

CONSIDERAZIONI, PROPOSTE, DATI E ANALISI IN TEMA
ALL'EVOLUZIONE DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SISTEMA
ELETTRICO NAZIONALE E DEI SERVIZI TECNOLOGICI A RETE DI
PUBBLICO INTERESSE,
CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLA SARDEGNA

Mario Arca - Segreteria Nazionale FLAEI CISL

(documento predisposto con la collaborazione di Mario Marras che ha contribuito alla raccolta dati, alla loro elaborazione, nonché alla verifica complessiva)

Roma novembre 2006

Indice

Pag. 2	breve cronistoria ragionata della liberalizzazione elettrica italiana	
Pag. 4	alcune considerazioni	
Pag. 5	ipotesi di azioni correttive	
Pag. 7	la Sardegna	
Pag.10	allegato 1	tab 1 tabella dei dati relativi alle principali Imprese elettriche in Italia
Pag.13	allegato 2	tab 2 tabella e grafico sugli utili prodotti dalle Imprese elettriche Italia
Pag.14	allegato 3	tab 3 tabella-grafico partecipazioni di comuni/regioni agli utili delle Imprese elettriche e multiutility (ex municipalizzate)
Pag.15	allegato 4	tabelle dati relativi a: tab 4 - principali imprese elettriche europee tab 5 - operatori della Borsa elettrica italiana tab 6 - prezzi medi del mercato elettrico italiano tab 7 - previsioni della domanda elettrica tab 8 - previsione domanda elettrica per territorio tab 9 - previsione potenza elettrica tab 10- potenza di riserva tab 11- evoluzione fabbisogno di potenza elettrica tab 12- situazione impianti produzione e.e. Sardegna tab 13- energia richiesta Sardegna tab 14- produzione e.e. netta Sardegna tab 15- perdite e.e. Sardegna tab 16- consumi e.e. finali Sardegna tab 17- investimenti Enel 2005

NOTA: il presente documento esprime considerazioni, analisi ed elaborazioni di dati riconducibili agli autori

Breve cronistoria ragionata della liberalizzazione elettrica italiana

Il sistema elettrico italiano, dal 1992, ha subito una profonda trasformazione, ancora in atto. Il passaggio da un sistema monopolistico ad uno liberalizzato/privatizzato, pur essendo un processo complesso e, a volte, contraddittorio rispetto alle finalità dichiarate, può essere sinteticamente suddiviso in tre distinte fasi (predisposizione, realizzazione, consolidamento), l'ultima delle quali ancora in fase evolutiva:

1^a fase 1992 – 1999 predisposizione alla liberalizzazione:

- si trasforma l'ENEL da Ente Pubblico Economico in S.P.A. avviando le prime fasi di riorganizzazione aziendale;
- la Comunità Europea emana le Direttive sulla liberalizzazione dei mercati elettrici nazionali;
- vengono sostituiti i vertici dell'ENEL con manager provenienti da altri settori privati della finanza e dell'industria (nomina A.D. Franco Tatò), che avviano riorganizzazioni aziendali più profonde e incidenti sul piano occupazionale;
- si tenta di trasformare l'ENEL in una azienda multiutility, diversificando il business verso acqua, gas, telefonia, ecc.

2^a fase 1999 – 2005 il cambiamento di sistema nazionale

- vengono recepite dal Governo Italiano le Direttive Comunitarie con il Decreto Bersani sulla liberalizzazione del mercato elettrico;
- si liberalizza la vendita di energia (istituzione delle figure di cliente libero e di cliente vincolato);
- si costituiscono i soggetti terzi al mercato, a cui si affidano il governo del sistema di dispacciamento, delle reti di trasporto, della borsa elettrica e la tutela del cliente vincolato (GRTN, GME, AU);
- dall'Enel vengono scissi alcuni rami d'azienda per una loro successiva vendita (assets produzione e reti). Ciò al fine di creare nuovi operatori in un mercato concorrenziale nella produzione e uno comparativo nella distribuzione;
- con la vendita delle tre Gencos (rami d'Azienda dell'ENEL del comparto generazione) si costituiscono tre nuove Società: Edipower, Endesa Italia, Tirreno Power. Entrano nel mercato italiano, partecipando a dette acquisizioni, Società elettriche ed energetiche estere (Endesa, Electrabel);
- con l'acquisizione delle reti cittadine dall'ENEL, si avvia il processo di espansione delle Società ex municipalizzate;
- la società Edison esce dal gruppo Montedison rafforzandosi fino a diventare il secondo operatore italiano del comparto generazione. Al suo capitale partecipa in termini maggioritari l'EDF francese (Società estera a controllo pubblico!);
- si avviano gli investimenti per il rinnovo del parco di generazione (prevalentemente per impianti a gas a ciclo combinato);
- le società ex Municipalizzate cominciano ad espandersi nella generazione acquisendo quote delle ex Gencos e della Edison;
- parte la Borsa elettrica, facendo superare il vecchio meccanismo di predeterminazione del prezzo dell'energia con l'incontro della domanda e dell'offerta;
- il cambiamento organizzativo dell'ENEL subisce un'ulteriore accelerazione: allontanamento dal territorio, terziarizzazione spinta di attività, organizzazione sempre più flessibile, tagli occupazionali ancor più massicci, perdita irreversibile di professionalità difficili da ricostituire in tempi brevi;
- il Governo Italiano delibera ulteriori interventi legislativi che correggono il Decreto Bersani e implementano il livello di liberalizzazione del settore e di privatizzazione dell'ENEL.

