

Nessun ostacolo si frapponeva dunque all'esercizio, da parte della Regione, delle proprie competenze normative, ben potendo essa, come detto, desumere i principî fondamentali della materia dalle leggi statali vigenti.

Quali fossero le leggi statali vigenti dalle quali trarre i principî fondamentali è peraltro presto detto, dal momento che in materia di *produzione e distribuzione dell'energia elettrica*, come pure di *acque pubbliche* e di *miniere, cave e saline*, due erano in sostanza le discipline pubblicistiche che presentavano una qualche sistematicità, mentre per il resto le materie risultavano regolate da una congerie di norme diverse; il quadro che ne risultava tendeva pertanto ad essere frammentario e disorganico.

Le due discipline che, come detto, presentavano qualche elemento di organicità (anche se con molte lacune) erano il già citato R.D. 29 luglio 1927 n.1443, che, come detto, regolava le attività di ricerca e coltivazione delle miniere, ed il R.D. 11 dicembre 1933 n.1775 (*Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici*), il quale da un lato regolamentava l'utilizzo delle acque pubbliche, compresa la derivazione a scopo idroelettrico; dall'altro lato disciplinava, fra l'altro, le modalità di installazione delle linee di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, la servitù di elettrodotto, e le attività di importazione ed esportazione di energia elettrica.

Ancora per tutti gli anni '50 e fino alla istituzione dell'Enel, la legislazione statale continuò a svilupparsi senza essere sorretta da uno specifico disegno di politica energetica, mostrando di non riuscire a tenere il passo con un Paese che, uscito dal secondo conflitto mondiale ed avviato verso quello che sarebbe stato definito il *miracolo economico*, vedeva aumentare in maniera consistente la domanda di energia e vedeva anche mutare sensibilmente le caratteristiche dell'offerta, che alle tradizionali risorse energetiche (idroelettrico e carbone) stava affiancando nuove fonti di approvvigionamento (petrolio e, in misura più limitata, gas naturale) (v. sul punto [9], pag. 975 ss.).

Di tutti i provvedimenti adottati a livello statale, tre sono quelli che forse meritano di essere ricordati, se non altro per il fatto che riguardano anche la Sardegna.

Ancora prima della entrata in vigore dello Statuto, viene infatti approvato il R.d.lgs. 17 maggio 1946 n.498, con il quale viene istituito l'Ente autonomo del Flumendosa, cui si affida il compito di provvedere *alla costruzione delle opere per la razionale utilizzazione delle acque del bacino idrografico del Medio e Basso Flumendosa*, oltre che per l'irrigazione e l'uso potabile, anche per la produzione di forza motrice.

Il secondo provvedimento è costituito dalla legge 10 agosto 1950 n.646, che istituisce la Cassa del Mezzogiorno, ente pubblico che dovrà provvedere a programmare, finanziare e realizzare interventi diretti al progresso economico e sociale dell'Italia meridionale (compresa la Sardegna) al fine di colmare il crescente divario fra il Nord ed il Sud del Paese.

Sorretta dalla medesima *ratio*, la legge 29 maggio 1951 n.457 disciplina specificamente la erogazione di sovvenzioni per le attività di produzione di energia elettrica, per la realizzazione di serbatoi o laghi artificiali e per la costruzione di nuove linee di trasporto di energia elettrica nel Mezzogiorno d'Italia (inclusa, anche in questo caso, la Sardegna).

LEGGI E DECRETI - 1946 - NUM. 498

N. 498.

REGIO DECRETO LEGISLATIVO 17 maggio 1946.

Istituzione dell'Ente autonomo del Flumendosa.

*(Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 10 giugno 1946, n. 133)
del 10 giugno 1946, n. 133-7)*

UMBERTO II

RE D'ITALIA

Fonte [107]



Inizio dei lavori dello sbarramento sul Flumendosa. Fonte [107]

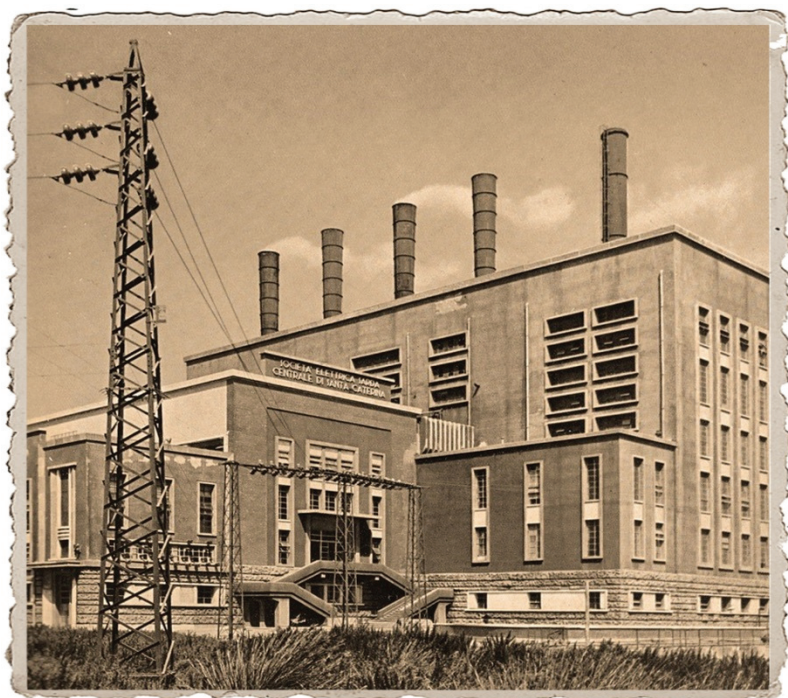
Quanto alla legislazione regionale, il primo intervento del legislatore mira ad incentivare la produzione di energia elettrica da carbone coltivato nelle miniere del Sulcis, anche allo scopo di aumentare i livelli occupazionali.

La legge regionale 17 novembre 1950 n. 61 (recante *Norme per incrementare la produzione di energia elettrica e per favorire la utilizzazione del carbone Sulcis*) prevede che l'amministrazione regionale costituisca un ente che, sotto la vigilanza della Regione stessa, assuma il compito di provvedere alla produzione ed alla distribuzione di energia

elettrica nel territorio della Regione, cercando di assicurare le migliori possibili condizioni di utenza per gli usi sia privati che pubblici.

Pochi anni più tardi la legge regionale 7 maggio 1953 n.9 istituisce, per lo svolgimento dei compiti già individuati dalla legge regionale del 1950, l'Ente sardo di elettricità (art.1), il cui funzionamento, stante quanto prevede l'art.16, è regolato dal combinato disposto delle due leggi, quella del 1950 e quella del 1953.

All'ente, secondo quanto prevede l'art.4 della legge del 1953, potranno partecipare, ancorché per una quota di capitale non superiore al 48 % (dovendo dunque il 52 % rimanere in mano alla Regione), le imprese industriali, anche minerarie, consumatrici di energia elettrica, che svolgono attività di importanza regionale in Sardegna, gli istituti di credito di diritto pubblico, le banche di interesse nazionale e gli istituti di credito regionali, ed infine gli enti pubblici di qualsiasi natura. Dal punto di vista storiografico, è interessante notare che l'art.4 della legge del 1950, che ugualmente aveva disciplinato la partecipazione al capitale dell'ente, specificamente menzionava, fra i possibili soci, la Società Carbonifera Sarda. Quel riferimento sparirà dalla legge del 1953.



Centrale termoelettrica di Santa Caterina, in funzione dal 1939 al 1965, alimentata a carbone del Sulcis [108].

Secondo quanto prevede l'art.7 della legge del 1953, l'ente è amministrato da un Consiglio composto da cinque membri designati dalla Giunta regionale. È un elemento di notevole divaricazione rispetto a quanto ha previsto il d.lgs.C.p.S. n.2 del 1947 relativamente all'organo di vertice dell'Ente siciliano di elettricità, organo che risulta infatti

formato, oltre che da rappresentanti delle categorie produttive e di alcuni enti pubblici, da cinque membri designati da altrettanti Ministri del Governo centrale e (soltanto) da tre membri designati dalla Giunta regionale.

Tre sono fondamentalmente i compiti che la legge del 1950 affida all'ente (art.2):

- a) realizzazione ed esercizio di una o più centrali termoelettriche per la utilizzazione dei prodotti del bacino carbonifero del Sulcis e di altri giacimenti;
- b) eventuale costruzione ed esercizio di impianti idroelettrici e di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento di altre forze naturali;
- c) distribuzione della energia prodotta mediante propri impianti di trasporto e di distribuzione ovvero avvalendosi, previa stipula di convenzioni con terzi, di quelli già esistenti.

Infine, si prevede che l'ente provveda ai suoi compiti costruendo direttamente gli impianti, acquistandoli, ottenendoli per conferimento oppure assumendo partecipazioni azionarie in società di capitali (art.2 della legge del 1953) e che abbia diritto di preferenza nella concessione di acque pubbliche e di altre forze naturali per la produzione di energia elettrica (art.5 della legge del 1950). La legge regionale 20 aprile 1956, n.12 trasferirà poi all'Ente sardo di elettricità la proprietà degli impianti elettrici di distribuzione ed illuminazione pubblica costruiti dalla Regione.

La legge regionale 24 febbraio 1956, n.38, sebbene il titolo (*Disciplina delle acque pubbliche e degli impianti elettrici*) possa far pensare ad una normativa di ampio respiro, contiene un unico articolo che disciplina la allocazione delle funzioni amministrative in materia di acque pubbliche e di produzione di energia elettrica (di competenza della Regione ex art.6 dello Statuto) in capo al Presidente della Giunta ovvero agli Assessori ai lavori pubblici o alle finanze. La legge regionale 1977 n.1 (sulla *Organizzazione amministrativa della Regione Sarda*), affiderà poi all'Assessorato dei lavori pubblici la competenza in materia di acque pubbliche (art.17) e all'Assessorato all'industria la competenza in materia di miniere, cave e saline ed utilizzazione delle fonti energetiche (art.18).

Ma torniamo agli anni '50.

Con la legge regionale 7 maggio 1957 n.15, in attesa che la materia venga disciplinata compiutamente dal legislatore regionale (art.1) viene introdotta una prima disciplina dell'attività mineraria, ad integrazione delle disposizioni di cui al già menzionato R.D. n.1443 del 1927.

A sua volta, qualche anno più tardi, la legge regionale 19 dicembre 1959 n. 20 disciplinerà le attività di *indagine, ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi* nel territorio della Regione sarda, che vengono assoggettate al particolare regime autorizzatorio (autorizzazione di indagine, permesso di ricerca e concessione di coltivazione) già previsto dalla legge regionale n.15 del 1957, per le attività minerarie. Proprio la legge regionale n. 20 del 1959 sarà peraltro richiamata, ancorché in un *obiter dictum*, dalla Corte costituzionale, che ne chiarirà natura ed efficacia.

Come è noto, la legge 10 febbraio 1953 n.136 aveva istituito l'Ente nazionale idrocarburi (Eni), ente pubblico avente il compito di *promuovere ed attuare iniziative di interesse nazionale nel campo degli idrocarburi e dei vapori naturali* (art.1). Per lo svolgimento delle proprie attività – ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi; costruzione ed esercizio delle condotte per il trasporto degli idrocarburi minerali nazionali: lavorazione, trasformazione, utilizzazione e commercio di idrocarburi e dei vapori naturali

(art.2) – all’ente era stata riconosciuta l’esclusiva nelle zone di cui alla Tabella A allegata alla legge, tutte ricadenti nell’Italia settentrionale. Per le zone non incluse nella Tabella A, trovava invece applicazione la legge 11 gennaio 1957 n.6, che prevedeva un particolare regime di permessi e di concessioni per la ricerca e la coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Dal momento che la Sardegna era esclusa dalla Tabella A, ci si sarebbe potuti domandare se sul territorio sardo dovesse trovare applicazione la legge n.6 del 1957.

Al quesito darà risposta, ancorché, come detto, attraverso un *obiter dictum*, la Corte costituzionale nella sentenza n.12 del 1963 (su cui v. nuovamente *infra*). Ad avviso della Corte, la legge regionale n.20 del 1959 è una vera e propria *legge organica*, che, stante la previsione di cui all’art.3, lett.m, dello Statuto, che riconduce alla competenza esclusiva della Regione la materia delle miniere, disciplina, in modo autonomo rispetto alla legge statale n.6 del 1957, la ricerca e la coltivazione degli idrocarburi.

La pronuncia della Corte appena menzionata è peraltro relativa ad un giudizio instaurato in relazione alla legge regionale 26 ottobre 1961, n. 20, avente ad oggetto la *Utilizzazione locale degli idrocarburi provenienti dalle coltivazioni in Sardegna*.

Stante quanto prevede l’articolo unico della legge, ai titolari delle concessioni di cui alla sopra citata legge regionale n.20 del 1959 dovrà essere fatto obbligo, con una apposita clausola da inserire nei disciplinari delle concessioni, di costruire ed esercire, a pena di decadenza dalla concessione stessa, un impianto di raffinazione per il trattamento, nel territorio della Regione, del minerale prodotto; ciò peraltro solo nel caso in cui la produzione annuale di idrocarburi liquidi raggiunga nell’Isola il quantitativo complessivo di due milioni di tonnellate e sempre che le riserve siano tali da assicurare l’alimentazione dell’impianto per un congruo numero di anni.

La legge, come detto, viene impugnata dal Governo per presunta violazione degli artt.41 e 120 della Costituzione. Essa infatti da un lato inciderebbe inaccettabilmente sulla iniziativa personale degli operatori economici; dall’altro lato, imponendo la costruzione e l’esercizio nell’Isola di impianti di raffinazione per il trattamento del minerale prodotto, creerebbe un ostacolo alla libera circolazione delle cose fra le Regioni.

Ma la Corte costituzionale, con la già citata sentenza n.12 del 1963, respingerà il ricorso.

Quanto al presunto contrasto della legge con l’art.41 della Costituzione, la Corte sottolinea che i giacimenti di idrocarburi, in generale facenti parte del patrimonio indisponibile dello Stato ai sensi dell’art.826 c.c., sono stati trasferiti, conservando lo stesso carattere, alla Regione sarda in virtù di quanto previsto dall’art.14 dello Statuto (che, come già ricordato, ha per l’appunto disposto che la Regione succedesse nei beni e nei diritti patrimoniali dello Stato e nei beni demaniali).

Questa *riserva costituzionale di proprietà*, prosegue la Corte, consente all’ente, che sulla materia (*esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali della Regione relativi alle miniere, cave e saline*) gode di competenza esclusiva in virtù di quanto prevede l’art.3, lett.m, dello Statuto, di decidere se procedere direttamente alle ricerche ed all’eventuale coltivazione della miniera o se affidarla a privati concessionari.

Ne consegue, conclude la Corte sul punto, la inconferenza del richiamo all’art.41 della Costituzione, che garantisce la libertà di iniziativa economica privata. L’art.41 infatti, argomenta la Corte, attiene alle garanzie necessarie a preservare la libertà di scelta e di svolgimento delle attività economiche *proprie* dei privati da interventi che la restringano in modo arbitrario; nel caso di specie, al contrario, i privati concessionari si trovano ad essere

abilitati all'esercizio di attività che altrimenti sarebbero loro precluse ed a godere in questo modo di un ampliamento della loro sfera giuridica; ampliamento che ben può essere assoggettato a quei limiti ed a quelle condizioni che il concedente ritenga necessarie alla salvaguardia degli interessi pubblici legati all'utilizzazione del bene.

