

G.B. Zorzoli

I DUE VOLTI DEL MERCATO ELETTRICO

Storia, tecnologie e liberalizzazione
del settore elettrico in Italia



Collana "Quaderni dell'AIEE"
Associazione Italiana Economisti dell'Energia
www.aiee.it

Questo volume è stato pubblicato grazie al sostegno di EGL Italia
www.egl.eu/italia

Copyright © 2011
Edizione 2011

Cover and published: Cappelli Identity Design srl

G.B. Zorzoli

I DUE VOLTI DEL MERCATO ELETTRICO

Storia, tecnologie e liberalizzazione
del settore elettrico in Italia

Indice

PARTE I

Un po' di storia

Capitolo I	Il lungo decollo	p. 9
Capitolo II	Il sistema prende forma	p. 27
Capitolo III	L'età matura	p. 39

PARTE II

Vecchie e nuove tecnologie

Capitolo IV	Un sistema complesso	p. 55
Capitolo V	Generazione elettrica con tecnologie tradizionali	p. 81
Capitolo VI	L'apporto delle nuove fonti rinnovabili	p. 105
Capitolo VII	Cambi di paradigma	p. 139
Capitolo VIII	Il nucleare dopo Fukushima	p. 157
Capitolo IX	Una risorsa aggiuntiva: l'efficienza elettrica	p. 183

PARTE III

Un singolare mercato

Capitolo X	Il processo di liberalizzazione	p. 201
Capitolo XI	La liberalizzazione in Italia	p. 219
Capitolo XII	Come funziona il mercato	p. 241
Capitolo XIII	La promozione delle fonti rinnovabili	p. 259
Capitolo XIV	Fusioni, divorzi, cambiamenti di proprietà	p. 273
Capitolo XV	Concorrenza vo' cercando	p. 291
Capitolo XVI	Giano bifronte	p. 307

PARTE 1

UN PO' DI STORIA

Capitolo I

IL LUNGO DECOLLO

LE BASI TECNICHE

La preistoria dell'elettricità ha confini temporali molto labili. Sappiamo che gli antichi Greci erano incuriositi dalla scoperta che, strofinando l'ambra, questa attraeva a sé altri corpi.

Altrettanto conosciuta era l'esistenza di magneti naturali: il più noto è la magnetite, minerale ferroso con il più alto tenore di ferro (72,5%).

Solo con la nascita della moderna ricerca fisica, basata sulla quantificazione dei fenomeni, dovuta allo sviluppo di appropriati strumenti di misura e alla loro interpretazione con metodi matematici¹, si passa dalla preistoria alla storia dell'elettricità.

Non a caso il primo trattato in cui si cerca di interpretare questi fenomeni è del 1600², scritto da William Gilbert, medico della regina Elisabetta e di suo figlio Giacomo I, il quale descrive una serie di esperimenti che lo portano a concludere che il campo magnetico terrestre è la causa del comportamento delle bussole. E' lo stesso Gilbert a coniare il termine *elettricità* per descrivere il fenomeno provocato dallo strofinamento dell'ambra. Nel 1729 un altro medico inglese, Stephen Gray, scoprì che l'elettricità prodotta per strofinamento dell'ambra poteva essere trasmessa lungo alcuni corpi metallici, che chiamò *conduttori*.

Nel 1745 del tutto casualmente fu realizzata la bottiglia di Leida (nome della città olandese dove si verificò l'evento), prototipo dei *condensatori elettrici*.

Proprio collegando mediante un conduttore una bottiglia di Leida a un aquilone fatto volare durante un uragano, nel 1752 Benjamin Franklin verificò che si caricava elettricamente: anche l'atmosfera conteneva dunque grandi quantitativi di elettricità, che in particolari condizioni si accumulavano nei fulmini.

Fra gli ultimi anni '80 e l'inizio degli anni '90 del secolo XVIII Charles Coulomb dimostrò sperimentalmente che la forza di attrazione o di repulsione tra due corpi elettricamente carichi era inversamente proporzionale al quadrato della loro distanza. Oltre al campo gravitazionale ne esisteva dunque uno elettrico.

In parallelo si moltiplicarono le realizzazioni di *macchine elettrostatiche*, in grado di caricarsi elettricamente per strofinio, sempre più grandi e perfezionate, utilizzate anche per giochi di società, scherzi e, da parte di ciarlatani, per spettacoli di magia³.