3^a fase 2005 - > il consolidamento

- la Comunità europea rilancia le liberalizzazioni con l'obiettivo di realizzare un mercato europeo dell'energia e di contrastare la debolezza energetica del continente. Tra le altre cose, stabilisce la totale liberalizzazione dell'utenza;
- si predispongono ulteriori interventi legislativi nazionali;
- si attuano modifiche al sistema di gestione della Rete Nazionale e del Dispacciamento. Definitiva separazione di Terna da ENEL, con il conferimento delle competenze su esercizio e gestione della Rete di Trasmissione Nazionale;
- si avviano importanti processi di fusione/cessione di Società elettriche a livello europeo.

Nelle prime due fasi, sostanzialmente, il ruolo politico, anche se condizionato da movimenti lobbistici, interessi particolari e locali, ha comunque determinato l'indirizzo del cambiamento, seppur in una cornice di stampo liberista. Ma è nella terza fase, quella in atto, che le forze che agiscono ed interagiscono a livello nazionale e internazionale del sistema, sono prevalentemente di natura economica e finanziaria. Nei fatti, sono le decisioni dei Consigli di Amministrazione delle Società elettriche ed energetiche europee, che determinano la realtà e che condizionano pesantemente l'evoluzione (o l'involuzione) del sistema e, cosa non secondaria, la distribuzione della ricchezza prodotta e le possibilità di sviluppo o meno delle comunità, del territorio. La Commissione Europea può solo inseguire gli eventi nel tentativo (non sempre riuscito) di evitare posizioni dominanti sul mercato o neoprotezionismi nazionali (es. Francia).

Ne sono un esempio alcuni tentativi di fusione e incorporazione societaria, non sempre condivisi dai soggetti industriali interessati (OPA ostili) che rischiano di "bruciare" ingenti somme nelle operazioni finanziarie, a tutto discapito delle politiche occupazionali, industriali e di sviluppo delle imprese coinvolte.

Il caso Endesa è, da questo punto di vista, emblematico: sotto OPA lanciate da diversi contendenti si trova costretta a dover garantire agli Azionisti volumi di utili tali da scoraggiare eventuali vendite di azioni. Parallelamente, i potenziali acquirenti si "inseguono" facendo lievitare oltre i limiti l'eventuale offerta di acquisizione del titolo Endesa. La conseguenza inevitabile sarà che sia le misure interne di protezione, sia quelle esterne dei potenziali acquirenti, eroderanno la disponibilità di risorse finanziarie che, in condizioni di normalità, sarebbero state destinate allo sviluppo e, conseguenzialmente, all'occupazione.

Alcune considerazioni

Il contesto italiano in cui dette dinamiche e cambiamenti si stanno evidenziando, si caratterizza inoltre per una evidente contraddizione, sintetizzabile in tre fatti incontrovertibili:

1. alti prezzi dell'energia elettrica (30% superiori alla media europea), determinati prevalentemente dallo squilibrio del mix energetico, dai prezzi delle fonti primarie, dal gravame degli oneri derivanti dallo smantellamento del nucleare, dagli oneri di sistema da rifondere, dal peso delle produzioni CIP6, nonché dalle politiche speculative consentite dagli attuali meccanismi della Borsa elettrica;
2. alta redditività delle imprese elettriche che, come dimostrato dai dati ufficiali dei bilanci degli ultimi 5 anni, si traduce in utili e dividendi azionari che non trovano riscontro in altri comparti produttivi;
3. calo occupazionale del 40%

Ancor più schematicamente si può affermare che l'evidente contraddizione tra redditività delle imprese e debolezza strutturale del sistema italiano, si scarica totalmente su due soggetti ben individuati: Utenti e Lavoratori.

In altri termini, l'enorme volume di ricchezza prodotta dal sistema è possibile:

- scaricando gli oneri e le diseconomie del sistema sugli utilizzatori finali (alti prezzi);
- attuando politiche di efficientamento prevalentemente orientate alla riduzione del costo del personale;

- limitando gli investimenti a quelli che garantiscono ritorni nel breve/medio periodo penalizzando con ciò gli assets meno redditivi (reti di distribuzione) e/o legati a meccanismi remunerativi regolati come il *Price Cap*;
- attuando politiche industriali che si concentrano nelle aree a maggior redditività (centri urbani) e penalizzano lo sviluppo di aree meno remunerative.

Tutto ciò dimostra che gli oneri del sistema elettrico si distribuiscono in modo generalizzato sul territorio nazionale, colpendo trasversalmente le categorie sociali, i territori e i settori produttivi più deboli. Al contrario, il valore aggiunto prodotto si ridistribuisce in modo del tutto selettivo e asimmetrico:

- allo Stato, attraverso la partecipazione al capitale dell'ENEL (che oramai rappresenta meno del 50% dell'intero sistema);
- in parte al territorio, attraverso la partecipazione di alcuni Comuni alle società ex Municipalizzate;
- agli Istituti Finanziari;
- agli operatori esteri;
- al risparmio investito nella Borsa valori.