E della sussistenza di tali interessi pubblici la Corte non dubita: a suo avviso infatti la legge regionale impugnata trova la sua evidente ragion d'essere nella necessità di *incrementare il processo di industrializzazione della Regione, al quale è affidato, in via principale, il superamento dell'attuale stato di depressione economica in cui essa versa.*

Né a simili conclusioni osta, sempre secondo la Corte, quanto prevede l'art.10 della legge regionale n.20 del 1959, che attribuisce al permissionario di ricerche minerarie la proprietà del prodotto ricavato, dal momento che la legge regionale n.20 del 1961, oggetto del giudizio di costituzionalità, deve trovare applicazione all'atto della stipula della concessione, ossia prima ancora che in capo al concessionario sorga la pretesa al conseguimento della proprietà. Fermo restando il necessario coordinamento con le linee generali della politica statale dell'energia, dunque, la legge regionale può senz'altro disciplinare le attività di estrazione relative ai giacimenti di idrocarburi.

Ad analoghe conclusioni si deve pervenire, sempre secondo la Corte, anche a fronte di quanto prevede l'art.120 della Costituzione (nella parte in cui vieta che la Regione adotti provvedimenti tali da ostacolare la libera circolazione di persone e cose fra Regioni), che risulterebbe violato solo se il legislatore regionale avesse imposto ai concessionari l'obbligo di svolgere la loro attività esclusivamente sul territorio regionale, tanto da scoraggiare i concessionari dalla assunzione delle concessioni; ciò che si ripercuoterebbe dannosamente sulla produzione nazionale dell'energia. Ma la legge impugnata, conclude la Corte, si limita a prevedere la sottrazione temporanea del prodotto grezzo alla circolazione fino alla sua raffinazione, sottrazione che, conclude la Corte, *trova sufficiente ed idonea giustificazione in un calcolo di convenienza effettuato dalla Regione.*

La sentenza della Corte del 1963 in materia di idrocarburi giunge peraltro in un momento in cui il quadro normativo, per quel che concerne invece la produzione e la distribuzione dell'energia ha subito un profondo rivolgimento, in connessione con l'entrata in vigore della legge 6 dicembre 1962 n.1643, istitutiva dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel), destinata a modificare profondamente l'assetto del settore energetico in tutto il Paese, compresa la Sardegna (v. *supra* cap.1).

Al nuovo ente, dotato di personalità giuridica di diritto pubblico (art.1, 2° comma), viene infatti riservato il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di *produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta* (art.1, 1° comma).

A tale scopo, l'art.1, 4° comma, prevede che all'Enel sia trasferita la proprietà delle imprese che esercitano tali attività, fatte salve le ipotesi di cui al successivo art.4, 6° comma, e cioè laddove si tratti di: a) imprese che producono energia elettrica destinata a soddisfare i fabbisogni inerenti ad altri processi produttivi delle stesse o di altre imprese ad esse consorziate o consociate, a condizione che il fabbisogno superi il 70 % dell'energia prodotta mediamente nel triennio 1959-61; b) imprese autoproduttrici che alla data di entrata in vigore della legge abbiano già costruito nuovi impianti elettrici destinati a soddisfare il fabbisogno per attività produttive programmate anteriormente al 31 dicembre 1961 ed a condizione che entro tre anni dalla data del 1 gennaio 1963 utilizzino più del 70 % dell'energia prodotta.

Una ipotesi particolare è poi quella di cui all'art.4, 5° comma, in virtù del quale gli enti locali che esercitano le attività riservate all'Enel attraverso le aziende speciali di cui al R.D. n. 2578 del 1925 (cioè il Testo unico che disciplina l'assunzione diretta dei pubblici servizi da parte dei comuni e delle province) potranno ottenere dall'Enel una concessione per la prosecuzione di tali attività, a condizione che ne facciano richiesta entro due anni dalla entrata in vigore della legge. Lo stesso potranno fare anche l'Ente autonomo per il Volturno e, ciò che ci interessa di più, l'Ente autonomo del Flumendosa, in Sardegna.

Quali siano i rapporti fra la legge n.1643 e la potestà legislativa delle Regioni a statuto speciale avrà modo di chiarirlo la Corte costituzionale in una sentenza del 1964.

Adita dalla Val d'Aosta e dal Trentino-Alto Adige all'indomani della entrata in vigore della legge n.1643, la Corte (cfr. la sentenza n.13 del 1964) afferma che l'efficacia della legge del 1962 e dei suoi decreti attuativi si estende anche alle Regioni ad autonomia differenziata, a prescindere dal tipo di potestà regionale (esclusiva, concorrente, integrativa-attuativa) di cui queste siano titolari.

Tutti i tipi di potestà legislativa delle Regioni a statuto speciale, sottolinea la Corte, sono assoggettati al rispetto, fra l'altro, degli interessi nazionali e delle riforme economico-sociali della Repubblica. Quanto al limite dell'interesse nazionale, argomenta la Corte, *[n]on si può negare al legislatore statale il potere di regolare, con criteri unitari, e come tali vevoli per tutto il territorio, la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica, costituendo il settore elettrico una componente essenziale di tutto lo sviluppo economico del Paese e uno strumento al servizio di vitali interessi della collettività.*

Questo è sufficiente, prosegue la Corte, *per significare che la legge statale, che è venuta a regolare questo settore con norme improntate allo scopo di promuoverne lo sviluppo, non può non essere considerata come manifestazione di quel superiore potere dello Stato, che gli Statuti regionali in esame hanno espressamente fatto salvo, imponendo, come limite, il rispetto dell'interesse nazionale.*

Ad avviso della Corte, basterebbe questo a far ritenere legittimo l'intervento dello Stato in questa materia anche nei confronti delle Regioni a statuto speciale. Per il giudice delle leggi peraltro sussiste anche l'altro limite, quello delle riforme economico-sociali della Repubblica, *dovendosi considerare tale la riforma apprestata con la legge di nazionalizzazione dell'energia elettrica, attese le finalità ad essa assegnate di potenziare e coordinare uno dei più essenziali settori economici del Paese, la cui influenza su tutta la vita nazionale, anche al di là degli aspetti economici, non ha bisogno di essere dimostrata.*

Dopo la legge del 1962, molte altre saranno le leggi statali che interverranno a regolare il settore energetico, ma mai dettando una disciplina organica, sicché la materia continuerà ad essere regolata in modo frammentario. Così, si possono menzionare, ovviamente solo a titolo puramente esemplificativo:

- il d.P.R. 13 febbraio 1964 n.185, sull'*impiego pacifico dell'energia nucleare* (poi abrogato dal d. lgs. 17 marzo 1995 n.2309);
- la legge 13 dicembre 1964, n.1341, contenente norme per *la disciplina della costruzione e l'esercizio di linee elettriche aeree esterne*, poi abrogata dalla legge 28 giugno 1986, n.339, che regolerà nuovamente la materia;
- la legge 18 dicembre 1973, n.880, che contiene norme relative alle procedure per la localizzazione, la costruzione e la gestione sul territorio nazionale dei nuovi impianti termici per la produzione di energia elettrica e per la localizzazione e la costruzione delle

reti di trasporto ad alta tensione da effettuarsi da parte dell'Enel (art.1) e che peraltro, all'art.3, fa salvi i poteri delle Regioni a statuto speciale;

- la legge 9 dicembre 1986, n.896, contenente la *disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche*, poi abrogata dal d.lgs. 11 febbraio 2010, n.22 (su cui v. *infra*, 3.3).

Dal canto suo, anche la Regione continua a legiferare. Di particolare rilievo è la legge regionale 20 giugno 1989, n.43, contenente la disciplina delle modalità per il rilascio delle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio di opere per il trasporto, la trasformazione e la distribuzione di energia elettrica e di ogni altra opera accessoria da realizzare, nell'ambito del territorio della Regione, da parte dell'Enel o delle imprese e degli enti che non sono stati trasferiti all'Enel.

Gli anni '90 registrano una serie di cambiamenti radicali nell'assetto del settore energetico e nelle politiche energetiche statali.

Il primo rivolgimento è legato alla entrata in vigore delle leggi nn. 9 e 10 del 9 gennaio 1991, di attuazione del Piano energetico nazionale (PEN) approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988. Il PEN del 1988 (che fissa una serie di obiettivi fino al 2000) è l'ultimo di una serie di Piani elaborati a partire dal 1975 e tale rimarrà per venticinque anni, fino alla adozione della Strategia energetica nazionale (SEN), approvata con D. interm. dell'8 marzo 2013.

Le due leggi del 1991, si è detto, introducono numerose disposizioni fortemente innovative.

In particolare, la legge n.9 contiene una serie di norme concernenti, fra l'altro, la semplificazione e l'accelerazione dell'iter autorizzatorio per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti; la disciplina delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi o di risorse geotermiche; le procedure per il rilascio dei provvedimenti autorizzatori per la lavorazione o il deposito di oli minerali o gas naturale liquefatto; la liberalizzazione dell'energia elettrica autoprodotta e la disciplina concernente le imprese elettriche degli enti locali; alcune agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici.

A sua volta, la legge n.10 ha ad oggetto l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, obiettivi cui sono chiamate a collaborare anche le Regioni, sulle quali grava l'obbligo (cfr. l'art.5) di predisporre dei piani regionali relativi per l'appunto all'uso delle fonti rinnovabili di energia (sulle leggi del 1991 v. ampiamente [9] pag. 987 ss., con ulteriori indicazioni bibliografiche).

Chi si aspettava peraltro una sistematizzazione ed una razionalizzazione del quadro normativo in materia sarà ancora una volta deluso: come le altre che le hanno precedute, le due leggi infatti tendono piuttosto a sovrapporsi alle norme già vigenti, solo in parte coordinandosi con esse. E non solo: demandando ad una cospicua attività regolamentare, anche di delegificazione, la loro completa attuazione, esse contribuiscono a frammentare ulteriormente un quadro già fortemente articolato (in proposito ancora [9] pag. 988).

L'altra grande novità in materia è costituita dal processo di liberalizzazione del settore elettrico.

La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica viene avviata con il d.lgs.16 marzo 1999, n.79 (c.d. decreto Bersani), che, rompendo il monopolio di Enel – dal 1992 peraltro già divenuta società per azioni e trasformata da riservataria in concessionaria delle attività di importazione, esportazione, produzione, trasmissione, distribuzione di energia elettrica (d.l. 11 luglio 1992 n.333, conv. in legge 8 agosto 1992, n.359) – apre il mercato

elettrico a nuovi operatori (oltre a quelli già presenti: imprese elettriche degli enti locali e produttori indipendenti), fatte salve le attività di trasmissione e dispacciamento, riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN); sulla base di quanto previsto dal DPCM 11 maggio 2004, dal 2005 l'attività del GRTN verrà trasferita a Terna spa ed il GRTN si trasformerà in Gestore dei servizi energetici spa (GSE), con compiti di promozione ed incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Già il d.lgs. 25 novembre 1996, n.625 aveva peraltro disciplinato le modalità per il rilascio e l'esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in modo che fosse garantito l'accesso non discriminatorio a tali attività secondo modalità che assicurassero una maggior concorrenza nel settore ed una miglior utilizzazione delle risorse.

Il d.lgs. 23 maggio 2000, n.164, a sua volta, introdurrà norme relative al mercato interno del gas naturale, prevedendo la liberalizzazione delle attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale.

Nel frattempo stanno cambiando anche i rapporti fra lo Stato e le Regioni, comprese quelle ad autonomia differenziata. Ad essere toccate, come vedremo, saranno dapprima le funzioni amministrative; successivamente, anche le potestà normative saranno oggetto di una profonda riforma.

3.3 L'assetto delle competenze della Regione Sardegna dopo il d.lgs. n.112 del 1998 e la riforma del Titolo V della Costituzione

L'assetto delle potestà regionali, sia normative che amministrative, così come delineato dallo Statuto della Sardegna, subisce modifiche rilevanti nel momento in cui il legislatore statale decide di ridisegnare il quadro competenziale per le Regioni a statuto ordinario, in prima battuta relativamente alle sole funzioni amministrative (con il d.lgs. n.112 del 1998), successivamente anche con riferimento alla potestà normativa (con la riforma, nel 2001, del Titolo V della Costituzione).

Sia i decreti delegati del 1972 che il d.P.R. n.616 del 1977, aventi ad oggetto, come è noto, il trasferimento delle funzioni amministrative dallo Stato alle Regioni a statuto ordinario, avevano confermato in capo al primo – *tout court* i decreti del 1972, con limitatissime eccezioni quello del 1977 (cfr. gli artt.81 e 91, su cui v. [13] pag. 46) – la titolarità delle funzioni per il comparto energetico.

Il punto di svolta arriva, come detto, con il d. lgs. 31 marzo 1998, n.112 (la c.d. *riforma Bassanini*), che, in attuazione del principio di sussidiarietà verticale, disciplina il conferimento di funzioni e compiti amministrativi alle Regioni ed agli enti locali e, rompendo il criterio del parallelismo fra funzioni legislative e funzioni amministrative, opera nel senso della tendenziale allocazione delle funzioni ai livelli di governo più bassi, cui in via residuale vengono devoluti tutti i compiti non espressamente riservati allo Stato.

In particolare, gli artt.28 e ss. disciplinano la allocazione dei compiti e delle funzioni amministrative relative alla materia *energia*, che concernono le *attività di ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di qualunque forma di energia*; gli artt.29 ed 88 si occupano del conferimento delle funzioni relative alla utilizzazione delle risorse idriche a fini energetici, comprese le concessioni di derivazione delle acque pubbliche a scopo idroelettrico; infine, gli artt.32 e ss. provvedono a definire il riparto di competenze

relativamente alle *miniere e risorse geotermiche*, con riferimento cioè alle *attività di ricerca e di coltivazione dei minerali solidi e delle risorse geotermiche* (come si vede, spariscono gli idrocarburi, che l'art.29 del decreto riconduce alla materia dell'energia).

Per quanto il suo ambito applicativo sia circoscritto alle funzioni amministrative delle sole Regioni a statuto ordinario, il d.lgs. n.112 del 1998 è destinato ad incidere anche su quelle delle Regioni ad autonomia differenziata. Infatti, per evitare che, a fronte di un significativo ampliamento delle funzioni delle Regioni a statuto ordinario, le Regioni a statuto speciale si trovino a godere di minore autonomia, è lo stesso d. lgs. n.112, all'art.10, a prevedere che con le modalità previste dai rispettivi statuti (ossia mediante i decreti legislativi ivi previsti) si provveda a trasferire alle Regioni a statuto speciale (e alle Province autonome di Trento e di Bolzano), in quanto non siano già attribuite, le funzioni e i compiti conferiti alle Regioni a statuto ordinario.

Analoga previsione (e *ad hoc*, ossia direttamente nel Capo V, dedicato alle funzioni relative all'energia) è peraltro contenuta all'art.30, 3° comma, il quale ribadisce che il conferimento delle funzioni e dei compiti, nonché dei beni e delle risorse, dovrà avvenire nel rispetto degli statuti ed attraverso apposite norme di attuazione.

Giustamente si sottolineerà da parte di qualche autore ([10] pag.59) che l'art.10 sarebbe non solo una *norma di garanzia* dei meccanismi di attuazione statutaria (il legislatore statale non avrebbe potuto, a pena di illegittimità, estendere *motu proprio* alle Regioni ad autonomia differenziata quanto previsto per le Regioni a statuto ordinario), ma anche una *norma sollecitatoria* del lavoro delle commissioni paritetiche per la approvazione delle norme di attuazione degli statuti.

Peraltro, malgrado le sollecitazioni, solo con il d.lgs. 17 aprile 2001 n.234 (recante per l'appunto *Norme di attuazione dello Statuto speciale della regione Sardegna per il conferimento di funzioni amministrative, in attuazione del Capo I della legge n. 59 del 1997*) si darà seguito all'art.10 del d.lgs. n.112 del 1998. L'art.1 del decreto prevede infatti che siano conferiti alla Regione (ed agli enti locali), senza pregiudizio dei conferimenti già disposti o che dovessero sopravvenire, le funzioni ed i compiti che il d. lgs. n.112 del 1998 ha conferito alle Regioni a statuto ordinario ed ai loro enti locali.