Nel 1791 l'abate Luigi Galvani pubblica per la prima volta le sue osservazioni sulle contrazioni muscolari nelle zampe di una rana a contatto con un conduttore metallico, ma ne fornisce un'interpretazione errata: nel corpo dell'animale era effettivamente circolata elettricità, ma, contrariamente alla sua ipotesi, non era di origine animale. Fu Volta a intuire che era prodotta dal contatto fra due metalli diversi, e su questa base nel 1799 realizzò la prima *pila elettrica*, dove il fenomeno era potenziato interponendo fra un disco di rame e uno di zinco uno strato intermedio di feltro o cartone imbevuto in acqua salata o acidulata⁴.

La pila di Volta modificò radicalmente il panorama delle conoscenze elettriche: la ricerca e gli sviluppi tecnici uscirono dagli angusti limiti dell'elettrostatica. La disponibilità di un generatore di corrente continua non solo rese possibile esperimenti e sviluppi teorici che in meno di un secolo portarono alla equazioni di Maxwell⁵, ma anche innovazioni tecnologiche di grande rilievo, come i processi elettrochimici, i trattamenti galvanoplastici ed elettrolitici, l'arco elettrico (che aprì la strada all'illuminazione elettrica), il telegrafo⁶.

I GENERATORI ELETTRICI

Tuttavia la capacità della generazione elettrochimica era intrinsecamente limitata. Di qui la ricerca di sistemi più efficienti, una prospettiva aperta dalle conoscenze scientifiche acquisite sull'elettromagnetismo.

Il primo generatore "magneto-elettrico" fu realizzato da Faraday nel 1831. Per quanto molto semplice, già riproduceva lo schema fondamentale delle macchine successive: un *induttore magnetico* (nelle prime mac-

chine magneti permanenti) e un *indotto*, costituito da un avvolgimento di fili di rame, in cui ha luogo la generazione⁷.

Malgrado successivi perfezionamenti, cui diede un notevole contributo Ernst Werner von Siemens, i generatori magneto-elettrici rimanevano poco efficienti e non molto affidabili, soprattutto per il rapido surriscaldamento del ferro dell'indotto, provocato dal rapido e continuo alternarsi della polarità magnetica dell'induzione, e per l'eccessivo scintillio delle spazzole.

A questi inconvenienti ovviò il cosiddetto "anello di Pacinotti", a ragione considerato il prototipo delle moderne dinamo⁸, innovazione a partire dal 1871 abilmente sfruttata sul piano industriale dal belga Zénobe Théophile Gramme.

Oltre a trovare immediatamente applicazioni industriali, la macchina di Gramme consentì le prime illuminazioni con lampade ad arco, come quelle della *Gare du Nord* e dei *Grands Magasins* parigini.

Le prospettive della generazione elettrica in corrente continua sembrano ricevere impulso dall'invenzione della lampada a incandescenza da parte di Edison, che aprì la strada all'estensione dell'illuminazione elettrica anche a privati. Proprio per rendere praticabile questo obiettivo, nel 1882 Edison mise in esercizio la prima *centrale elettrica*. Fino ad allora gli impianti di generazione elettrica erano stati costruiti per servire singole applicazioni (come ad esempio la nichelatura dei metalli); rappresentavano pertanto un costo eccessivo per chi volesse impiegarne uno per illuminare la propria abitazione o anche un intero edificio.

Collocata a Pearl Street, nella Lower Manhattan, per essere in posizione baricentrica rispetto alle utenze, la centrale disponeva di sei grosse dinamo Jumbo da circa 100 kW cadauna, sviluppate dallo stesso Edison; l'elettricità, generata in continua, per ragioni di sicurezza era distribuita a 110 V, che rimarrà lo standard americano per la distribuzione a bassa tensione. Ciascun Jumbo poteva alimentare 1.200 lampade.

Malgrado i successi conseguiti, la generazione in continua presentava però notevoli inconvenienti, derivanti dall'impossibilità di modificare la tensione. Un ostacolo non da poco, dato che i limiti di tensione delle lampadine impedivano di produrre l'elettricità a tensione sufficientemente elevate, in modo da poterla trasmettere senza che le perdite diventasse-

ro rapidamente insostenibili al crescere della distanza fra punto di generazione e punto di utilizzo. Altrettanto penalizzante era il non potere fornire elettricità a tensioni diverse su una stessa linea, come viceversa richiedeva la crescente diversificazione degli usi elettrici.