L'attuale conformazione finanziaria e industriale del sistema elettro-energetico italiano, determinata da una liberalizzazione sbagliata nel metodo e incapace di cogliere gli obiettivi che, a suo tempo, ne giustificavano l'adozione (+ mercato = bassi prezzi = sviluppo), finora:

- non ha risolto nessuno dei problemi strutturali del sistema energetico nazionale: la dipendenza dal petrolio sta infatti trasformandosi in una dipendenza da gas, il mix di fonti energetiche continua pertanto ad essere molto più costoso rispetto alla media europea;
- non ha abbassato le tariffe: i prezzi non scendono per effetto dell'andamento del prezzo del petrolio e delle materie prime energetiche in generale (dimostrando così che la concorrenza in questo settore non è una soluzione taumaturgica) e a causa delle possibilità speculative offerte dalla borsa dell'energia elettrica;
- ha causato la perdita di oltre 40000 posti di lavoro diretti, a cui non ha corrisposto un sensibile aumento dell'occupazione indotta;
- ha incrementato le terziarizzazioni di attività dalle Società concessionarie verso un sistema di imprese inadeguato a svolgere attività strettamente legate al servizio pubblico e a tutto discapito della qualità e della sicurezza del servizio e del lavoro;
- ha determinato l'alienazione di preziose professionalità;
- ha privatizzato e depotenziato l'unica azienda nazionale capace di competere in ambito internazionale (l'ENEL) che oggi, nel tardivo tentativo di espandersi all'estero, incontra forti difficoltà sul mercato continentale (vedi caso Suez);
- favorito lo sviluppo di un polo energetico a controllo pubblico nel nord Italia (ancora in fase evolutiva);
- annullata la presenza qualificata di Imprese elettriche nel Meridione e nelle Isole. In queste aree, sia l'ENEL che le altre Aziende, sono presenti quasi esclusivamente con insediamenti produttivi a scarso valore occupazionale;
- la ricchezza complessivamente prodotta dal sistema interessa solo in minima parte l'intera collettività, andando a remunerare esclusivamente il capitale e, di conseguenza, solo alcuni soggetti pubblici o privati. Inoltre, la dislocazione delle sedi delle Società e degli Operatori elettrici, (prevalentemente al nord Italia) determina in molti casi una iniqua ricaduta delle imposizioni fiscali a cui le stesse Imprese sono assoggettate

Ipotesi di azioni correttive:

Le evidenti distorsioni sopra richiamate, rischiano di indebolire ulteriormente il sistema elettrico-energetico italiano, di aggravare ulteriormente il divario tra il nord e il sud del Paese e di frenare complessivamente lo sviluppo economico del Paese..

Le ragioni di questa affermazione sono dimostrate:

- dal livello asimmetrico di crescita e sviluppo dell'industria elettrica e energetica (vedi tabelle);
- dal limitarsi della presenza delle Imprese al Sud esclusivamente con impianti produttivi o con reti di distribuzione (su cui oramai non si investe più in modo adeguato);
- dal calo complessivo degli investimenti, in particolare nel Meridione (vedi tab. investimenti ENEL 2005);
- dal calo occupazionale;
- dalla progressiva trasformazione delle Imprese elettriche da industriali a finanziarie;
- dalla iniqua distribuzione della ricchezza (vedi grafici);
- dalla eccessiva incidenza della voce "energia elettrica" sui costi sostenuti dalle attività produttive e dai consumatori in genere.

E' quindi indispensabile che, a livello nazionale/legislativo si adottino urgenti misure correttive (al netto di quelle necessarie per la pianificazione energetica nazionale e locale che dovrebbe, a tutti livelli, favorire un riequilibrio del mix energetico verso fonti primarie a minor costo quali il carbone) prevalentemente orientate a:

- IMPEDIRE O OSTACOLARE, NEL FUTURO, QUELLE AZIONI SPECULATIVE DI TIPO FINANZIARIO CHE POTREBBERO INDEBOLIRE LE AZIENDE ELETTRICHE DISTOGLIENDOLE DA OBIETTIVI INDUSTRIALI E DI PUBBLICO SERVIZIO.

la soluzione potrebbe essere quella adottata in questi giorni in Francia proprio per le imprese energetiche e strategiche: norme antiscalata che, attraverso l'azionariato dei dipendenti, impediscano il lancio di OPA ostili di tipo speculativo. Rispetto alla presenza di Imprese estere sul territorio italiano (es. Endesa, Tirreno Power, EDF) si potrebbe introdurre, per via legislativa l'obbligo al benessere del Governo Italiano (in quanto assetts strategici) in caso di progetti di vendita totale o parziale dei rami d'azienda italiani relativi da acqua, gas, energia elettrica..

- RIDISTRIBUIRE LA RICCHEZZA PRODOTTA DAL SISTEMA PER FAVORIRE LO SVILUPPO ORGANICO DEI SERVIZI TECNOLOGICI A RETE IN TUTTO IL TERRITORIO ITALIANO

Premettendo che andrebbero evitate assolutamente misure penalizzanti verso il mondo delle ex Municipalizzate che, al contrario, deve essere favorito nel suo processo di crescita e sviluppo, si dovrebbero elaborare progetti industriali tali da consentire la partecipazione di chi oggi è escluso.

Una delle soluzioni potrebbe essere quella di favorire, anche attraverso strumenti legislativi di sostegno, la costituzione di un grande soggetto multiutility nazionale (acqua, gas, energia elettrica, rifiuti, ecc.) sul modello della RWE tedesca, al cui capitale, oltre i lavoratori coinvolti, potrebbero partecipare tutte le realtà territoriali (regionali, provinciali, comunali) conferendo gli assetts e le società di servizi gestiti in forma diretta o indiretta. Ciò consentirebbe:

- *alle società ex municipalizzate di confluire in un soggetto industriale a dimensione tale da potersi confrontare con altri player europei (RWE, Veolia, Suez, ecc.), di sviluppare una rete nazionale di servizi integrati, di allargare gli ambiti di mercato, di sviluppare ingenti economie di scala, di mettere a fattor comune esperienze, know how, potenzialità operative;*
- *ai Comuni controllanti le società di cui sopra, di proteggere il capitale investito e la sua redditività che, già da oggi, costituisce un importante e insostituibile voce di entrata nei bilanci (utili);*