Quali siano le funzioni ed i compiti che vanno ad aggiungersi a quelli di cui la Regione è già titolare, il d. lgs. n.234 tuttavia non lo dice; sarà necessario attendere la legge regionale 12 giugno 2006, n. 9 (recante *Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali*), perché l'assetto delle funzioni amministrative della Regione (e degli enti locali), rivisto per l'appunto alla luce della riforma del 1998, sia finalmente definito.

Nel frattempo peraltro, come vedremo, il quadro di riferimento è ulteriormente cambiato. Non solo è intervenuta la legge costituzionale n.3 del 2001, di riforma del Titolo V della Costituzione, ma sono state approvate alcune leggi statali che incidono in maniera significativa sulle funzioni amministrative degli enti territoriali. Ma di questo, come detto, parleremo oltre (cfr. *infra* par.3.4).

Qui pare opportuno invece soffermarsi su un'altra questione, aperta proprio dalla già citata legge costituzionale n.3 del 2001 e destinata ad incidere anche sulla potestà legislativa della Regione Sardegna.

Anche in questo caso, come già per il d. lgs. n.112 del 1998, il legislatore costituzionale mette mano al solo sistema competenziale Stato-Regioni a statuto ordinario di cui al Titolo V della Costituzione.

Ed anche in questo caso, come già accaduto per il d. lgs. n.112 del 1998, per

evitare che, a fronte degli ampi spazi di autonomia che la riforma sostanzialmente riconosce alle Regioni di diritto comune, la specialità delle Regioni ad autonomia differenziata finisca con il rivelarsi una sorta di gabbia dalle maglie sempre più strette, l'art.10 della legge costituzionale prevede che, sino all'adeguamento dei rispettivi statuti, queste ultime, ormai in perenne *rincorsa* nei confronti delle prime ([11], pag.203), accedano alle *forme di autonomia più ampie* previste dalla riforma.

Quali poi siano queste più ampie forme di autonomia, l'art.10 non lo dice, lasciando l'interprete e, da ultimo, la Corte costituzionale, come sempre in questi casi, a destreggiarsi in tutt'altro che facili operazioni ermeneutiche. Sintomo di tali difficoltà, ad avviso della dottrina più avvertita, sarebbe del resto lo scarso numero di leggi regionali adottate in attuazione dell'art.10, a conferma del fatto che le regioni, non è chiaro se per colpevole inerzia o per oggettive difficoltà, preferirebbero attingere al vecchio catalogo delle competenze statutarie, piuttosto che confrontarsi con le nuove materie di cui al novellato art.117 della Costituzione. Delle due l'una: o l'art.10 non avrebbe quelle capacità espansive di cui sembrava dotato, o le Regioni non sarebbero state in grado di cogliere quella che in fondo era una opportunità (sul punto v.[12], *passim*).

Il confronto fra le disposizioni statutarie ed il nuovo art.117 appare d'altro canto abbastanza complesso, data la diversa formulazione delle previsioni.

Ai fini del nostro discorso, la prima materia relativamente alla quale si pone la necessità di operare una comparazione è proprio quella dell'*energia*. L'art.117, 3° comma, della Costituzione novellata riconduce infatti alla competenza concorrente la materia della *produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*; sulla stessa materia spetta peraltro alle Regioni anche la potestà regolamentare (art.117, 6° comma). Siamo sempre nell'ambito della potestà concorrente, ma il dettato costituzionale appare più ampio rispetto a quanto previsto nello Statuto sardo, dal momento che alla *produzione* ed alla *distribuzione* si aggiunge infatti il *trasporto* dell'energia.

Nel 2007 Terna, gestore del trasporto dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione (in tutto il territorio nazionale), ha attuato il progetto di smantellamento delle linee elettriche all'interno del Parco Molentargius Saline (Cagliari).

Con l'operazione si sono eliminati 12 km di linee elettriche nell'area verde e rimossi 28 tralicci di cui 10 dallo stagno di Molentargius. Le fondazioni dei sostegni dei tralicci sono state trasformate in isolotti per la nidificazione dell'avifauna locale e in piattaforme per il monitoraggio dell'ecosistema e della qualità delle acque. [103]



Ora, per tentare una comparazione fra la previsione statutaria e quella costituzionale sono necessarie alcune considerazioni preliminari, dal momento che la formulazione utilizzata dal legislatore costituzionale (*produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*) appare in realtà assai insoddisfacente, tanto da suscitare sin da subito molti rilievi da parte della dottrina.

Da un lato, infatti, non pochi commentatori sottolineano la evidente lacunosità della definizione costituzionale, la quale richiamerebbe solo alcune delle fasi della c.d. filiera energetica, trascurandone altre, quali ad esempio la *ricerca*, lo *stoccaggio*, l'*importazione*, il *dispacciamento*; cosicché si potrebbe anche ritenere, come sottolinea qualcuno ([4] pag. 3), che tali fasi possano essere ricondotte alla competenza esclusiva/residuale delle Regioni. E in effetti il legislatore costituzionale sembra aver dimenticato non solo quanto prevede l'art.28 del d.lgs. n.112 del 1998, il quale riconduce alla materia *energia* le attività di *ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di qualunque forma di energia*, ma sembra lontano addirittura dalla formulazione utilizzata nella stessa legge n.163 del 1962, la quale, come abbiamo visto, riservava all'Enel il compito di esercitare nel territorio nazionale le attività di *produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta* (art.1, 1° comma).

Dall'altro lato, induce molte perplessità la scelta del legislatore costituzionale di ricondurre alla competenza concorrente il profilo della dimensione *nazionale* dell'energia. Molto si è detto e scritto in proposito. C'è infatti chi teme che il potere centrale non sia in grado di promuovere forme di concertazione effettiva con le Regioni onde prevenire la imposizione di veti su decisioni strategiche e paventa pertanto il rischio di un aumento della conflittualità fra livelli di governo (F. Di Porto, F. Silva in [2, 5]); c'è invece chi intravede il rischio che le Regioni, sulla base di un calcolo costi-benefici, rimangano inerti (ad es. per ostacolare nuove installazioni) o viceversa, siano spinte verso un attivismo regolatorio eccessivo (si cita ad esempio la c.d. *tassa sul tubo* introdotta dalla Regione Sicilia nel 2002) (S. da Empoli in [2, 5]); c'è chi teme che le discipline regionali (in ipotesi anche assai diverse le une dalle altre) possano compromettere la sicurezza energetica nazionale (R. Galbiati, G. Vaciago in [2, 5]); e c'è chi, molto semplicemente, preconizza che il nuovo assetto delle competenze in materia di energia, perseguendo una architettura di sistema all'insegna della completa irrazionalità economica sia per quel che concerne la trasmissione che per quel che riguarda la generazione, getterà il settore elettrico nel caos (C. Scarpa in [2, 5]) (per una puntuale ricostruzione delle diverse opinioni espresse dalla dottrina, con le relative indicazioni bibliografiche, cfr. [5] pag.35; [2] pag.2 ss.).

Nell'intento di superarne la evidente lacunosità, c'è pertanto chi offre dell'art.117 della Costituzione una lettura più ampia: [*v*]a *respinta* – si dice – *la tentazione di considerare partitamente “produzione”, “trasporto” e “distribuzione”, quali fasi diverse e distinte del processo energetico, prevedendo solo su di esse una potestà concorrente regionale. [...] La verità è che il legislatore costituzionale intendeva riferirsi al “governo dell'energia”, quale settore complessivo e omnicomprendivo* ([4], pag. 3).

Su questa stessa linea interpretativa si collocherà peraltro, a distanza di pochi anni dalla entrata in vigore della riforma del Titolo V, anche il legislatore statale. La legge 23 agosto 2004, n. 239, avente ad oggetto il *Riordino del settore energetico*, all'art.1, 2° comma, superando l'asfittico dettato di cui all'art.117 della Costituzione, individua infatti partitamente le attività da ricondurre, per l'appunto, al *settore energetico*, e cioè:

- a) le attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo anche di oli minerali, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei, nonché di trasformazione delle materie fonti di energia;
- b) le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale a rete, nonché la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete;
- c) le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica.

Pochi mesi dopo, anche la Corte costituzionale si pronuncia sul punto, con la sentenza n.383 del 2005.

Adita dalla Regione Toscana, che rivendicava quali competenze residuali/esclusive di cui all'art.117, 4° comma, della Costituzione quelle relative alla *distribuzione locale di energia*, allo *stoccaggio del gas naturale in giacimento* ed alla *lavorazione e stoccaggio di oli minerali*, la Corte, disattendendo le richieste della Regione ricorrente, chiarisce che *l'espressione utilizzata nel terzo comma dell'art. 117 Cost. deve ritenersi corrispondere alla nozione di "settore energetico" di cui alla legge n. 239 del 2004.[...] Su questa premessa, la legge n. 239 del 2004, riordinando l'intero settore energetico e determinandone i principi fondamentali, si riferisce espressamente nell'art. 1, comma 2, lettere a), b) e c), anche alle attività relative agli oli minerali ed al gas naturale, nonché genericamente alla distribuzione dell'energia elettrica.*

La Corte si sofferma poi in particolare proprio su quest'ultima (la *distribuzione dell'energia elettrica*), e specificamente sulla possibilità che, avendo il legislatore costituzionale ricondotto alla potestà legislativa concorrente la *distribuzione nazionale dell'energia*, si possa configurare in capo alle Regioni una competenza esclusiva in ordine alla *distribuzione locale dell'energia*.

Rigettando la questione anche sotto questo ulteriore e diverso profilo, la Corte sottolinea che *la "distribuzione locale dell'energia" è nozione utilizzata dalla normativa comunitaria e nazionale, ma solo come possibile articolazione a fini gestionali della rete di distribuzione nazionale [...]; per di più essa è determinata nella sua consistenza dagli organi e attraverso le procedure operanti a livello nazionale e comunque sottoposta alla legislazione nazionale e ad una normativa tecnica unitaria.* Si tratta dunque, ad avviso della Corte, di una nozione *rilevante a livello amministrativo e gestionale*, ma che tuttavia *non può legittimare l'individuazione di una autonoma materia legislativa sul piano del riparto costituzionale delle competenze fra Stato e Regioni.*

Così precisata la portata della previsione costituzionale, è evidente quanto distante questa sia dalla corrispondente disposizione statutaria. E, data la maggior ampiezza contenutistica della prima, dovrebbe essere senz'altro logico concludere che la Regione abbia tutto l'interesse ad invocare, per il tramite dell'art.10, il titolo competenziale di cui all'art.117. Oppure a chiedere che la previsione statutaria venga letta alla luce della interpretazione (per non dire vera e propria riscrittura) che la Corte ha offerto della corrispondente previsione di cui all'art.117, 3° comma. Ma, come vedremo, il legislatore regionale, anche a fronte della pervasività delle norme statali relative al settore energetico (v. *infra*, 3.4 e 3.5), piuttosto che attingere alla propria potestà concorrente in materia sembra preferire il richiamo a titoli competenziali di origine statutaria diversi e solitamente

riconducibili alla potestà esclusiva (fra gli altri, edilizia ed urbanistica, paesaggio, ordinamento degli enti locali), i quali sembrano offrire margini di manovra più ampi.

Delle due l'una: o la Regione conserva la sua competenza statutaria, magari reinterpretata alla luce della giurisprudenza costituzionale sull'art.117 Cost.; oppure accede *tout court* al titolo competenziale di cui allo stesso art.117. È evidente che la scelta per l'una o l'altra soluzione avrebbe implicazioni tutt'altro che trascurabili, soprattutto per quel che concerne i limiti cui soggiace la potestà del legislatore regionale.

Mantenere il titolo competenziale di cui allo Statuto o, viceversa, attingere a quello costituzionale per il tramite dell'art.10 comporterebbe infatti, per il legislatore regionale, l'assoggettamento a limiti differenti: nel primo caso, quelli previsti dallo Statuto; nella seconda ipotesi, i nuovi limiti costituzionali, ossia, oltre al limite del *rispetto dei principi fondamentali di cui alle leggi statali* (art.117, 3° comma), comunque applicabile nell'uno e nell'altro caso, trattandosi sempre di potestà concorrente, il limite del *rispetto della Costituzione e dei vincoli derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali* (art.117, 1° comma).

E non basta. Se si dovesse ritenere che la Regione conserva le proprie competenze statutarie, si potrebbe anche porre, quantomeno in teoria, la questione della eventuale applicabilità di quei limiti impliciti che sono stati desunti dall'art.117, 2° comma (materie valore, materie obiettivo, materie trasversali, chiamata in sussidiarietà) e che, si dice, non potrebbero intaccare la potestà legislativa prevista dagli Statuti speciali; solo in teoria, peraltro, dal momento che la Corte (esemplare in questo senso, come vedremo, proprio la giurisprudenza in materia di energia) non sembra aver troppo esitato nell'applicare tali limiti alle materie di cui agli Statuti, comprese quelle oggetto di potestà primaria (sul punto cfr. [12], *passim*, spec. 801 ss. e 812 ss.).

Solo di recente la Corte costituzionale sembra essere arrivata ad una risposta chiarificatrice sul punto, modificando peraltro il suo precedente orientamento, così come emerso in occasione della sentenza n.99 del 2012 (su cui v. *infra*, 3.5). In quella pronuncia la Corte aveva infatti affermato che la disciplina delle procedure per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili avrebbe introdotto principi che non tollerano eccezioni sull'intero territorio nazionale, in quanto espressione della competenza legislativa concorrente in materia di energia, di cui all'art. 117, terzo comma, della Costituzione, *e, con specifico riferimento alla Regione autonoma Sardegna, di cui all'art. 4, primo comma, lettera e), dello statuto*.

Ma nella successiva sentenza n.199 del 2014, anche in questo caso relativa, si noti, ad una legge regionale sarda, la n.25 del 2012 (su cui v. ancora *infra*, 3.5) la Corte afferma, con quello che sembra un brusco *revirement*: *le competenze statutarie delle autonomie speciali in materia di energia sono sicuramente meno ampie rispetto a quelle riconosciute alle Regioni ordinarie, nello stesso ambito, dall'art. 117, terzo comma, Cost., sicché va ad esse applicato, in base alla cosiddetta «clausola di maggior favore» prevista dall'art. 10 della legge costituzionale 18 ottobre 2003, n. 1 [...], il parametro costituzionale corrispondente*.

Ciò detto per quel che concerne le competenze regionali in materia di *produzione e distribuzione dell'energia*, giova soffermarsi brevemente anche sulle competenze sulle materie contigue ossia, come si è visto, quelle concernenti le acque e le miniere.

Quanto alla potestà legislativa esclusiva sull'*esercizio dei diritti demaniali della Regione sulle acque pubbliche* (art.3, 1° comma, lett.I), ivi comprese le competenze sul regime concessorio per l'uso a scopo idroelettrico, è da ritenersi che essa venga confermata proprio perché legata alla titolarità del demanio idrico.

Per quel che concerne le *miniere*, si pone invece un problema di comparazione fra le previsioni statutarie ed il dettato costituzionale.

Si è già più volte ricordato che lo Statuto riconosce in capo al legislatore regionale la potestà legislativa esclusiva relativamente all'*esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali relativi alle miniere, cave, saline* (art.3, 1° comma, lett.m), ed una potestà concorrente con riferimento all'*esercizio industriale delle miniere, cave e saline* (art.4, 1° comma, lett.a). Ora, dal momento che la materia delle *miniere* non figura né fra quelle che l'art.117, 2° comma, riconduce alla competenza esclusiva del legislatore statale né fra quelle che, ai sensi del 3° comma, sono oggetto di competenza concorrente Stato-Regioni, è da ritenere che essa rientri fra quelle di competenza residuale-esclusiva delle Regioni [14]. Il dettato costituzionale appare dunque più ampio di quanto previsto dallo Statuto, per cui si può senz'altro concludere che anche alla Regione si estenda la competenza esclusiva su tutta la materia, senza più distinzioni fra *esercizio dei diritti demaniali e patrimoniali* ed *esercizio industriale* delle miniere.