L'impossibilità di risolvere altrimenti questi problemi provocò un rinnovato interesse per la generazione in alternata, già sperimentata da alcuni decenni, ma ritenuta più che altro una curiosità tecnica, in quanto, come abbiamo visto, le prime applicazioni sia industriali, sia per illuminazione erano nate avendo come alimentazione la generazione elettrochimica, cioè in continua. Soltanto lo sviluppo di una domanda che la corrente continua non era in grado di soddisfare in modo adeguato, riaccese l'attenzione per la corrente alternata: per il suo sviluppo fu in particolare importante la scoperta del campo magnetico rotante, cui contribuirono gli studi di Galileo Ferraris e di Nikola Tesla, dai quali sono derivati i due componenti principali di questo filone, il *generatore sincrono* e il *trasformatore*.

I MOTORI PRIMI

Con l'eccezione della pila di Volta e delle sue successive evoluzioni, dove la trasformazione energetica che porta alla produzione di elettricità è interna all'apparato, le altre tecnologie (dinamo, generatori sincroni e anche asincroni) richiedono un *motore primo*, che gli fornisca l'energia meccanica da convertire in elettrica.

Inizialmente l'energia esterna proveniva da ruote idrauliche o da motori a vapore, nel primo caso se era disponibile una fonte idrica con adeguate caratteristiche, nel secondo bruciando carbone. Anche le dinamo della centrale di Pearl Street erano alimentata da un motore a vapore, così come altre realizzazioni successive.

Tuttavia, le ruote idrauliche, basate quasi esclusivamente sullo sfruttamento dell'energia potenziale, non potevano fornire grandi potenze a causa della bassa altezza di caduta dell'acqua (nel caso di ruote da sotto) e delle limitate dimensioni delle camere (ruote da sopra).

Questi limiti stimolarono lo sviluppo delle moderne turbine idrauliche. La prima in ordine di tempo fu quella messa a punto dall'americano Le-

ster Allan Pelton, il classico *self-made man* (prima cercatore d'oro in California, poi carpentiere). Costui nel 1889 brevettò la turbina che porta il suo nome (Figura 1), concepita per situazioni che portano l'acqua a impattare sulle palette (la cui forma le rende simili a grossi cucchiaini) a velocità elevate, in modo da sfruttare più la sua energia cinetica che la sua portata (*turbina ad azione*).

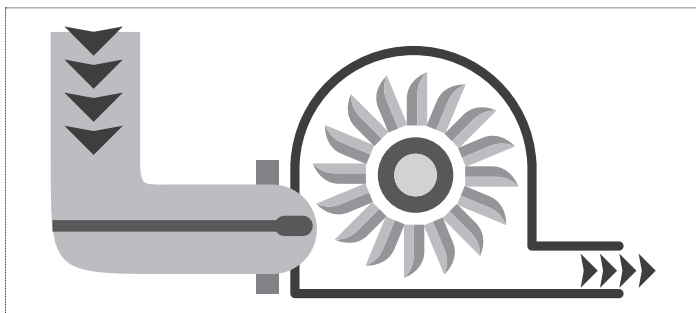


FIGURA 1. SCHEMA DELLA TURBINA PELTON

Poiché non sempre si era in presenza di simili situazioni, all'inizio del XX secolo vennero messe in commercio le turbine Francis, basate sul progetto dell'ingegnere James Francis, risalente al 1848 (Figura 2). Utilizzata quando la velocità dell'acqua è più bassa, ma la portata maggiore rispetto alle condizioni ottimali per una Pelton, la Francis è una turbina in cui l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la invia a un distributore, costituito da palette sulla parte fissa, le quali indirizzano il flusso a impattare in modo ottimale sulle pale della girante. La turbina Francis è detta a *reazione* perché non sfrutta solo la velocità, ma anche la pressione del getto d'acqua che, quando giunge nella girante, è ancora superiore a quella atmosferica.