- *alle realtà territoriali attualmente escluse dal processo, di partecipare alla redistribuzione della ricchezza complessivamente prodotta ed alla gestione dei servizi, sia in modo diretto (attraverso la partecipazione azionaria) che indiretta (implementando i servizi locali in termini di qualità/quantità);*
- *di razionalizzare la miriade di Enti e Società, a controllo pubblico oggi presenti sul territorio;*
- *di raccogliere il risparmio in funzione dello sviluppo;*
- *di migliorare il rapporto delle imprese elettro-energetiche con il territorio sviluppando cointeressenza e partecipazione..*

La Sardegna

Nella Regione Sardegna - da sempre condizionata dalla sua insularità - si sono verificati tutti i pesantissimi effetti collaterali della liberalizzazione, come nel resto del meridione italiano,:

- frantumazione e parcellizzazione del sistema;
- drastica riduzione degli occupati;
- soppressione di gran parte dei presidi sul territorio da parte dell'ENEL;
- caduta degli investimenti (in particolare sulla rete MT/BT).

Inoltre, gli impianti di generazione dell'isola, continuano a subire una condizione di mercato altamente penalizzante dovuta all'isolamento del sistema ed alla presenza di produzione CIP6 in percentuale ben più consistente che nelle restanti aree di mercato. Presenza che, nei fatti, determina il mancato sfruttamento delle potenzialità degli impianti di generazione tradizionali.

A ciò si somma il negativo condizionamento esercitato dagli Enti locali verso i piani di sviluppo industriale delle Aziende e delle infrastrutture elettriche (vedi il caso di Fiume Santo).

Il processo di produzione, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, nell'arco di 10 anni, da totalmente integrato, si è frantumato nel tentativo di costituire un mercato non competitivo e falsato nelle regole che, nei fatti, non ha dato alcun beneficio:

Il trasporto/dispacciamento, viene gestito dalla società TERNA;

La distribuzione, continua ad essere in capo all'ENEL, a subire pesanti ulteriori razionalizzazioni e tagli, a vedere ridotti gli investimenti;

La produzione vede la compresenza di ben tre competitori - di cui uno agevolato per legge (Sarlux) - più altri produttori di minore dimensione.

Una situazione altamente parcellizzata, soprattutto se riferita alla dimensione del contesto elettro-energetico isolano, che determina diseconomia e scarsa integrazione **e che, cosa ancor più grave, non riesce ad essere di alcun sostegno alle attività produttive isolane.**

Su quest'ultimo aspetto, occorre con urgenza sviluppare una specifica riflessione circa la necessità di ripartire **su tutti gli operatori della produzione isolana – Enel, Endesa, Sarlux (in particolare su quest'ultimo che, per effetto di leggi agevolanti, gode di un'altissima redditività e di una posizione privilegiata nel mercato elettrico isolano), l'onere di sostenere le attività produttive altamente energivore con contratti bilaterali di fornitura stipulati prendendo a riferimento negoziale il costo marginale di produzione.**

Ma oltre gli aspetti contingenti, quale quello soprarichiamato, la situazione di parcellizzazione del sistema energetico isolano, nel prossimo futuro, rischia di essere inevitabilmente aggravata sia dal processo di totale liberalizzazione (che determinerà la nascita di una pluralità di soggetti venditori di energia), sia dalla mancata integrazione con altri processi e servizi quali acqua, gas, rifiuti.

Paradossalmente, se in altre aree del paese i processi di cui sopra si integrano sempre più e fanno “sistema”, producendo ricchezza, sinergie e implementando la capacità di fornire servizi di qualità a costi contenuti, in Sardegna avviene l’esatto contrario:

- nel gas naturale, con l’ingresso nella società GALSI , che dovrebbe realizzare il metanodotto dall’Algeria, la partecipazione azionaria della Regione Sardegna (10%) rischia di essere esclusa dalla “governance” dell’infrastruttura;
- nel processo dell’acqua, la società Abbanoa, esclusa dalle concessioni idroelettriche, rischia di rimanere un “nano” nei servizi, incapace di evolversi verso una dimensione industriale;
- il sistema elettrico rimane frantumato verticalmente ed orizzontalmente;
- lo smaltimento dei rifiuti (e una loro auspicabile generalizzata termovalorizzazione) rimane del tutto isolato dall’insieme dei servizi.

Al contrario, in altre regioni, il processo si sviluppa in direzioni diametralmente opposte: Lombardia, Emilia, Piemonte, Liguria nelle quale si profilano processi di fusione tra le più importanti Società ex municipalizzate. In altre Regioni - Valle D’Aosta, Trentino Alto Adige, Provincia di Bolzano – la privatizzazione dell’ENEL è stata occasione per riacquisire la disponibilità delle risorse energetiche locali (idroelettrico) ed anche della rete di distribuzione elettrica.

Ma occorre anche dire con chiarezza che il mero ritorno al localismo, che nel breve periodo può apparire una importante opportunità, nel medio-lungo periodo rischia di dimostrarsi una scelta miope e poco lungimirante. Questi processi hanno invece caratura strategica possono creare valore nel tempo solo se incastonati in progetti di ampio respiro e se, soprattutto, favoriscono la crescita industriale e l’integrazione complessiva dei processi relativi ai servizi a rete.

In Sardegna, considerando la sua dimensione insulare, la limitata dimensione economica dei singoli processi, sarebbe infatti auspicabile l’avvio di una graduale integrazione di processi oggi dispersi in una pluralità di Imprese pubbliche e private (gas, acqua, energia elettrica, rifiuti) in un unico soggetto industriale a capitale pubblico/privato che, a sua volta, potrebbe confluire nel progetto costitutivo di una grande multiutility a dimensione nazionale, organizzata sul modello della RWE tedesca. La Sardegna contribuirebbe così, da protagonista, a dar vita ad un grande soggetto industriale, partecipato dalla comunità locali, radicato sul territorio, partecipato anche da capitale privato, gestito con criteri manageriale e, cosa indispensabile, a dimensione europea.