La materia delle *miniere* è destinata peraltro a subire un significativo ridimensionamento, relativamente alle risorse geotermiche, ad opera del d.lgs. 11 febbraio 2010, n.22 (*Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche*) e della sentenza n.112 del 2011 della Corte costituzionale.

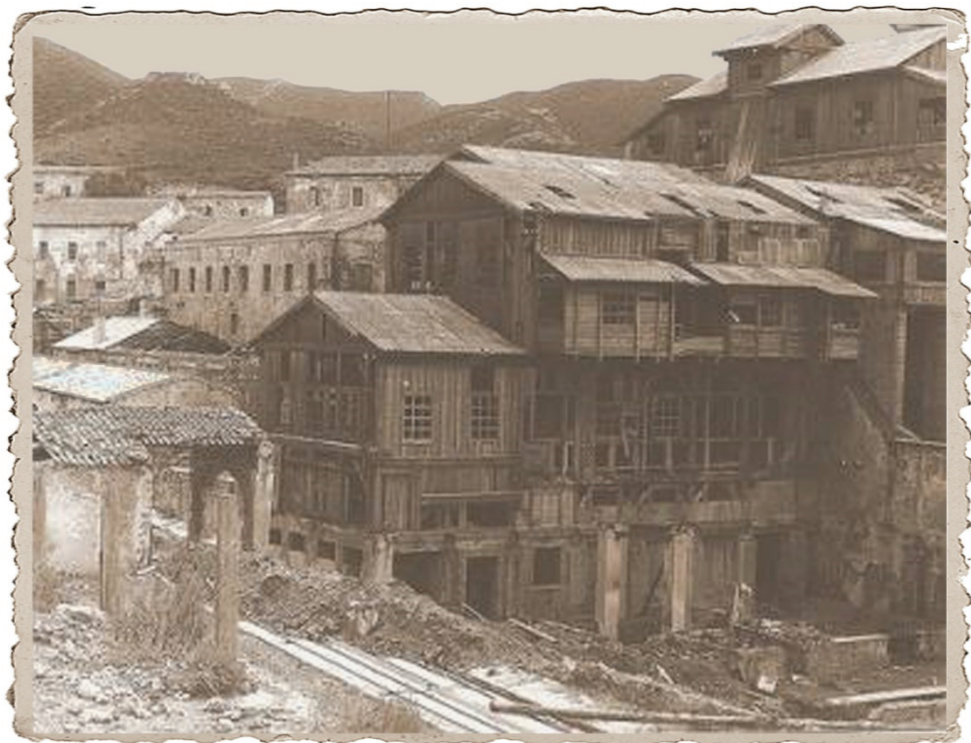
La Corte viene interpellata dalla Provincia di Bolzano, che in materia di miniere gode di una competenza di rango primario, circa la presunta incostituzionalità di alcune disposizioni del d.lgs. n.22, il quale assegna al patrimonio indisponibile dello Stato le risorse geotermiche di interesse nazionale (c.d. ad alta entalpia) ed al patrimonio indisponibile regionale quelle di interesse locale (c.d. a media e bassa entalpia) ed individua nelle Regioni (o negli enti da esse delegati) le autorità competenti per le funzioni amministrative riguardanti le risorse geotermiche d'interesse nazionale e locale, mentre riconduce alla competenza di organi statali le funzioni concernenti le risorse geotermiche rinvenute nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana.

Dopo aver ricordato che, in origine (ossia nel R.D. n.1443 del 1927), le risorse geotermiche avevano una disciplina identica a quella prevista per le miniere ed erano ritenute beni giuridici di carattere economico-produttivo, la Corte si sofferma sugli ulteriori interventi normativi che, dettati dalla necessità di fronteggiare l'emergenza ambientale, hanno distinto le risorse geotermiche – classificabili fra le fonti rinnovabili di energia – dalle altre risorse minerarie, dettando per esse una disciplina speciale.

Proprio la loro duplice natura (risorse del sottosuolo e fonti energetiche rinnovabili) fa sì che le *risorse geotermiche* costituiscano, ad avviso della Corte, un *bene giuridico multifunzionale*, in ragione delle diverse utilità che esse esprimono: da un lato *quella economica, relativa alla produzione di energia*; dall'altro lato, *quella ambientale conseguente al fatto che esse costituiscono una fonte di energia rinnovabile e, quindi, compatibile con la tutela dell'ambiente*. Esse sono pertanto, allo stesso tempo, un *bene giuridico economico-produttivo ed un bene ambientale*.

Ora, argomenta la Corte, le disposizioni impugnate si inseriscono nel quadro di *una vera e propria rivoluzione della politica energetica, che finora ha visto nella combustione del carburante, e quindi in un fenomeno altamente inquinante, il principale strumento per la produzione di energia*. Ne consegue che esse hanno senz'altro il valore di *riforma economico-sociale di rilevante importanza e, indipendentemente dal problema delle situazioni dominicali, debbono essere osservate anche dalle Regioni a statuto speciale e dalle Province autonome, titolari di competenze primarie in tema di "miniere"*.

Come si vede, la Corte richiama il limite delle riforme economico-sociali previsto negli Statuti speciali. Ma a conclusioni non diverse si deve giungere, sempre secondo il giudice delle leggi, anche alla luce del nuovo riparto di competenze disegnato dalla riforma del Titolo V, dovendosi ritenere che lo Stato abbia qui esercitato la propria potestà esclusiva in materia di tutela dell'ambiente e concorrente in materia di energia; potestà il cui esercizio si impone anche alle autonomie differenziate, a prescindere, come sottolinea la Corte, *dal problema delle situazioni dominicali* (e giova ricordare che, al pari della Sardegna, le miniere, ex artt. 67 e 68 Stat., appartengono al patrimonio indisponibile delle due Province autonome).



Argentiera (SS), piccolo borgo sul mare, è uno dei più antichi giacimenti di zinco e piombo argentifero; nella zona si sono trovati resti di forni fusori di epoca romana. Lo sfruttamento “moderno” della miniera va dal 1880 alla metà del Novecento. L’edificio più rappresentativo, in primo piano nella foto degli anni Settanta del ‘900 [109], è la “laveria meccanica” che fu realizzata in legno perché più leggero e più facilmente assemblabile della pietra. La laveria, situata alla fine della stretta valle che ospita gli edifici della miniera, le abitazioni dei minatori e le altre strutture indispensabili alla vita della comunità (scuola, ospedale, chiesa, ...), domina un bell’arco di spiaggia con ghiaia e sabbia scura, dove ai granelli di silicio sono mescolati residui della lavorazione dei minerali. Da [104].

Allo stesso modo peraltro, ritiene sempre la Corte, deve essere rispettata, proprio perché riveste pure essa i caratteri della riforma economico-sociale, anche la allocazione delle competenze in relazione alla classificazione delle risorse secondo il loro tasso di entalpia.

Da qui, il rigetto di tutte le doglianze della Provincia ricorrente fatta eccezione per una, relativa allo sfruttamento economico e patrimoniale delle risorse geotermiche. Se infatti, dice la Corte, la Provincia di Bolzano *è tenuta ad osservare le norme statali costituenti riforme economico-sociali per quegli aspetti che riguardano la gestione e la migliore utilizzazione delle risorse geotermiche, siano esse di alta, media o bassa entalpia*, essa, poiché è succeduta nei beni e nei diritti demaniali e patrimoniali di natura immobiliare dello Stato (cfr. l'art.68 dello Statuto del Trentino-Alto Adige), *mantiene tutti i suoi diritti per quanto concerne gli aspetti economici. In altri termini*, conclude la Corte, *spettano alla Provincia i canoni relativi ai permessi di ricerca ed alle concessioni delle risorse geotermiche*. Si tratta di conclusioni che dovrebbero valere anche per la Regione sarda, stante la identità delle previsioni statutarie sul punto.

3.4 La legislazione regionale fra nuove competenze e chiamate in sussidiarietà da parte del legislatore statale: una specialità meno speciale?

Questo dunque il quadro competenziale che emerge a seguito della riforma del Titolo V della Costituzione e che, come abbiamo visto, finisce con il riverberare anche sulla potestà normativa del legislatore sardo, il quale, per quel che concerne la materia dell'*energia*, sembrerebbe veder ampliare significativamente i propri margini di manovra.

Ma il concreto articolarsi dei rapporti centro-periferia racconterà un'altra storia.

Il legislatore statale, infatti, mostra abbastanza presto una spiccata tendenza ad occupare pervasivamente la materia, andando quindi ben oltre la fissazione dei soli principi fondamentali, come richiederebbe l'art.117, 3° comma, della Costituzione. Ciò che ne emerge è un quadro normativo complesso ed articolato, relativamente al quale l'azione del legislatore regionale si fa sempre più interstiziale.

Oltre alle disposizioni in materia di liberalizzazione del mercato elettrico e del gas, la normativa statale, in linea di continuità con le due leggi del 1991, la n.9 e la n.10, si sviluppa in particolare lungo due direttrici, da un lato disciplinando il regime autorizzatorio per gli impianti energetici; dall'altro lato, anche a fronte degli impegni assunti a livello internazionale ed europeo, promuovendo il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili.

Il primo intervento di rilievo in ordine ai procedimenti autorizzatori è rappresentato dal c.d decreto *sblocca centrali*, ossia il d.l.7 febbraio 2002, n.7, conv. in legge 9 aprile 2002, n.55 (*Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*), il quale, per accelerare la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica allo scopo di assicurare il soddisfacimento della crescente domanda di energia elettrica e fronteggiare in questo modo il rischio di interruzione nella sua erogazione, prevede che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici siano subordinati al rilascio di una autorizzazione

unica rilasciata dal Ministero delle attività produttive. Il legislatore sembra peraltro consapevole del fatto che questa è chiaramente una disciplina di dettaglio, e si premura di specificare (cfr. l'art.1, 1° comma) che essa è efficace *sino alla determinazione dei principi fondamentali della materia in attuazione dell'articolo 117, terzo comma, della Costituzione, e comunque non oltre il 31 dicembre 2003*. Il *vulnus* alle competenze regionali viene risolto subordinando la individuazione degli impianti ed il rilascio delle singole autorizzazioni alla previa *intesa* con le Regioni (art.1, 1° e 2° comma).

Quanto alle Regioni a statuto speciale (e alle Province autonome), l'art.1, comma 5-bis, prevede che le disposizioni del decreto si applichino loro *compatibilmente con le disposizioni degli statuti di autonomia e con le relative norme di attuazione*. In realtà, trattandosi come detto di norme di dettaglio, ben pochi margini di manovra vengono lasciati al legislatore regionale (o provinciale). E giova ricordare che, proprio in virtù di quanto previsto dai due decreti, a partire dal 2002 verranno autorizzati alcuni progetti per la produzione di energia elettrica da gas e da carbone presso la località Fiume Santo, in provincia di Sassari [105].

Il secondo intervento del legislatore statale di cui merita fare menzione è costituito dal c.d. decreto *anti-blackout*, ovvero il d.l. 29 agosto 2003 n.239, conv. in legge 27 ottobre 2003 n.290 (*Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità*), che conferma ed in parte amplia alcune delle misure già previste dal precedente decreto n.7 del 2002. Così, ad esempio, l'art.1 del decreto prevede che il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio possa, fino al 2005, consentire l'esercizio temporaneo di singole centrali termoelettriche di potenza superiore ai 300 MW, anche in deroga ai limiti di emissione in atmosfera o di temperatura degli scarichi, mentre l'art.1-sexies conferma il meccanismo autorizzatorio già previsto dal precedente decreto del 2002, rendendolo permanente.

Da ultimo, con la legge 23 agosto 2004 n.239 (*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*, c.d. legge Marzano) il legislatore introduce una normativa densa di disposizioni che mirano, come emerge dal titolo stesso del provvedimento, al riordino complessivo del settore, disciplinando i rapporti tra le varie istituzioni e fra queste e gli operatori del settore energetico; ciò allo scopo, da un lato, di semplificare e snellire i processi autorizzativi, stimolando in tal modo il processo di liberalizzazione dei mercati energetici in atto; dall'altro lato, di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti ed i livelli essenziali delle prestazioni.

Ai fini del nostro discorso, e pertanto senza alcuna pretesa di completezza, si può ricordare che la legge, che si compone di un unico articolo, suddiviso in 121 commi, accanto alla definizione degli obiettivi generali della politica energetica nazionale ed alla individuazione dei principi fondamentali della materia, disciplina il riparto di compiti e funzioni amministrativi fra i diversi livelli di governo nel settore energetico, con un nuovo elenco dei compiti e delle funzioni riservati allo Stato e dedica alcune norme al regime autorizzatorio delle attività energetiche. In particolare, queste ultime vengono distinte in tre categorie:

- a) quelle da svolgere in regime di piena libertà, pur nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico (produzione, importazione, esportazione, trasformazione delle materie fonti di energia, stoccaggio non in sotterraneo, acquisto e vendita di energia);

- b) quelle limitate perché espressamente definite di interesse pubblico e pertanto sottoposte agli obblighi di servizio pubblico più penetranti (trasporto e dispacciamento del gas naturale a rete, gestione di infrastrutture di approvvigionamento connesse al trasporto ed al dispacciamento di energia a rete);
- c) quelle riservate alle pubbliche autorità e che si svolgono in regime di concessione (distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi nonché trasmissione e dispacciamento di energia elettrica).

Come si vede, a partire dal d.l. n.7 del 2002 l'intervento del legislatore statale, soprattutto per quel che concerne la disciplina relativa ai procedimenti per il rilascio dell'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica si fa sempre più penetrante, tanto da lasciare alle Regioni margini di manovra sensibilmente ridotti.

Di questo ovviamente non poche Regioni si dorranno di fronte alla Corte costituzionale, lamentando in buona sostanza un vero e proprio svuotamento della propria competenza concorrente sulla materia; ma le loro doglianze verranno disattese dal giudice delle leggi che, fatta eccezione, in taluni casi, come vedremo, per la mancata applicazione del principio della leale collaborazione, confermerà la legittimità dell'impianto complessivo della legislazione statale.

Particolarmente significative, in proposito, appaiono due sentenze della Corte, la n.6 del 2004, relativa ad alcune disposizioni del d.l. n.7 del 2002, così come convertito in legge, e la già citata n.383 del 2005, concernente il d.l. n.239 del 2003, così come convertito in legge, e la legge n.239 del 2004 (sulle sentenze v., *ex pluribus*, [3], *passim*, e [2] pag. 16 ss., quest'ultima con ulteriori indicazioni bibliografiche).

Nella prima delle due pronunce, la n.6 del 2004, a fronte della prospettata invasione della competenza regionale da parte del legislatore statale, pur riconoscendo che la disciplina oggetto di ricorso insiste *nell'ambito della materia "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia"*, *espressamente contemplata dall'art. 117, terzo comma, Cost. tra le materie affidate alla potestà legislativa concorrente delle Regioni*, e pur ammettendo che *è incontestabile che la disciplina impugnata non contiene principi fondamentali volti a guidare il legislatore regionale nell'esercizio delle proprie attribuzioni, ma norme di dettaglio autoapplicative e intrinsecamente non suscettibili di essere sostituite dalle Regioni*, la Corte salva il d.l. n.7 del 2002 e la sua legge di conversione n.55 del 2002 in virtù dell'assunto che essi, pur senza negare l'attribuzione di potestà legislativa di tipo concorrente alle Regioni in tema di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, *hanno ridefinito in modo unitario ed a livello nazionale i procedimenti di modifica o ripotenziamento dei maggiori impianti di produzione dell'energia elettrica, in base all'evidente presupposto della necessità di riconoscere un ruolo fondamentale agli organi statali nell'esercizio delle corrispondenti funzioni amministrative*.