Conclusioni

I dati, le informazioni, le analisi ed anche le proposte contenute nel presente documento si prestano, ovviamente, a letture diversificate secondo i punti di vista. Ed è quello che si auspica da parte degli Autori. Si tratta, in definitiva, di un lavoro di ricerca che, al di là della inevitabile rigidità dei numeri, si propone di consentire il dibattito, la critica, la valutazione scientifica e oggettiva. Si propone anche di fornire un punto di vista parzialmente “diverso” e/o innovativo rispetto a come, fino ad oggi, il grande tema dell’energia, dei servizi pubblici e della loro liberalizzazione è stato affrontato.

Da ultimo, l’insieme del documento può essere sintetizzato in pochi assunti propositivi:

- a) la liberalizzazione del Settore elettrico può essere una opportunità solo se l’Italia si dota di un piano energetico orientato alla sicurezza degli approvvigionamenti e all’abbattimento dei costi di produzione. A tal fine, oltre che perseguire politiche di efficientamento/risparmio e di maggiore sfruttamento delle risorse rinnovabili e alternative, dovrebbe essere riequilibrato il mix di fonti primarie favorendo l’utilizzo del carbone con tecnologie “pulite”. Coerentemente, gli Enti e le Autonomie locali, dovrebbero sviluppare la loro pianificazione energetica, evitando che, sul tema, si sviluppino dispute ideologiche o strumentali, utili a finalità improprie ed esercitando i rispettivi poteri senza scadere nella sindrome N.I.M.B.Y.;
- b) il superamento del monopolio dell’ENEL, che fino ad oggi ha consentito la creazione di un oligopolio asimmetrico (penalizzando il Sud della nazione e favorendo esclusivamente la remunerazione del capitale), dovrebbe essere, al contrario, l’occasione per sviluppare, in tutte le Regioni e per tutti i Comuni, attraverso società partecipate, l’utilizzo delle risorse locali e l’erogazione di servizi pubblici di maggiore qualità e di fruibilità universale. Con questo spirito può essere perseguita una maggiore integrazione sia dei servizi, sia delle realtà locali ed una più equa distribuzione della ricchezza prodotta, attraverso la costituzione di un nuovo e grande soggetto industriale fortemente radicato su tutto il territorio nazionale, gestito managerialmente e capace di reggere il confronto internazionale e, in particolare, europeo;
- c) i processi relativi al ciclo dell’acqua, del gas, dell’energia elettrica, dei rifiuti dovrebbero confluire sempre più verso una gestione integrata al fine di creare sinergie ed economie altrimenti precluse con una gestione separata;
- d) le dinamiche finanziarie nel campo dei servizi tecnologici di pubblica utilità, devono essere ricondotte al “governo della politica”. Condizione, questa, essenziale per avviare e realizzare una vera “democratizzazione dell’economia”. In tal senso, rispetto all’energia e ai servizi va favorita la partecipazione delle comunità locali, dell’azionariato diffuso e dei Lavoratori ai capitali delle imprese, pur salvaguardando la necessaria gestione manageriale e la partecipazione – anche in termini di maggioranza relativa - del capitale privato. Con regole adeguate e innovative di “governance” ciò è possibile. L’azionariato pubblico e sociale dovrebbe infatti essere messo nelle condizioni di esercitare il controllo, la salvaguardia e contribuire alla valorizzazione di infrastrutture e servizi indispensabili al bene comune ed allo sviluppo democratico e sostenibile;
- e) La Sardegna, per dimensione, storia, ma anche predisposizione naturale, si presta ad essere un ideale campo di sperimentazione per un progetto innovativo (almeno per l’Italia) nel campo dell’energia e dei servizi. Un progetto che contribuirebbe all’emancipazione autonoma del Meridione senza, con ciò, scadere nel conflitto con altre aree del Paese oggi più avanzate sul piano industriale, economico e finanziario. La Sardegna, come tutto il Meridione, ha bisogno di infrastrutture e risorse ma, prima ancora, di imprese di dimensione adeguata ai mercati. E ciò è oggi possibile solo integrandosi e non isolandosi, soprattutto nel campo dell’Energia e dei Servizi, Si deve trattare, tuttavia, di unioni a pari dignità e non, come nel passato, subalterne.

@ @ @ @ @ @

Tab 1 PRINCIPALI SOCIETA' DEL SETTORE ELETTRICO ITALIANO

(dati 2005 da bilanci consolidati e da bilanci/rapporti di sostenibilità e al lordo di altre attività sviluppate dalle Aziende considerate (acqua, gas, rifiuti, ecc.))