In sostanza, come già nella precedente e assai nota sentenza n.303 del 2003, la Corte legittima la *chiamata in sussidiarietà* da parte del legislatore statale, in virtù della quale, stante la necessità di avere una disciplina unica a livello nazionale per i maggiori impianti di produzione, si giustifica la allocazione al livello statale delle funzioni amministrative in materia, come pure la parallela attrazione a quello stesso livello di governo della funzione legislativa, anche di dettaglio.

Il *vulnus* alla potestà normativa regionale è evidente, anche se la Corte, richiamando la sentenza n.303, si preoccupa di indicare a quali condizioni una legge statale può legittimamente allocare funzioni amministrative al livello centrale ed al tempo stesso regolarne l'esercizio, e cioè: la legge deve far fronte ad esigenze di esercizio unitario delle funzioni amministrative; deve dettare una disciplina logicamente pertinente e dunque idonea alla regolazione di tali funzioni e deve essere limitata a quanto strettamente indispensabile a tale fine; deve essere adottata a seguito di procedure che garantiscano la partecipazione dei livelli di governo coinvolti attraverso strumenti di leale collaborazione e deve prevedere adeguati meccanismi di cooperazione all'atto dell'esercizio concreto delle funzioni amministrative da parte degli organi centrali.

Ad avviso della Corte, tutte queste condizioni sono soddisfatte dalla normativa oggetto del giudizio. In particolare, l'intervento dell'amministrazione statale risulta necessario *in relazione al raggiungimento del fine di evitare il "pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale"* (art. 1 del d.l. n. 7 del 2002); ciò richiede infatti, argomenta la Corte una *valutazione complessiva del fabbisogno nazionale di energia elettrica e l'autonoma capacità di assicurare il soddisfacimento di tale fabbisogno*, valutazione complessiva che *alle singole amministrazioni regionali - che si volessero attributarie delle potestà autorizzatorie contemplate dalla disciplina impugnata - sfuggirebbe*.

Poiché anche le altre condizioni – pertinenza della normativa oggetto del giudizio in relazione alla regolazione delle funzioni amministrative e sua idoneità al raggiungimento del fine; limitatezza della stessa a quanto strettamente indispensabile; previsione di adeguati meccanismi cooperativi – risultano soddisfatte, ne consegue, conclude la Corte, la legittimità delle disposizioni impugnate.

La sentenza n.383 del 2005 – che rappresenta peraltro una pietra miliare nella giurisprudenza della Corte in materia di energia – affronta invece la questione dell'attrazione in sussidiarietà operata dal d.l. n.239 del 2003 con la sua legge di conversione e dalla legge n.239 del 2004.

Quanto al d.l. n.239, argomenta la Corte, come già il precedente d.l. n.7 del 2002, si tratta di un intervento normativo originato da alcune urgenti necessità di sviluppo del sistema elettrico nazionale e di recupero di potenza per far fronte al pericolo della interruzione della fornitura dell'energia elettrica.

La legge n.239 del 2004, già lo si è ricordato, costituisce invece, secondo la Corte, una *legge di generale riordino dell'intero settore energetico*. Pur trattandosi di una legge con la quale legislatore statale è intervenuto sulla materia della *produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia*, oggetto di competenza concorrente, la “*chiamata in sussidiarietà*” di una buona parte delle funzioni amministrative concernenti il settore energetico, [...] e quindi con la parallela disciplina legislativa da parte dello Stato di settori che di norma dovrebbero essere di competenza regionale ai sensi del terzo comma dell'art. 117 Cost. trova la sua ragion d'essere nella circostanza che gli organi statali cui sono state devolute le competenze sono evidentemente ritenuti gli unici a cui naturalmente non sfugge la valutazione complessiva del fabbisogno nazionale di energia e quindi idonei ad operare in modo adeguato per ridurre eventuali situazioni di gravi carenze a livello nazionale.

È vero che la Corte si sforza poi di individuare, all'interno degli atti impugnati, quelli che possono configurarsi come principi fondamentali, ma quella fra principi fondamentali e norme di dettaglio è distinzione ormai priva di rilevanza, quando, come è

stato efficacemente sottolineato, *entrambe le categorie sono comunque sovrastate e schiacciate da una generica “chiamata in sussidiarietà” dello Stato, che trascina competenze nella sfera legislativa di questi a dispetto di una titolarità di natura concorrente* (così [2], pag. 20).

Da qui, il rigetto delle questioni di costituzionalità promosse dalle Regioni ricorrenti, fatta eccezione per alcune disposizioni dei provvedimenti impugnati là dove queste non approntano adeguati meccanismi di raccordo interistituzionale fra il livello statale e le autonomie territoriali. A bilanciare la perdita, per le Regioni, della titolarità delle funzioni amministrative e, in conseguenza di ciò, anche legislative, su ampie porzioni della materia, la Corte richiama infatti quello che ormai è una sorta di *leitmotiv* della sua giurisprudenza: la consacrazione del principio della leale collaborazione (qui oltretutto nella sua accezione più estrema, quella della previa intesa non superabile unilateralmente) a vera e propria condizione di legittimità della attrazione in sussidiarietà da parte del legislatore statale.

In questa rete dalle maglie decisamente strette, arriva la legge regionale n.9 del 2006, la quale, in attuazione del d.lgs. n.234 del 2001 (su cui v. *supra*, 3.3), disciplina il conferimento delle funzioni e dei compiti amministrativi agli enti locali per settori organici.

La disciplina relativa al comparto energetico è contenuta al Titolo II, *Sviluppo economico e attività produttive*, Capo III, *Ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica* e Capo IV, *Miniere e risorse geotermiche* e al Titolo III, *Territorio, ambiente e infrastrutture*, Capo III, *Risorse idriche e difesa del suolo*.

In particolare, secondo quanto prevede l'art.20, spettano alla Regione le funzioni amministrative in materia di *Ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica*, comprese quelle concernenti le fonti rinnovabili, l'elettricità, l'energia nucleare, il petrolio ed il gas, fatta eccezione per quelle riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 29 del decreto legislativo n. 112 del 1998. Più specificamente, la legge riserva alla Regione le funzioni e i compiti amministrativi relativi a:

- a) agevolazioni per la progettazione e la realizzazione di impianti con caratteristiche innovative, che utilizzino fonti rinnovabili di energia e/o combustibili non tradizionali, ovvero sviluppino prototipi a basso consumo specifico o nuove tecnologie di combustione, di gassificazione, di liquefazione del carbone e di smaltimento delle ceneri, come pure progetti in fase sperimentale che facciano uso di combustibili non fossili;
- b) agevolazioni per la realizzazione di sistemi con caratteristiche innovative, utilizzanti le fonti rinnovabili di energia di origine solare, finalizzati a migliorare la qualità dell'ambiente e, in particolare, la fruizione della risorsa idrica attraverso sistemi di dissalazione e potabilizzazione dell'acqua;
- c) concessione di contributi, previsti dalla legge n.10 del 1991, per la riattivazione e per la costruzione di nuovi impianti idroelettrici;
- d) regolamentazione relativa alla certificazione e al controllo degli impianti di produzione di energia;
- e) concessioni per l'esercizio delle attività elettriche di competenza regionale e per la realizzazione di altre reti energetiche e di impianti per lo stoccaggio di prodotti e risorse energetiche di interesse regionale, quali oleodotti e gasdotti, con esclusione di metano in giacimenti.

Secondo l'art.21, sono invece attribuite alle Province le funzioni in materia di controllo del risparmio energetico e di promozione dell'uso razionale dell'energia nonché, fra le altre, le funzioni di:

- a) redazione, adozione e attuazione dei piani di intervento per la promozione di fonti rinnovabili, del risparmio energetico e dell'uso razionale dell'energia;
- b) rilascio dei provvedimenti autorizzativi per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica con potenza di targa uguale o inferiore a 300 MW termici;
- c) adozione degli atti riguardanti reti di interesse locale di oleodotti, gasdotti e stoccaggio di energia, escluso quello di metano in giacimento;
- d) individuazione di aree finalizzate alla realizzazione di impianti e reti di teleriscaldamento;
- e) provvedimenti che interessano una sola provincia relativi a: gruppi elettrogeni; realizzazione di linee elettriche con tensione uguale o inferiore a 150 kilovolt; installazione ed esercizio di impianti e depositi di oli minerali e relativi oleodotti di interesse locale; installazione ed esercizio di impianti e depositi di riempimento e travaso o depositi di gas combustibili.

Sono invece riservate ai comuni le funzioni di:

- a) certificazione energetica degli edifici e adozione di provvedimenti atti a favorire su scala comunale il risparmio energetico e l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia;
- b) per i comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti, adozione del piano per le fonti rinnovabili nell'ambito del Piano urbanistico comunale (art.5, 5° comma, legge n.10 del 1991).

Quanto alle *miniere* (ed in particolare, *ex art.22, ai minerali solidi*) ed alle *risorse geotermiche*, l'art.23, oltre ad incardinare in capo alla Regione in via residuale le funzioni non conferite agli enti locali, compresa l'erogazione di incentivi di qualsiasi genere, compresi quelli previsti dalle leggi statali a favore dei titolari di permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione di sostanze minerali e di risorse geotermiche, prevede che alla Regione spettino, fra le altre, le funzioni in materia di:

- a) programmazione, indirizzo, coordinamento e controllo delle attività connesse alla ricerca e allo sfruttamento delle risorse delle miniere;
- b) rilascio delle autorizzazioni d'indagine, dei permessi di ricerca e delle concessioni minerarie.

Giova peraltro ricordare che sulla materia sono intervenuti, come abbiamo visto, il d.lgs. n.22 del 2010 e la sentenza della Corte costituzionale n.112 del 2011.

Infine, per quel che concerne le *risorse idriche e la difesa del suolo*, spettano alla Regione, fra le altre, le funzioni relative al rilascio di concessioni di derivazione di acque superficiali e di acque sotterranee, queste ultime per portate superiori o uguali a 10 litri al secondo (art.60), alle Province le funzioni relative al rilascio di autorizzazioni alla ricerca, estrazione e utilizzazione delle acque sotterranee per portate inferiori a 10 litri al secondo.

3.5 La legislazione regionale sulle fonti rinnovabili e il vaglio della Corte costituzionale

Mentre stanno uscendo un po' ammassate dal cospicuo contenzioso con lo Stato relativamente alla disciplina del governo dell'energia, per le Regioni si apre un altro fronte, stavolta sul versante delle fonti di energia rinnovabile, che dal 2003 stanno seguendo un percorso normativo autonomo.

Dall'originario disegno di legge governativo destinato a diventare la legge n.239 del 2004 sono state infatti stralciate alcune disposizioni poi confluite nel d.lgs. 29 dicembre 2003, n.387 (*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*), destinata a costituire la normativa di riferimento per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non fossili, ossia (cfr. l'art.2) le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, da biomasse, da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da biogas.

Oltre alla definizione degli obiettivi indicativi nazionali e delle misure di promozione da adottare ai fini dello sviluppo della produzione di energia dalle fonti rinnovabili e ad alcune norme relative a specifiche categorie di impianti, il decreto legislativo disciplina anche (art.12) le procedure autorizzatorie per gli impianti alimentati da tali fonti – autorizzazione unica (AU); denuncia di inizio attività (DIA), poi segnalazione certificata di inizio attività (SCIA), infine procedura abilitativa semplificata (PAS); comunicazione al Comune – e detta criteri per la localizzazione degli impianti stessi. Sulla materia interverranno poi, ancorché con grande ritardo, il D.M. Sviluppo economico 10 settembre 2010 (*Linee guida per l'autorizzazione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili*), ed il d. lgs. 3 marzo 2011, n. 28 (*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*), entrambi ricchi di disposizioni di dettaglio.

Anche per quel che concerne le fonti rinnovabili l'intervento del legislatore statale va dunque molto al di là della individuazione dei principi fondamentali e si spinge fino a regolare nel dettaglio la localizzazione degli impianti sul territorio o le modalità per il rilascio dei titoli abilitativi per la realizzazione degli interventi.

Ne consegue un significativo restringimento delle corrispondenti competenze regionali, comprese quelle delle Regioni ad autonomia differenziata, sicché la previsione di cui all'art.19 del d. lgs. n.387, in virtù del quale sono fatte espressamente salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle province autonome di Trento e Bolzano, le quali provvedono alle finalità del decreto stesso ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione, sembra niente più che una clausola di stile.

Anche il legislatore sardo non potrà che prendere atto di doversi muovere entro spazi sempre più angusti, come dimostra la legge regionale 7 agosto 2009 n.3, la quale all'art.6 (*Disposizioni in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*), dichiara di disciplinare la competenza e il procedimento per il rilascio delle autorizzazioni relative agli impianti di produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (cfr. il 2° comma). Ma le norme regionali sono ridotte all'osso: da un lato, la legge individua i soggetti competenti per il rilascio degli atti di assenso relativi agli impianti (modificando in tal senso la l.r. n.9 del 2006) sulla falsariga di quanto previsto dall'art.12, 3° comma, del d.lgs. n.387; dall'altro lato, con buona pace di ogni potestà concorrente in materia, prevede laconicamente

che [i]l procedimento di rilascio del titolo abilitativo relativo agli impianti di produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili è disciplinato dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387 del 2003.

Ma i problemi non finiscono qui. Il grande ritardo nella adozione delle Linee guida statali, approvate, come detto, solo nel 2010, indurrà molte Regioni a muoversi autonomamente, sia per dare una risposta adeguata alle istanze di coloro che chiedono di poter installare tali impianti, sia per governare lo sviluppo delle fonti rinnovabili ed il loro razionale inserimento nel territorio; ciò anche a fronte dei nuovi impegni che vengono loro addossati dalla partecipazione dell'Italia alle azioni a livello internazionale e comunitario per la riduzione dei gas ad effetto serra.

La consistente attività legislativa regionale non sfugge peraltro al vaglio della Corte costituzionale.

Uno dei profili maggiormente controversi è quello della compresenza, quando si tratta di impianti alimentati da fonti rinnovabili, di una molteplicità di interessi coinvolti e potenzialmente antagonisti (fra cui, per citare alcuni fra i più rilevanti: priorità per tali tipi di impianti e conseguente necessità di semplificare i relativi procedimenti autorizzatori; garanzia di copertura del fabbisogno energetico su tutto il territorio nazionale; tutela dell'ambiente, del paesaggio, della biodiversità, di particolari produzioni agroalimentari).

La questione è così riassumibile: di fronte a leggi regionali che pretendono di regolare una materia che esse assumono sia riconducibile alla loro competenza (e per le Regioni a statuto speciale questo si traduce spesso nella spendita di una potestà legislativa primaria) lo Stato tenderà di opporre un titolo di intervento prevalente sotto il profilo teleologico, pretendendo a sua volta di individuare, all'interno della disciplina impugnata, un fine cui si deve assicurare la preminenza ed il cui perseguimento gli compete.

La prima legge regionale sarda per la quale si pone una questione di compresenza di fasci di interessi confliggenti è la legge 25 novembre 2004, n.8 (*Norme urgenti di provvisoria salvaguardia per la pianificazione paesaggistica e la tutela del territorio regionale*). La legge contiene alcune norme di salvaguardia, fra cui in particolare (cfr. l'art.8, 3° comma), il divieto, esteso a tutto il territorio regionale e valevole fino alla approvazione del Piano paesaggistico regionale, di realizzare impianti di produzione di energia da fonte eolica, fatta eccezione per quelli già autorizzati e per i quali, alla data di entrata in vigore della legge, i relativi lavori abbiano avuto inizio e abbiano determinato una modificazione irreversibile dello stato dei luoghi. Nel caso in cui gli impianti siano stati già autorizzati ma non si sia ancora prodotta una modificazione irreversibile dello stato dei luoghi, si prevede che il progetto possa essere realizzato solo previo esperimento della procedura di valutazione di impatto ambientale.

La legge viene peraltro impugnata dal Governo, ad avviso del quale la norma di cui all'art.8, 3° comma, sarebbe illegittima, fra l'altro, perché la Regione sarebbe priva di competenze in materia di tutela dell'ambiente e dei beni culturali.

Con sentenza n.51 del 2006 la Corte costituzionale dichiara tuttavia inammissibile il ricorso. In particolare, per quel che concerne la asserita incompetenza della Regione ad emanare le norme impuginate, la Corte sottolinea come queste siano state adottate sulla base delle competenze di cui la Regione gode in materia di edilizia ed urbanistica (materia sulla quale la Regione ha potestà primaria ex art.3, 1° comma, lett.f), così come regolate dal

d.P.R. n.480 del 1975 (*Nuove norme di attuazione dello Statuto speciale della Regione autonoma della Sardegna*) il quale concerne non solo le funzioni di carattere strettamente urbanistico, ma anche le funzioni relative ai beni culturali ed ambientali. Ad avviso della Corte infatti, tenuto conto del loro particolare ruolo interpretativo ed integrativo delle stesse disposizioni statutarie, le norme di attuazione degli Statuti speciali non possono essere modificate che con il particolare procedimento previsto dagli Statuti stessi, prevalendo pertanto sulle norme di rango ordinario. Ne consegue che la Regione, nell'esercizio delle proprie competenze statutarie in materia di edilizia ed urbanistica, gode anche del potere di intervenire in relazione ai profili di tutela paesistico-ambientale, sia sul piano amministrativo che su quello legislativo (fatto salvo, in quest'ultimo caso, il rispetto dei limiti previsti dallo Statuto per la potestà esclusiva).



Il parco eolico Littigheddu di Sedini (SS), inaugurato nel 2006 e ampliato nel 2009, ha una potenza installata totale di 64,50 MW con una produttività di circa 110 GW h, sufficienti a soddisfare i consumi di oltre 40 000 famiglie, evitando l'emissione in atmosfera di circa 76 000 tonnellate di CO₂. Foto da [106].

La questione è assai delicata e su di essa il giudice delle leggi tornerà in altre due occasioni, facendo peraltro registrare un brusco *revirement* rispetto alla sua precedente pronuncia del 2006.

La Corte torna una prima volta sul tema in occasione della decisione in ordine alla questione di costituzionalità relativa all'art.6, 8° comma, della già citata legge regionale n.3 del 2009, il quale prevede che l'articolo 18, 1° comma, della legge regionale n. 2 del 2007 (rubricato *Energia rinnovabile-eolica*) sia sostituito dal seguente: *In base alle indicazioni del Piano paesaggistico regionale la realizzazione di nuovi impianti eolici è consentita*

nelle aree industriali, retroindustriali e limitrofe, anche se ricadenti negli ambiti di paesaggio costieri oltre la fascia dei 300 metri, o in aree già compromesse dal punto di vista ambientale, da individuarsi puntualmente nello studio specifico di cui all'articolo 112 delle norme tecniche di attuazione del Piano paesaggistico regionale.

La questione di costituzionalità viene sollevata dal Tribunale amministrativo regionale per la Sardegna, il quale dubita della legittimità della disposizione impugnata relativamente al criterio di selezione del territorio adottato dal legislatore regionale ai fini della installazione degli impianti eolici. Mentre il legislatore statale avrebbe stabilito che le Regioni individuino *le aree e i siti non idonei* (cfr. l'art.12, 10° comma, del d.lgs.n.383 del 2003), la norma regionale avrebbe infatti indicato le aree nelle quali è possibile installare impianti eolici, escludendo quindi la restante parte del territorio, comprese le zone oggetto del giudizio innanzi al giudice rimettente, ossia le zone agricole che non risultano compromesse dal punto di vista ambientale.

Ad avviso della Corte, la questione è fondata.

Il complesso *iter* argomentativo che sorregge la decisione della Corte, la sentenza n.224 del 2012, si sviluppa attraverso una serie di passaggi concatenati, che attingono riassuntivamente alla ormai cospicua giurisprudenza della Corte stessa in materia e che possono essere così ricostruiti:

- a) la promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è un *obiettivo altamente prioritario* a livello comunitario *per motivi di sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico, protezione dell'ambiente e coesione economica e sociale* (così il 2° considerando della direttiva 2001/77/CE);
- b) dal momento che la disciplina relativa alla localizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili è riconducibile a diverse competenze legislative, nazionali e regionali, *l'armonizzazione profilata nell'art.12 del d.lgs. n.387 del 2003, tra competenze statali, regionali e provinciali costituisce una modalità di equilibrio rispettosa delle competenze di tutti gli enti coinvolti nella programmazione e nella realizzazione delle fonti energetiche rinnovabili;*
- c) questo vale anche per le Regioni a statuto speciale *sul presupposto che, pur rivolgendosi il d.lgs. n. 387, nella sua interezza, soltanto alle Regioni ordinarie – in base alla “clausola di salvezza” contenuta nell'art. 19 del medesimo decreto – la competenza legislativa delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome «deve tuttavia coesistere con la competenza statale in materia di tutela dell'ambiente e con quella concorrente in materia di energia»* (così la sentenza n.275 del 2011);
- d) l'art.12, 10° comma, del d.lgs. n.387 del 2003 esprime un principio fondamentale in materia di *energia*, di competenza concorrente.

Così ricostruito il quadro d'insieme, la Corte procede a definire gli ambiti materiali delle competenze in gioco, la competenza dello Stato a fissare i principi fondamentali in materia di energia e quella della Regione a disciplinare gli aspetti paesistico-ambientali, nell'esercizio della propria competenza legislativa in materia di edilizia e urbanistica.

Come si vede, la questione è analoga a quella risolta con la sentenza n. 51 del 2006, ma gli esiti saranno ben diversi, dal momento che la disposizione regionale viene dichiarata incostituzionale. Se infatti, argomenta la Corte, la Regione ben avrebbe potuto, nell'esercizio della propria potestà esclusiva in materia paesistica, individuare le aree non idonee alla

installazione di impianti eolici, essa non può, viceversa, invertire il criterio di scelta di cui all'art.12 del d.lgs. n.387, perché, così facendo, trascende le proprie competenze in materia di paesaggio per incidere su un principio fondamentale in materia di energia.

La l.r. 17 dicembre 2012 n.25 (*Disposizioni urgenti in materia di enti locali e settori diversi*) offre l'occasione alla Corte per tornare nuovamente ad occuparsi di energia e tutela del paesaggio, ancora una volta con riferimento agli impianti eolici. La sentenza n.199 del 2014 ha infatti ad oggetto l'art. 8, 2° comma, della citata legge regionale, il quale, inserendo il comma 7-bis all'art. 6 della già più volte citata legge regionale n.3 del 2009, consente la realizzazione di nuovi impianti eolici o ampliamenti di impianti esistenti, oltre la fascia dei 300 metri, anche negli ambiti di paesaggio costieri, purché non ricadenti in beni paesaggistici e ricompresi in determinate aree del territorio.

Anche in questo caso, come nel precedente giudizio conclusosi con la sentenza n.224 del 2012, si controverte del fatto che la norma impugnata non si limiterebbe ad indicare i siti *non idonei* alla installazione degli impianti, come previsto dall'art. 12 del d.lgs. n.387 del 2003 nonché dal paragrafo 17 dell'Allegato 3 del D.M. 10 settembre 2010 (*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*), bensì individuerebbe, su tutto il territorio regionale, i siti *idonei*, ponendosi, in tal modo, in contrasto con i richiamati parametri interposti.

Anche in questo caso la Corte accoglie il ricorso, sviluppando ed arricchendo le argomentazioni già svolte nella precedente sentenza del 2012 e portando a maturazione il suo ragionamento:

- a) le leggi regionali che intervengono in materia di fonti di energia rinnovabili sono riconducibili sia all'ambito materiale relativo alla *tutela dell'ambiente*, di competenza esclusiva dello Stato (art.117, 2° comma, lett.s), sia a quello relativo alla *produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia* (art.117, 3° comma), di potestà legislativa concorrente, tenendo peraltro presente il fatto che tali parametri esprimono obiettivi convergenti, in quanto la produzione da fonti rinnovabili, non fossili è, per definizione, protettiva dell'ambiente;
- b) dal lato opposto, la tutela del territorio, nella sua dimensione paesaggistica, storico-culturale, di biodiversità, di particolari produzioni agroalimentari, rappresenta un interesse costituzionale potenzialmente antagonista, essendo evidente che l'installazione degli impianti – con particolare riferimento a quelli eolici – può comportare una alterazione dell'assetto territoriale;
- c) l'art. 12 del d.lgs. n. 387 del 2003, che disciplina il procedimento volto al rilascio dell'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili, inibendo da un lato esclusioni *a priori* di determinate aree e, dall'altro lato, evitando la installazione incontrollata di tali impianti a detrimento dei valori paesaggistici, rappresenta il punto di equilibrio tra valori costituzionali potenzialmente confliggenti;
- d) la Regione non può, senza ragione giustificatrice ancorata alla propria competenza primaria in materia di paesaggio, invertire il rapporto regola-eccezione imposto dall'art.12 del d.lgs. n.383.

Da tutto ciò, la dichiarazione di incostituzionalità della disposizione impugnata.

Queste le pronunce della Corte su una delle questioni più spinose concernenti le fonti energetiche rinnovabili, quella della localizzazione degli impianti eolici.

Di eolico la Corte si occupa anche con riferimento alla l.r. 7 agosto 2009 n.3 (*Disposizioni urgenti nei settori economico e sociale*), la quale, all'art.5, comma 23 (rubricato *Ambiente e governo del territorio*), prevede che gli impianti eolici con potenza complessiva inferiore o uguale a 60 kW, da considerarsi minieolici, non siano assoggettati alle procedure di valutazione di impatto ambientale. La disposizione, oggetto di impugnazione innanzi alla Corte costituzionale, verrà peraltro modificata dalla l.r. 17 dicembre 2012 n.25, la quale (cfr.l'art.8) aggiunge un periodo in base al quale, richiamando quanto previsto dal Codice dell'ambiente (All.3, lett.c-bis), assoggetta a valutazione di impatto ambientale tutti gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma.

La Corte costituzionale, ritenendo comunque di doversi pronunciare relativamente alle fattispecie maturate sotto la vigenza della precedente disciplina, con la sentenza n. 188 del 2013 dichiara la incostituzionalità della disposizione impugnata. Dal momento che, dice la Corte, l'obbligo di sottoporre tutti i progetti di impianti eolici alla procedura di VIA, senza limiti di soglia, attiene al valore della tutela ambientale, la norma regionale è illegittima, avendo la stessa invaso la competenza esclusiva del legislatore statale in materia di tutela dell'ambiente e degli ecosistemi di cui all'art.117, 2° comma, lett.s.

Si risolve invece tutta all'interno della materia dell'*energia* e tocca la questione dei rapporti fra legge statale e legge regionale su materie di competenza concorrente la questione di costituzionalità che ha ad oggetto la l.r. 30 giugno 2011, n.12. Fra le disposizioni impugnate figura in particolare l'art.17, 9° comma, il quale limita a soggetti individuati (imprenditori agricoli professionali iscritti da almeno tre anni alla Camera di commercio; giovani imprenditori agricoli; società agricole) la possibilità di accedere alla procedura semplificata di cui al d.lgs. n.28 del 2011 per la realizzazione e la gestione di impianti di generazione dell'energia elettrica da biometano e biogas.

Accogliendo le doglianze del Governo, con la già citata sentenza n. 99 del 2012 (v. *supra*. 3.3) la Corte dichiara la incostituzionalità della disposizione impugnata perché, limitando sul piano soggettivo l'accesso alla procedura semplificata, appare in contrasto con la normativa statale ed in particolare con il d.lgs. n.28 del 2011, il quale, recependo il generale orientamento di favore della direttiva europea verso la produzione di energia da fonti rinnovabili, specificamente per gli aspetti procedurali, ha inteso invece estendere al massimo il ricorso a meccanismi autorizzatori snelli che incentivino l'installazione di impianti anche di piccole dimensioni, dando altresì facoltà alle Regioni di allargarne l'ambito di applicazione fino ad una soglia massima di potenza di energia elettrica pari a 1 MW.

La disciplina regionale, che interviene su una materia di competenza concorrente (come già ricordato, la sentenza richiama la competenza in materia di energia prevista per la Regione dall'art.4, 1° comma, lett.m dello Statuto) deve pertanto essere dichiarata incostituzionale, conclude la Corte, perché in contrasto con il citato d.lgs. n.28, il quale esprime *principi che [...] non tollerano eccezioni sull'intero territorio nazionale*.

3.6 Bibliografia e siti internet

- [1] Bartole S., Mastragostino F. – *Le Regioni*, (1997), il Mulino, Bologna.
- [2] Buzzacchi C. – *La materia energia nella giurisprudenza costituzionale*, in Buzzacchi C. (a cura di) *Il prisma energia. Integrazione di interessi e competenze*, (2010), Giuffrè editore, Milano.

- [3] Camerlengo Q. – *Autonomia regionale e uniformità sostenibile: principi fondamentali, sussidiarietà e intese forti*, (2005), in www.forumcostituzionale.it
- [4] Caravita B. – *Taking Constitution seriously. Federalismo e energia nel nuovo Titolo V della Costituzione*, (2003), in www.federalismi.it
- [5] Donati F. – *Il riparto delle competenze tra Stato e Regioni in materia di energia*, in Bruti Liberati E., Donati F. (a cura di) *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, (2007), Giappichelli, Torino.
- [6] Ferrari E. – *Commento agli artt. 28-31*, in Falcon G. (a cura di) *Lo Stato autonomista*, (1998), Il Mulino, Bologna.
- [7] Lombardi R. – *Il riparto di competenze tra Stato, Regioni ed enti locali: il modello costituzionale e quello emergente dalla legislazione relativa alle procedure energetico-ambientali*, in Vipiana P.M. (a cura di) *Il diritto all'ambiente salubre: gli strumenti di tutela. Lo status quo e le prospettive*, (2005), Giuffrè editore, Milano.
- [8] Mainardis C. – *Autonomie speciali e riparto delle competenze: quando la casistica prevale sulla sistematica*, (2014), in www.forumcostituzionale.it
- [9] Mezzetti L. – *Energia e ambiente*, in Mezzetti L. (a cura di) *Manuale di diritto ambientale*, (2001), CEDAM, Padova.
- [10] Pitruzzella G. – *Commento all'art.10*, in Falcon G. (a cura di) *Lo Stato autonomista*, (1998), Il Mulino, Bologna.
- [11] Ruggeri A. – *Le regioni speciali*, in *Foro.it*, (2001), V, 203.
- [12] Ruggiu I. – *Le «nuove» materie spettanti alle Regioni speciali in virtù dell'art.10, legge costituzionale 3/2001*, in *Le Regioni*, (2011), 775.
- [13] Salomoni L. – *Il ruolo delle Regioni nella disciplina del settore energetico*, in Buzzacchi C. (a cura di) *Il prisma energia. Integrazione di interessi e competenze*, (2010), Giuffrè editore, Milano.
- [14] Torchia L. – *La potestà legislativa residuale delle Regioni*, in *Le Regioni*, (2002), 343
- [15] Troccoli A. – voce *Miniera (amministrazione)*, (1976) in *Enc. dir.*, vol. XXVI, Giuffrè editore, Milano.
- [16] Zagrebelski G. – *Manuale di diritto costituzionale. Volume primo. Il sistema delle fonti del diritto*, (1987), UTET, Torino.
- [101] (22-04-15) ☺ http://it.wikipedia.org/wiki/File:Miniera_di_Monteponi.jpg
- [102] (22-04-15) ☺ http://it.wikipedia.org/wiki/File:Minatori_Nebida_fine_800.jpg
- [103] (22-04-15) http://www.ambientandoci.it/pagine/AMBIEN_1198.asp
- [104] (22-04-15) <http://arengario.net/momenti/momenti58.html>
- [105] (11-03-15) http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Rapporto_situazione_autorizzazioni_Agosto2013-Febbraio2014.pdf
- [106] (23-04-15) <http://www.panoramio.com/photo/109413245> Autore Kártevő Fülöp
- [107] (11-03-15) <http://www.enas.sardegna.it/enas/storia.html>
- [108] (11-03-15) <http://www.parcogeominerario.eu/images/Santa%20Caterina%20termoelettrica%20di%20Santa%20Caterina.JPG>
- [109] (20-03-15) <http://word.technogeek.eu/gavino-puggioni/files/2011/11/Argentiera-miniera.jpg>

POSTFAZIONE

Ho accolto molto volentieri l'invito degli Autori a curare la postfazione di questo volume sulla "Storia della elettrificazione della Sardegna" per molteplici ragioni. Innanzitutto per la curiosità di approfondire la conoscenza dell'evoluzione del processo di elettrificazione della Sardegna di cui avevo solo una cognizione parziale e inorganica. In secondo luogo per l'interesse accademico e professionale essendo stato coordinatore di un progetto di Piano Energetico Regionale [1] e autore di vari studi sulla struttura del sistema elettrico regionale [2, 3] e sulle possibilità di sviluppo di tecnologie innovative per il rilancio nel bacino carbonifero del Sulcis [4, 5], oltre che coautore di un manuale universitario specialistico sull'impatto ambientale dei sistemi energetici [6].