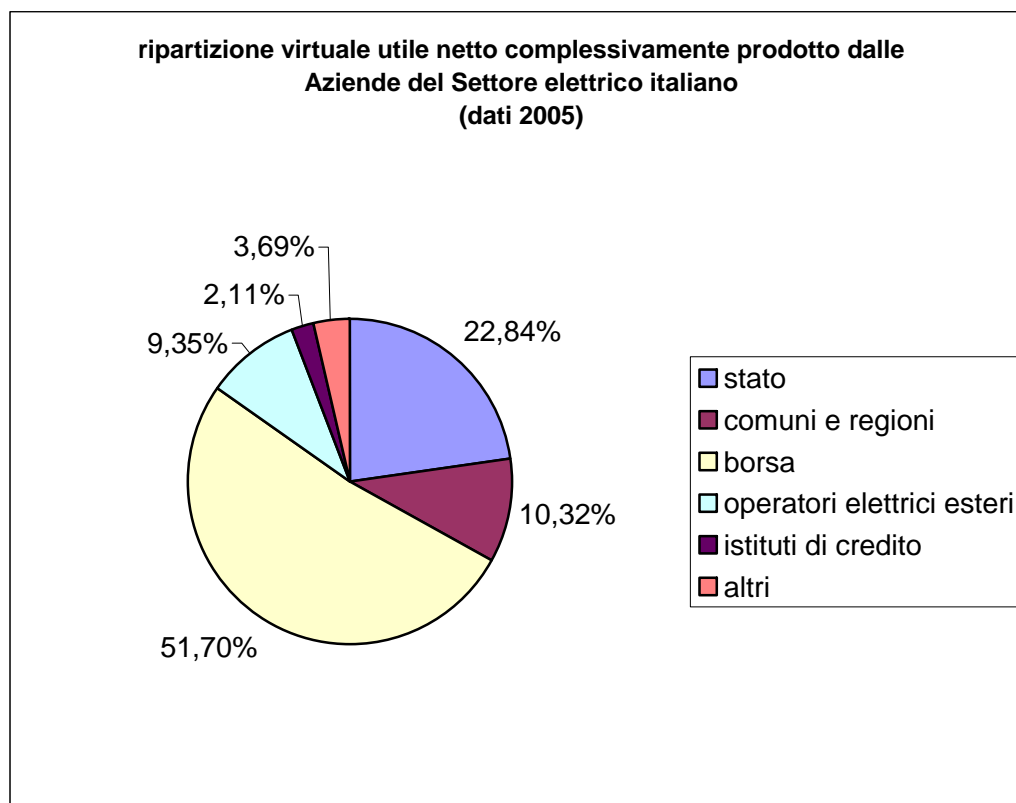
Società	Azionariato	Capitale Netto ----- Debiti mil €	Utili ----- MOL mil €	Attività nel campo dell'energia elettrica	Energia distribuita GWh	Energia venduta GWh	Presenza nel territorio	Energia prodotta GWh	Presenza nel territorio	note
ENEL	21,868% Ministero dell'Economia	31.728,00	3.895,00	Produzione, Distribuzione	251000 (vettoriata su rete Enel)	148200	Tutte le regioni escluse le città ove sono presenti le ex Municipalizzate	112100	Tutte le regioni escluse Valle D'Aosta	ex Ente Pubblico Economico monopolista
	10,35% Cassa dep. e prestiti restanti quote sul mercato		7.745,00							
EDISON	17,334% EDF	15.887,00	500,00	Produzione	Ø	52693	Ø	33369	Abruzzo, Calabria, Campania, Emilia, Friuli, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Trentino, Umbria, Veneto	Ex Montedison
	71,233% Transalpina Energia di cui 50% EDF 50% Delmi di cui 51% Aem Milano 15% Enia 10% Soc. el. Altoatesina 10% Dolomiti energia 6% Mediobanca 5% CaRiTorino 3% B. Pop. Milano		1.306,00							
EDIPOWER	40% Edison	4.029,00	21,30	Produzione	Ø	22800	Ø	22800	Emilia Romagna, Campania, Friuli Lombardia, Piemonte, Puglia, Sicilia	Nata dalla vendita di impianti ENEL (ex Gencos Eurogen)
	16% Aem Milano 16% Atel (Svizzera) 8% Aem Torino 10% Unicredito 5% Interbanca 5% Royal Bank of Scotland		2.024,00							
ENDESA Italia	80% Endesa	5.242,00	274,00	Produzione	Ø	28512		23337	Friuli, Lazio, Lombardia, Sardegna, Sicilia, Umbria, Veneto	Nata dalla vendita di impianti ENEL (ex Gencos Elettrogen)
	20% Asm Brescia	1.527,00	741,00							

TIRRENO POWER	50% Eblacea di cui 70% Electrabel (Belgio) 30% Acea Roma	1.286,00	15,40								
	50% Energia Italiana di cui 62% Energia di cui 73,4 Cir 26,6 Verbund (Austria) 11% Hera 11% Amga (munic. Genova) 8% Mps 8% Bnl	981,60	164,90		Ø	11709	Ø	10.853	Campania, Lazio, Liguria	Nata dalla vendita di impianti ENEL (ex Gencos Interpower)	
AEM MILANO	42,198% Comune Milano	13.321,00	242,00	Produzione, Distribuzione	7731	14078	Milano e comuni limitrofi	3448	Lombardia		
	5,266% Usb Ag (ATEL) 2,037% Premafim Finanziaria restanti sul quote mercato	9.648,00	767,00								
ASM BRESCIA	69,2% Comune Brescia	1.408,00	212,00	Produzione, Distribuzione	4229	7760	Brescia, Bergamo e altri 45 comuni	2708	Lombardia		
	5 % Comune Bergamo 5% Fingruppo 2,9% Energia e Servizi 2,5% Amber Master Found restanti quote sul mercato	702,00	338,00								
HERA	14,99% Comune Bologna	1.625,80	108,80	Produzione, Distribuzione		3755	Emilia		Emilia		
	11,21% “ Modena 5,31% “ Con Ami 4,8% “ Ravenna 2,44% “ Rimini 2,28% “ Cesena 2,17% “ Ferrara 2,15% “ Forlì 13,47% Altri comuni Emilia Romagna	974,00	386,00								

ACEA ROMA	51% Comune Roma	3.722,00	127,80	Produzione, Distribuzione	11153	10120	Roma	1984	Lazio	
	8,607% Suez (Francia)									
	9,943% Schroeder Inverstiments									
	2,1% Gruppo Caltagirone									
	restanti quote sul mercato	2.417,00	401,60							
AEM TORINO	69% Comune Torino (di cui 18% Finanziaria città di Torino)	1.454,00	62,60	Produzione, Distribuzione	3392	10220	piemonte	3363	Piemonte	Prossima fusione con Anga Genova
	5% Generali									
	5% San Paolo IMI									
	2% Fondazione CRT									
	restanti quote sul mercato	735,00	187,00							
PRIMIERO energia	53% ACSM (azienda consortile servizi municipali Fiera del Primiero - Tn))		0,55	Produzione	Ø		Ø	370	Trentino	
	19,591% Trentino servizi s.p.a.									
	7,525% STET spa di Pergine Valsugana									
	2,5% AIR spa									
	1,375% Comune Riva del Garda									
	1,349% “ Arco									
	restanti quote ripartite tra 81 soci (altri comuni del territorio)									
CVA	100% Regione Autonoma Valle d'Aosta		81,00	Produzione	Ø		Valle D'Aosta		Valle D'Aosta	
ENIA	Comuni Reggio Emilia, Parma, Piacenza	967,00	20,43	Produzione, Distribuzione	888	1846	Emilia	544	Emilia	
		560,00	148,00							
SARLUX	55% Saras (oggi 100% Saras) 45% Enron		89,50	produzione	Ø	4346		4346	Sardegna	CIP6
			157,90							
ENIPOWER	20,31% Ministero dell'Economia 9,99% Cassa dep. e prestiti 6,94 azioni proprie restanti quote sul mercato	1.966,05	34,06	produzione	Ø	22358		21685	Lombardia, Puglia, Toscana, Emilia Romagna	
		968,40	152,59							

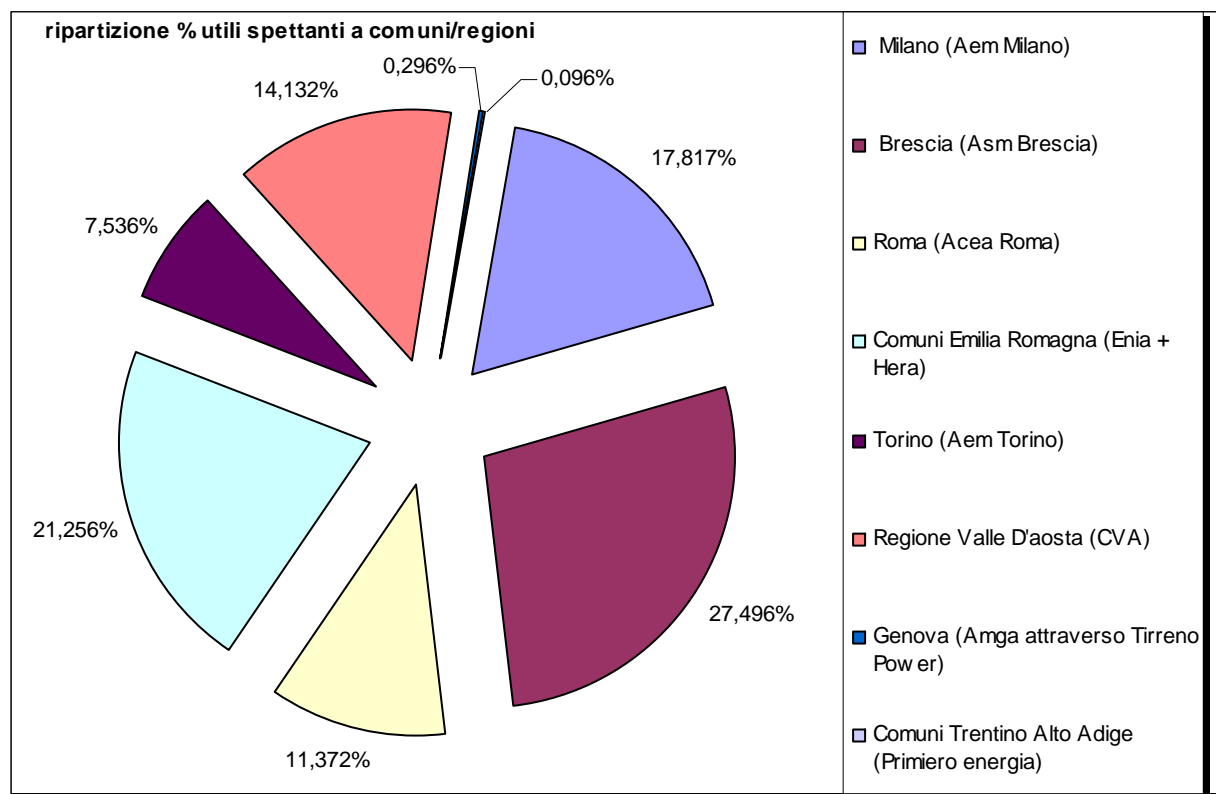
Tab 2 UTILI DELLE AZIENDE DEL SETTORE ELETTRICO ITALIANO RIPARTITI PER TIPOLOGIA DI AZIONISTA

	stato	comuni e regioni	borsa	operatori elettrici esteri	istituti di credito	altri	totale
utili mil€	1265,2113	571,47196	2864,4476	518,18985	116,65055	204,21128	5520,9825



Note:

- 1) dati riferiti all'utile netto del bilancio 2005 virtualmente spettanti ai Comuni/Regioni azionisti delle Aziende ex Municipalizzate
- 2) dati al lordo di altre attività sviluppate dalle Aziende considerate (acqua, gas, rifiuti, ecc.)