Il volume, "Storia dell'elettrificazione della Sardegna", il cui titolo a prima vista potrebbe far pensare soltanto al prodotto di una ricerca di carattere storico-archivistico, affronta invece, in maniera integrata, gli aspetti storico-geografici, legislativi, economici e tecnologici. Esso si presenta articolato in tre capitoli di cui il primo e il terzo forniscono un excursus storico dell'evoluzione tecnologica del sistema elettrico della Sardegna e della normativa di interesse in un quadro nazionale (ed europeo), oltreché regionale. Il secondo capitolo tratta invece aspetti di carattere economico, in una visione necessariamente attuale e prospettica, con particolare riguardo a due specifiche tematiche: la prima interessa le dinamiche evolutive del sistema elettrico regionale in relazione a possibili scelte di forte impatto strategico, con valutazioni alquanto speculative; la seconda, le potenziali integrazioni, sul piano della produzione, del sistema agricolo con quello elettrico. I tre capitoli compendiano giustamente gli aspetti tecnologici, economici e normativi con un efficace inquadramento storico del processo di sviluppo del sistema elettrico della Sardegna, opportunamente correlato allo sviluppo industriale e al contesto sociale.

D'altra parte, il tema analizzato dagli Autori è così vasto e complesso che non consente una trattazione esaustiva di tutti i più significativi eventi che hanno caratterizzato l'evoluzione del sistema elettrico della Sardegna. Inevitabilmente "l'addetto ai lavori" potrebbe rilevare l'assenza o carenza di riferimenti a fatti ed eventi per certi versi interessanti e di cui può essere opportuno un breve richiamo nello spazio limitato di una postfazione. Mi riferisco, da una parte, alla storia recente del bacino minerario-energetico del Sulcis, dall'altra, allo sviluppo in Sardegna di alcune tecnologie innovative delle energie rinnovabili. Ritengo infine opportuno un cenno al problema della metanizzazione della Sardegna, unica regione italiana preclusa all'utilizzo del metano, e sulle mancate opportunità di sviluppo tecnologico, economico e sociale conseguenti a tale preclusione.

Come si evince dalle travagliate vicende ampiamente richiamate dagli Autori, il giacimento di carbone del Sulcis ha sempre avuto un ruolo centrale nei piani di rilancio dell'economia di quel territorio. La "storia" recente degli ultimi venti anni, in particolare, è stata segnata da un importante provvedimento legislativo, il Decreto del Presidente della Repubblica del 28 gennaio 1994, concernente *"Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente"* e da alcune importanti iniziative intraprese nel quadro di tale provvedimento. Il Decreto prevedeva diverse azioni per lo sviluppo minerario-energetico con carbone Sulcis tra cui, in particolare, l'affidamento di *"una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione"*. Al concessionario venivano assicurati agevolazioni finanziarie per

la realizzazione degli impianti e l'acquisto dell'energia elettrica prodotta con benefici sui prezzi di cessione, in parte stabiliti dallo stesso D.P.R., in parte inquadrati nel provvedimento CIP 6/92. Al concessionario veniva inoltre trasferita, a titolo gratuito, la titolarità delle concessioni minerarie e degli impianti in capo alla Carbosulcis, all'epoca di proprietà dell'ENI e acquisita "provvisoriamente" nel 1995 dalla Regione Sardegna in attesa dell'affidamento della concessione. Il D.P.R. specificava la tecnologia di conversione energetica, basata sulla gassificazione del carbone e sull'utilizzo del syngas in una centrale elettrica a ciclo combinato (impianto IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*), e la dimensione dell'impianto, che doveva avere una potenza netta compresa tra 350 e 450 MW.

Il progetto era incluso nel programma operativo per la Sardegna per i Fondi strutturali per il periodo 1994-98 e riscontrava diverse manifestazioni di interesse in sede internazionale. La concessione veniva affidata ad un consorzio di imprese (consorzio ATI-Sulcis), ma quasi subito cominciarono a emergere difficoltà tecniche e finanziarie. Il progetto veniva escluso dal programma operativo nel 1997, quindi il sistema bancario lo dichiarava "non bancabile", nel 2002 il consorzio rinunciava alla sua realizzazione e, infine, nel 2003 veniva revocata la concessione. Motivo ufficiale del fallimento era, in breve, l'impossibilità di coniugare prestazioni e affidabilità della tecnologia IGCC con le esigenze di produzione necessarie per garantire la redditività dell'investimento. D'altra parte, c'è da osservare che il progetto IGCC-Sulcis era in concorrenza con il progetto IGCC-Saras (allora Sarlux), basato su un impianto da 555 MW (tre gruppi da 185 MW), che entrava in esercizio commerciale nel 2001 anch'esso in convenzione CIP 6/92. Si potrebbe perciò dubitare che la realizzazione di due impianti IGCC per una potenza complessiva di circa 1 000 MW, distanti in linea d'aria meno di 60 km, fosse da più parti ritenuta non opportuna. Si osserva anche che nello stesso periodo in cui l'impianto Sarlux entrava in esercizio, l'ENEL smantellava i due più vecchi impianti da 240 MW fermati nel 1998 e realizzava un nuovo gruppo da 350 MW basato sulla tecnologia del letto fluido circolante; l'impianto, concepito per poter utilizzare carbone Sulcis fino al 20 % (in energia), veniva avviato nel 2005. L'entrata in esercizio degli impianti Sarlux ed ENEL, per inciso, è la causa dei picchi di offerta riscontrati negli anni 2001 e 2006 e richiamati nel testo dagli Autori (Cfr. paragrafo 1.6.4, commenti alla fig. 22 sull'andamento della produzione elettrica).

Il progetto di concessione integrata "miniera-centrale", tuttavia, non è mai stato abbandonato e pur con altre vesti e con maggiore libertà sulle tecnologie da adottare, è stato ripreso negli anni successivi. Esso, infatti, veniva riproposto con la legge n. 80/2005 (Art. 11, Comma 14), in combinato disposto con il D.P.R. 28 gennaio 1994, con il duplice obiettivo di fornire energia elettrica a prezzi ridotti alle industrie locali ad alta intensità energetica e di rilanciare lo sfruttamento del giacimento di carbone. Il nuovo progetto prevedeva un prezzo garantito di cessione dell'energia elettrica prodotta basato sugli stessi criteri di cui al D.P.R. 1994 ma senza aiuti agli investimenti. Dopo una prima gara per l'affidamento della concessione nel 2006, risultata priva di offerenti, veniva predisposto un nuovo bando ma nel contempo la Commissione Europea avviava una procedura di ingiunzione di sospensione per violazione delle norme sugli aiuti di stato.

Opportunamente rielaborato al fine di risolvere le infrazioni sugli aiuti di stato, il progetto veniva riproposto con la legge 99/2009, che introduceva modifiche sostanziali rispetto alla legge 80/2005. Esso, infatti, veniva inquadrato, sempre in combinato disposto con il D.P.R. 28 gennaio 1994, in un contesto di promozione dell'innovazione nel settore energetico con particolare riferimento alla ricerca e alla sperimentazione di tecnologie CCS (*Carbon Capture and Storage* o *Sequestration*) per la cattura e il confinamento dell'anidride carbonica emessa

dagli impianti termoelettrici. In questo nuovo quadro la concessione integrata era finalizzata alla gestione della miniera e alla produzione di energia elettrica con la cattura e lo stoccaggio della CO₂ prodotta. Questa nuova soluzione scaturiva dalla reale possibilità, accertata da studi svolti dalla Carbosulcis e dalla Sotacarbo, di confinare la CO₂ nella parte profonda e non coltivabile del giacimento di carbone, ovvero nel sottostante acquifero salino.

Può essere opportuno richiamare, anche per il lettore profano, alcune basilari informazioni sulle tecnologie CCS. Esse sono volte alla “decarbonizzazione” dei combustibili fossili con la conversione del carbonio in CO₂ che viene separata (catturata) e confinata (segregata, sequestrata) in “serbatoi naturali” diversi dall'atmosfera. Ma perché sono così importanti? Ebbene, l'incremento della temperatura media del pianeta, come noto, è correlato con l'incremento della concentrazione della CO₂ (dei gas serra più in generale) in atmosfera, causato, soprattutto, dal massivo impiego dei combustibili fossili. Secondo lo “Scenario 450” sviluppato dall'IEA (*International Energy Agency*) [7, 8] e pressoché universalmente condiviso, si ritiene che per limitare l'aumento di temperatura del pianeta entro 2 °C rispetto ai livelli preindustriali, sia necessario limitare la concentrazione di CO₂ in atmosfera entro 450 ppmv¹, (attualmente è stato già superato il valore di 400 ppmv rispetto ai 270 dell'era preindustriale). A tal fine lo Scenario 450 prevede svariate “misure” per la riduzione dei gas serra tra cui le più significative sono proprio quelle basate sulle tecnologie CCS e sulla efficienza energetica.

In sostanza le leggi 80/2005 e 99/2009, tornando ai progetti per il Sulcis, sancivano anche una proroga alla gestione della miniera da parte della Carbosulcis come società in capo alla RAS, che doveva farsi carico degli ingenti oneri necessari per mantenere la miniera in esercizio fino all'affidamento della concessione. In conseguenza della mancata assegnazione della concessione anche dopo la legge 99/2009 e delle implicazioni sull'assetto economico-sociale del territorio, successivi interventi di rilievo sono stati messi in atto in ambito regionale, nazionale ed europeo, tra cui spiccano in particolare il piano straordinario per il Sulcis, il piano di chiusura della miniera di Nuraxi Figus e il piano nazionale “Destinazione Italia”, qui di seguito richiamati.

Nel novembre 2012 la RAS stipulava, con il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, il Ministero per la Coesione Territoriale, la Provincia di Carbonia-Iglesias e i Comuni del Sulcis-Iglesiente, il “*Protocollo d'Intesa per la definizione degli obiettivi e condizioni generali di sviluppo e la attuazione dei relativi programmi nel Sulcis Iglesiente*”. Il protocollo prevedeva, tra l'altro, la “*Realizzazione di un Centro di eccellenza ‘carbone pulito’ nel quadro di un polo tecnologico di ricerca e produzione di energia eco-compatibile all'interno del quale verrà avviata anche una sperimentazione sul CCS (progetto integrato miniera-centrale-cattura-stoccaggio CO₂)*”. Successivamente, nel luglio 2013 la Regione approvava un “Piano straordinario per il Sulcis” (Piano Sulcis) quale strumento atto a fronteggiare l'attuale crisi e a favorire il rilancio e lo sviluppo dell'intero territorio del Sulcis-Iglesiente. Nel Piano si individuavano, quali assi strategici, sette macro-ambiti di intervento, tra cui il “*Progetto integrato miniera-centrale-stoccaggio della CO₂ denominato CCS Sulcis*”.

Nel dicembre 2014, il Consiglio Regionale approvava il disegno di legge concernente il “*Piano di chiusura dell'unità di produzione di carbone Miniera di Monte Sinni gestita dalla Carbosulcis Spa*”, in attuazione della Decisione del Consiglio Europeo sugli aiuti di stato per agevolare la chiusura di miniere di carbone non competitive. Il piano prevede

¹ ppmv = parti per milione in volume.

l'erogazione di aiuti di stato, a copertura delle perdite di esercizio, finalizzati ad accompagnare la chiusura definitiva della miniera entro il 2018. Nel periodo di attuazione del piano dovrà essere incentivato l'esodo del personale; successivamente dovranno essere completate, entro il 2027, le operazioni di messa in sicurezza della miniera, di recupero dei macchinari e di esodo del personale rimanente.

Il piano di chiusura della miniera cala una pietra tombale sul progetto integrato miniera-centrale, ma la possibilità di realizzare una centrale termoelettrica a carbone dotata di tecnologie CCS rinasce nel quadro della legge 9/2014 (art. 1, comma 12) concernente interventi urgenti di avvio del piano "Destinazione Italia". Con questa legge, in conseguenza del provvedimento di chiusura della miniera, cessano innanzitutto le disposizioni di cui al D.P.R. 28 gennaio 1994 e del combinato disposto di cui alla legge 80/2005 relativamente alla concessione integrata miniera-centrale IGCC e ai relativi meccanismi di incentivazione. La legge stabilisce inoltre quanto segue:

“La Regione Autonoma della Sardegna, entro il 30 giugno 2016, ha la facoltà di bandire una gara per realizzare una centrale termoelettrica a carbone, dotata di apposita sezione di impianto per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica prodotta, da realizzare sul territorio del Sulcis Iglesiente Al vincitore della gara è assicurato l'acquisto da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.a. dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto,, al prezzo di mercato maggiorato di un incentivo fino a 30 Euro/MW h sulla base della produzione di energia elettrica, per un massimo di 2 100 GW h/anno. Tale incentivo è concesso esclusivamente per la quantità di energia prodotta con la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica”.

È facile verificare che la produzione di 2 100 GW h è quella che risulta da una centrale da 350 MW operante a potenza nominale per 6 000 ore/anno. Il provvedimento rappresenta una nuova (ultima?) opportunità di notevole valenza per il Sulcis, che con la realizzazione della centrale in parola potrebbe diventare un “laboratorio” di riferimento internazionale sulle tecnologie CCS.

L'altro argomento a cui vorrei brevemente accennare in questa postfazione, come detto, è quello relativo alla potenziale diffusione in Sardegna di impianti di generazione elettrica ad energia solare concentrata (tecnologie del “solare termodinamico”) o impianti CSP (*Concentrating Solar Power*). Un breve richiamo a queste tecnologie è opportuno per meglio comprendere le potenzialità e i limiti della loro diffusione a livello nazionale e regionale. Gli impianti di conversione termodinamica dell'energia solare concentrata si distinguono in quattro diverse tipologie dipendenti dalle tecnologie di raccolta e concentrazione dell'energia solare, specificamente basate su:

- collettori parabolici lineari (*Parabolic Trough Collectors*, PTC),
- riflettori lineari Fresnel (*Linear Fresnel Reflectors*, LFR),
- torri solari (*Solar Power Tower*, SPT),
- collettori a disco (*Solar Dish Concentrators*, SDC).

Le prime tre tecnologie, da tempo mature, consentono la realizzazione di grandi installazioni con potenze unitarie fino a 100 MW e oltre; numerosi impianti di grande potenza basati su queste tecnologie sono stati realizzati soprattutto negli Stati Uniti e in Spagna [9]. La quarta si presta alla realizzazione di sistemi di potenza unitaria limitata a qualche decina di kilowatt ma impianti di grande potenza possono essere comunque realizzati, senza limiti, in forma modulare.

Le tecnologie CSP, essendo preposte alla conversione di una forma di energia (solare) a bassa intensità, richiedono la disponibilità di notevoli estensioni di territori marginali, che non devono essere sottratti ad altri usi, situati in aree geografiche caratterizzate da elevati valori della radiazione diretta (DNI, *Direct Normal Irradiance*). È questo il motivo per cui Stati Uniti e Spagna, con enorme disponibilità di aree desertiche in regioni tropicali e sub-tropicali rivestono il ruolo di maggiore rilievo nel settore, inseguiti ora da paesi del Nord Africa, del Medio Oriente, dalla Cina e altri ancora.

L'Italia ha ricoperto un ruolo pionieristico nelle attività di R&S nel settore, grazie in particolare al progetto "Archimede", elaborato da ENEA ed ENEL e fortemente voluto dal premio Nobel Carlo Rubbia. L'impianto CSP del progetto Archimede, realizzato dall'ENEL presso la centrale a ciclo combinato di Priolo Gargallo (SR), è stato il primo al mondo a utilizzare un sale fuso come fluido termo-vettore e non solo come mezzo fisico per l'accumulo dell'energia termica.

D'altra parte, nonostante un sistema di incentivi piuttosto attraente (dell'ordine di 300 €/MW h), l'orografia e la posizione geografica dell'Italia, gli elevati costi di impianto e di gestione e l'opposizione locale alla realizzazione di grandi impianti ne hanno finora impedito la diffusione. Di maggiore interesse potrebbe essere, invece, la realizzazione di impianti di piccola taglia basati su impianti motori a fluido organico (*Organic Rankine Cycle*, ORC).

Nel passato recente sono maturate varie manifestazioni di interesse per la realizzazione in Sardegna di impianti di media taglia basati su diverse tecnologie, che non hanno avuto finora seguito a causa di ostacoli sul piano delle autorizzazioni e del consenso locale. In particolare:

- L'impianto da 50 MW proposto nel 2009 da Sorgenia, basato su collettori parabolici lineari e caratterizzato da una superficie complessiva di circa 175 ettari, da realizzare nell'agglomerato industriale di Macchiareddu; non è stato realizzato non avendo superato la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA).
- L'impianto da 20 MW proposto nel 2013 da Sardinia Green Island, a torre centrale, con una superficie di circa 139 ettari, da realizzare nel comune di Vallermosa (CA); successivamente scalato a 15 MW e rilocalizzato nell'area industriale di Macchiareddu; non è stato realizzato non avendo superato la fase di screening da parte del SAVI della Regione.
- Sono stati inoltre presentati tre progetti CSP da circa 50 MW a collettori parabolici lineari che utilizzano sali fusi come fluidi operativi; l'ubicazione degli impianti è prevista in aree agricole di Bonorva, Villasor e Gonnosfanadiga, distanti dalle zone industriali. Dopo essere stati sottoposti alla verifica della VIA regionale e a un primo esame presso il SAVI della RAS, sono passati alla VIA nazionale; l'iter non è concluso, ma la RAS ha espresso parere negativo.
- È ancora allo stato iniziale il progetto di un impianto CSP da circa 10 MW, integrato con biomasse, basato su collettori parabolici lineari, sali fusi e impianto a vapore vicino a Oristano.

La Regione Sardegna, d'altro canto, considera strategica la dimostrazione delle tecnologie CSP per applicazioni di piccola potenza tanto da contemplare, nell'ambito delle attività previste dal Piano Operativo Regionale (POR FESR 2007-2013 Asse III. Energia. Linea di Attività 3.1.1.c), la realizzazione e la sperimentazione di impianti di piccola taglia (potenza elettrica inferiore a 1 MW) e la loro integrazione con altre tecnologie di conversione energetica da fonti rinnovabili e con diversi sistemi di accumulo energetico ("Progetto Solare Termodinamico"). Più specificamente, il "Progetto Solare Termodinamico" prevede la

realizzazione di tre impianti CSP destinati alla fornitura di energia in ambito industriale e di servizi di pubblica utilità localizzati nelle aree industriali di Ottana (NU), del Medio Campidano a Villacidro (VS) e dell'Ogliastra a Tortolì (OG). La supervisione scientifica del progetto è stata affidata a Sardegna Ricerche e all'Università di Cagliari, che hanno collaborato alla progettazione degli impianti, tutti basati su un campo solare a riflettori Fresnel e su un impianto motore termico ORC da 600 kW.

L'impianto di Ottana, in particolare, è basato su un campo solare avente una superficie netta di circa 8 400 m² ed è dotato di una sezione di accumulo termico a doppio serbatoio da 14 700 kWh che consente al motore ORC di operare a potenza nominale in assenza di radiazione solare per circa 5 ore. Esso è integrato con un impianto fotovoltaico a concentrazione da 400 kW e con un sistema di accumulo elettrochimico con batterie sodio-nichel da 300 kW con capacità di accumulo di 430 kW h. L'impianto è in costruzione e dovrebbe essere ultimato entro la fine del 2015.

L'impianto di Villacidro è basato su un campo solare avente una superficie netta di circa 11 370 m² ed è anch'esso dotato di una sezione di accumulo termico basata, però, su un unico serbatoio a letto impaccato di materiale solido operante secondo il principio del "termoclino". La capacità di accumulo del sistema è di circa 14 850 kW h e consente al motore ORC di operare a potenza nominale in assenza di radiazione solare per circa 5 ore. L'impianto è integrato con un sistema di accumulo elettrochimico con batterie al vanadio da 250 kW con capacità di accumulo di 500 kW h. All'inizio del 2015 è stata conclusa la gara d'appalto per la realizzazione dell'impianto, ma al momento in cui si scrive i lavori per la sua realizzazione non sono ancora iniziati.

L'impianto di Tortolì, infine, prevedeva un campo solare avente una superficie netta di circa 8 140 m². Parte dell'energia termica prodotta dal campo solare doveva essere destinata, in una visione di sistema integrato, all'alimentazione di un impianto di essiccazione fanghi. Anche l'impianto di Tortolì doveva essere dotato di una sezione di accumulo termico a doppio serbatoio con una capacità di circa 3 780 kW h. Per questo impianto, tuttavia, l'iter autorizzativo non è andato a buon fine e pertanto la sua realizzazione è stata revocata.

Gli impianti di Ottana e Villacidro, che si configurano come piattaforme di ricerca uniche a livello internazionale, hanno il principale obiettivo di sperimentare e diffondere modelli di produzione energetica con caratteristiche innovative. La funzione dimostrativa e le dimensioni (di piccola taglia ma su scala commerciale) risultano ideali per valutare in condizioni reali l'efficacia, l'affidabilità e le potenzialità della tecnologia solare termodinamica di piccola potenza.

Alcune considerazioni, infine, sulla mancata "metanizzazione" della Sardegna. A causa dell'insularità la Sardegna è attualmente l'unica regione italiana a non disporre del gas naturale, a 35 anni dall'avvio del programma di "metanizzazione" del mezzogiorno sancito dalla legge 784/1980. Può essere interessante, tornando indietro nel tempo, citare alcuni dei primi atti legislativi concernenti la metanizzazione della Sardegna promulgati nel quadro di questa legge. Tra essi, ad esempio, la legge 445/1987, che prevedeva la definizione del programma di metanizzazione della Sardegna nel quadro dell'approvvigionamento nazionale del gas naturale liquefatto; la legge 10/1991, che stabiliva le competenze del CIPE per la definizione del programma di metanizzazione della Sardegna; la legge 266/1997, concernente il completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, che sanciva l'avvio del programma di metanizzazione della Sardegna; la legge 73/1998, concernente disposizioni per accelerare la realizzazione del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, che ribadiva

gli impegni del Governo sul programma di metanizzazione della Sardegna. Questi provvedimenti lasciavano intravedere una soluzione positiva sull'attuazione del programma di metanizzazione; ad oggi, tuttavia, niente è stato fatto (a parte la realizzazione di reti locali per la distribuzione di aria propanata) ma, fortunatamente, ancora se ne discute.

Il programma di “metanizzazione” della Sardegna nasceva dalla irrinunciabile esigenza di ridurre la disomogeneità geografica nella fornitura dei servizi energetici esistente rispetto alle altre regioni e di fornire gli strumenti per una maggiore competitività, flessibilità e sicurezza del sistema produttivo. In tal senso il programma è sempre stato centrale nei diversi piani energetici regionali che si sono susseguiti nel tempo e lo è tuttora nell'attuale Piano Energetico e Ambientale della Regione Sardegna (PEARS) 2014-2020. In riferimento al sistema elettrico regionale, è importante sottolineare che la mancata metanizzazione ha escluso la Sardegna dai molteplici benefici energetici, economici e ambientali consentiti dalla disponibilità del gas naturale. In particolare è venuto meno quell'impulso all'innovazione tecnologica reso possibile dal ricorso a tecnologie energetiche più efficienti basate sull'impiego del gas naturale, quali cogenerazione, impianti combinati, generatori di calore ad altissimo rendimento, ecc., non convenientemente applicabili agli altri combustibili per ragioni di ordine tecnologico ed economico.

Tornando, infine, all'oggetto di questo volume, il tema delle implicazioni economiche della metanizzazione della Sardegna, in ordine alle possibilità di accesso a tecnologie energetiche più efficienti e di minore impatto ambientale, si presterebbe molto bene, a mio avviso, ad una indagine speculativa come quella trattata nella prima parte del secondo capitolo, con l'obiettivo di valutare gli effetti diretti e indiretti indotti dalla metanizzazione nei diversi settori produttivi.

In conclusione vorrei esprimere agli Autori l'augurio che questo volume sulla “Storia dell'elettrificazione della Sardegna” possa suscitare curiosità e interesse non solo tra gli addetti ai lavori e possa trovare il giusto e meritevole successo editoriale. Considerata la grande mole di lavoro di ricerca alla base dell'opera e la continua evoluzione delle tematiche in argomento, auspico anche che gli Autori continuino il lavoro intrapreso, perché... la storia continua.

Giorgio Cau

Bibliografia

- [1] Regione Autonoma della Sardegna – *Progetto di piano energetico regionale*, a cura di: DIMECA, Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Università degli Studi di Cagliari, ENEA, Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, dicembre 1998.
- [2] Cau G. – *Analisi della struttura del Sistema Elettrico Regionale*, in: Sotacarbo S.p.A. *Progetto integrato Miniera-Centrale - Parte seconda*, maggio 2004, pp. 1-79
- [3] Cau G. – *Analisi della struttura del Sistema Elettrico della Sardegna*, in: Sotacarbo S.p.A. *Studio di fattibilità Progetto integrato CCS Sulcis - Parte seconda*, maggio 2011, pp. 43-142.

- [4] Cau G. – *Progetto pilota ECBM (Enhanced Coalbed Methane) per la produzione di metano dal bacino carbonifero del Sulcis con iniezione e sequestro di CO₂*, in: *Progetti di ricerca industriale per l'utilizzo del carbone Sulcis*, Sotacarbo, maggio 2004.
- [5] Cau G. – *Sviluppo e sperimentazione di tecnologie e processi innovativi per il trattamento di syngas da carbone Sulcis finalizzati alla produzione di idrogeno e alla separazione della CO₂* in: *Progetti di ricerca industriale per l'utilizzo del carbone Sulcis*, Sotacarbo, maggio 2004.
- [6] Cau, G., Cocco, D. – *L'impatto ambientale dei sistemi energetici*", (2015), SGE editoriale, IV Edizione riveduta e ampliata, Padova, pp.453.
- [7] International Energy Agency – *World Energy Outlook 2014*, (2014), IEA Publications, Paris.
- [8] International Energy Agency – *Energy and Climate Change - World Energy Outlook Special Report*, (2015), IEA Publications, Paris.
- [9] www.cspworld.org

[...] ogni altro monopolio basato sull'energia di qualsiasi tipo giungerà ad un improvviso arresto [...]. La natura ce ne rifornisce gratuitamente e il costo di energia, luce e calore sarà praticamente nullo.

Nikola Tesla

Tratto da un articolo apparso l'8 marzo 1896 su *The World Sunday Magazine* e riproposto a pagina 5 in: *Un tripudio d'elettricità - visioni e lettere di un genio* a cura delle Piano B Edizioni s.r.l. Prato, 2015

INDICE DEGLI AUTORI

PREFAZIONE

- F. BENINCASA *CNR - Istituto di Biometeorologia (IBIMET), Sede di Sassari;
Traversa La Crucca 3, 07100 Li Punti Sassari; tel. 079/2841504
e-mail: f.benincasa@ibimet.cnr.it*

CAPITOLO PRIMO

- D. CARBONI *Dipartimento Scienze Umanistiche e Sociali, Università degli Studi di
Sassari, via Roma 151, 07100 Sassari; tel. 079/229634
e-mail: carbonid@uniss.it*
- M. DE VINCENZI *CNR - Istituto di Biometeorologia (IBIMET),
Via Madonna del Piano 10, 50019 Sesto Fiorentino (FI); tel. 055/5226552
e-mail: m.devincenzi@ibimet.cnr.it*
- G. FASANO *CNR - Istituto di Biometeorologia (IBIMET),
Via Madonna del Piano 10, 50019 Sesto Fiorentino (FI); tel. 055/5226551
e-mail: g.fasano@ibimet.cnr.it*

CAPITOLO SECONDO

PARTE PRIMA

- R. BARDAZZI *Dipartimento di Scienze per l'Economia e l'Impresa, Scuola di Scienze
Politiche "Cesare Alfieri", Università degli Studi di Firenze,
Via delle Pandette 21, 50127 Firenze; tel. 055/2759492
e-mail: rossella.bardazzi@unifi.it*
- M. G. PAZIENZA *Dipartimento di Scienze per l'Economia e l'Impresa, Scuola di Scienze
Politiche "Cesare Alfieri", Università degli Studi di Firenze ,
Via delle Pandette 21, 50127 Firenze; tel. 055/2759516
e-mail: mariagrazia.pazienza@unifi.it*

PARTE SECONDA

- L. GUTIERREZ *Nucleo di Ricerca sulla Desertificazione; Dipartimento di Agraria,
Università degli Studi di Sassari,
Viale Italia 39, 07100 Sassari; tel. 079/229254
e-mail: lgutierr@uniss.it*
- M. G. OLMEIO *Nucleo di Ricerca sulla Desertificazione, Università degli Studi di Sassari,
Viale Italia 39, 07100 Sassari; tel. 079/213108
e-mail: mgolmeo@uniss.it*

F. PIRAS *Nucleo di Ricerca sulla Desertificazione, Università degli Studi di Sassari,*
Viale Italia 39, 07100 Sassari; tel. 079/213108
e-mail: frpiras@uniss.it

CAPITOLO TERZO

I. LOLLI *Dipartimento di Giurisprudenza, Università di Pisa,*
Piazza dei Cavalieri 2, 56122 Pisa; tel. 050/2218800
e-mail: ilaria.lolli@unipi.it

POSTFAZIONE

G. CAU *Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Chimica e dei Materiali,*
Università degli Studi di Cagliari
Via Marengo, 2, 09123 Cagliari, tel.070/ 675 5715
e-mail: gcrau@unica.it

Finito di stampare nell'ottobre 2015
presso Microservice Ferretti Reggio Emilia (Italia)