Comune o Regione	ML€
Milano (Aem Milano)	102,119
Brescia (Asm Brescia)	157,6
Roma (Acea Roma)	65,178
Comuni Emilia Romagna (Enia + Hera)	121,83
Torino (Aem Torino)	43,194
Regione Valle D'aosta (CVA)	81
Genova (Amga attraverso Tirreno Power)	1,694
Comuni Trentino Alto Adige (Primiero energia)	0,55
Totale	573,165

Note: 1) dati riferiti all'utile netto del bilancio 2005 virtualmente spettanti ai Comuni/Regioni azionisti delle Aziende ex Municipalizzate
 2) dati al lordo di altre attività sviluppate dalle Aziende considerate (acqua, gas, rifiuti, ecc.)

tab. 4 Principali Imprese Elettriche Internazionali (da siti web ufficiali)

Impresa	Nazione	EBITDA 2005 (mil€)
Edf	(Francia)	13000
E.On.	(Germania)	10272
RWE	(Germania)	8324
Enel	(Italia)	7745
Suez	(Francia)	6500
Endesa	(Spagna)	6020

tab. 5 Operatori della borsa elettrica (da sito web GME)

Esteri	14
Nord	64 (Lombardia, Piemonte, Trentino, Veneto, Liguria)
Centro	18 (Roma + 1 Napoli)
Sud	2 (Sardegna)

tab. 6 Prezzi medi sul mercato elettrico (dati GSE)

	2005	settembre 2006
Sardegna (prezzo medio di vendita)	63.80	98.80 (Sardegna)
Il più alto (prezzo medio di vendita) €MWh	67.53 (Sud)	98.80 (Sardegna)
Il più basso (prezzo medio di vendita) €MWh	61.26 (Centro-Nord)	74.76 (Lombardia)
Media Italia (prezzo medio di acquisto) €MWh	63.25	76.62 (+ 21,1% sul sett 2005)

tab. 7 Previsioni della domanda 2006-2016 (dati TERNA)

Tasso medio annuo di incremento	+ 2,2% (+2,3% periodo 2005-2010)	
Previsione energia domanda elettrica (%)	PIL (%)	
1985	3,8%	2,9%
2005 - 2010	2,2%	1,0%
2010 - 2016	1,5%	1,0%

tab. 8 Previsione energia per aree geografiche – GWh - (dati TERNA)

	2005	2010	2016
Nord	180,5	202,9	229,1
Centro	60,4	67,0	77,2
Sud	55,6	61,3	70,9
Isole	34,0	38,1	42,9

tab. 9 Previsone Potenza (MW) (dati TERNA 2005)

2006 (punta estiva)	55619
2010 (ipotesi bassa/alta)	61700/63200
2016 (ipotesi bassa/alta)	70000/73800

tab. 10 Potenza di riserva (dati TERNA 2005)

Italia continentale	18%
Sicilia	30%
Sardegna	80%

tab. 11 Fabbisogno potenza (MW) (dati TERNA 2005)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2016
Italia continentale	61900	63400	65500	66600	68300	70000	78000
Sicilia	5100	5200	5400	5500	5600	5800	6500
Sardegna	3500	3600	3700	3800	3900	4000	4500

tab. 12 Situazione impianti Regione Sardegna 31 dicembre 2005 (dati TERNA 2005)

	Potenza efficiente netta (Mw)
Idroelettrici	550
Termoelettrici	2662
Eolici/fotovoltaici	333.5
Totale	3545.5

tab. 13 Energia richiesta Regione Sardegna (dati TERNA 2005)

GWh 12611.6

tab. 14 Produzione netta Regione Sardegna (dati TERNA 2005)

Idroelettrica	GWh	804
Termoelettrica	GWh	12296.2
Eolico fotovoltaica	GWh	408.8
TOTALE	GWh	13031.5

tab. 15 Perdite (dati TERNA 2005)

GWh 575

tab. 16 Consumi finali (dati TERNA 2005)

Autoconsumi	GWh	1218.8
Mercato libero	GWh	6268.5
Mercato vincolato	GWh	4594.4
TOTALE	GWh	12036.7

tab. 17 Investimenti – ENEL 2005 (da Bilancio di sostenibilità 2005)

	2005 mil€	2004 mil€	var. %
Investimenti totali	2.829,0	3.834,0	-26% -
Valle d' Aosta	6,5	10,0	-36%
Piemonte	156,2	257,0	-39%
Lombardia	285,9	434,0	-34%
Trentino Alto Adige	23,5	42,0	-44%
Veneto	227,4	320,0	-29%
Friuli Venezia Giulia	27,1	41,0	-34%
Liguria	58,0	104,0	-44%
Emilia Romagna	156,2	235,0	-34%
Toscana	266,1	259,0	+ 3%
Marche	52,5	69,0	-24%
Umbria	26,3	40,0	-34%
Lazio	52,6	73,0	-28%
Molise	14,6	30,0	-51%
Campania	131,4	210,0	-37%
Puglia	115,1	198,0	-42%
Basilicata	20,9	30,0	-30%
Calabria	123,4	154,0	-20%
Sicilia	148,9	266,0	-44%
Sardegna	125,2	218,0	-43%
Totale Italia	2.471,9	3.754,0	-34%
Spagna	222,4	130,2	+71%
Europa dell'Est	58,3	114,7	-49%
Nord America	5,5	3,1	76%
Sud America	13,1	26,1	-50% -
Totale Estero	299,2	274,1	+ 9%
Altro non ripartibile	57,9	-194,0	

Investimenti: la diminuzione degli investimenti del 26% è prevalentemente legata alla variazione di perimetro.