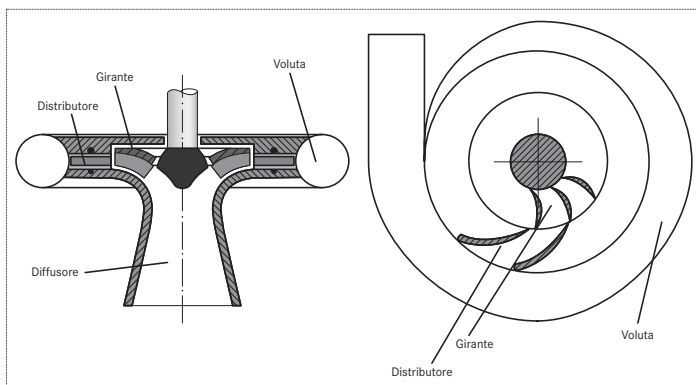


FIGURA 2. SCHEMA DELLA TURBINA FRANCIS

Per velocità ancora inferiori, ma con portate d'acqua rilevanti, si utilizza la turbina Kaplan, inventata nel 1913 dall'omonimo ingegnere austriaco (Figura 3), costituita da eliche intubate, dove il fluido entra in direzione assiale (rispetto all'asse di rotazione della girante) e fuoriesce sempre assialmente alla girante stessa, non subendo pertanto una rotazione durante il suo transito attraverso la girante, come avviene invece nella turbina Francis.

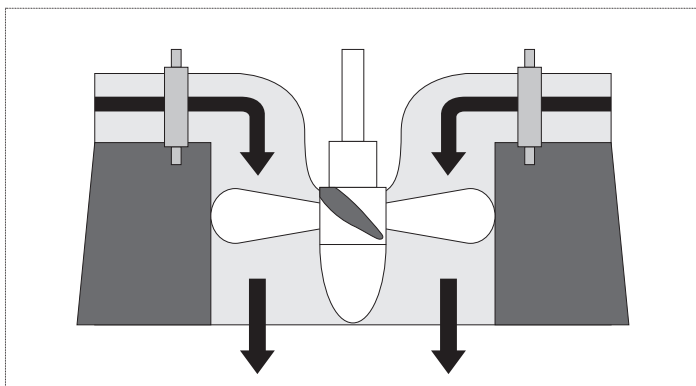


FIGURA 3. SCHEMA DELLA TURBINA KAPLAN

Nel caso del motore a vapore, i suoi limiti prestazionali dipendevano da ragioni intrinseche ai processi termodinamici. Il massimo rendimento (teorico) si ha infatti quando l'espansione del vapore rappresenta un processo ideale (trasformazione reversibile), in cui la sua pressione diminuisce, diventando lavoro meccanico, in un numero infinito di stadi. L'approssimazione a questa situazione ideale incontra limiti molto forti nel caso dei motori a vapore. Il progenitore di questa tecnologia, la macchina di Watt, era a singolo stadio e i perfezionamenti successivi hanno utilizzato al massimo due o tre stadi (doppia o triplice espansione).

Viceversa le *turbine a vapore* raggiungono un'elevata efficienza termica, avendo calettate sul corpo centrale corone di palette che si succedono in un numero rilevante di stadi messi in serie.

Messa a punto nel 1883 da Charles Parsons, un ingegnere anglo-irlandese, la turbina a vapore impiegò diversi anni prima di diventare un'alternativa accettabile alla macchina a vapore tradizionale. Il suo utilizzo industriale incominciò soltanto nel 1895, negli Stati Uniti, quando la Westinghouse ne iniziò la produzione su brevetto Parsons⁹.

Molto più recente è infine l'utilizzo su vasta scala delle turbine a gas, per la mancanza, fino agli anni '80 del secolo scorso, di materiali, disponibili commercialmente a costi contenuti, in grado di resistere a gas con temperature sufficientemente elevate (sopra i 1000 gradi). A temperature inferiori il rendimento del ciclo termodinamico è infatti troppo basso.

Solo quando le ricerche volte a realizzare turbogas con le prestazioni spinte richieste dagli aerei militari misero a disposizione materiali e soluzioni progettuali che consentivano di operare commercialmente con macchine in cui il gas entrava a 1200-1400° C, questa tecnologia incominciò ad assumere un ruolo rilevante come motore primo per la generazione elettrica.

Sulle specifiche applicazioni delle turbine idrauliche e delle turbine a vapore o a gas si tornerà nel Capitolo V.

UN SISTEMA PLURITECNOLOGICO

Un sistema elettrico non è quindi caratterizzato solo da tecnologie elettriche o elettromeccaniche (generatore). I motori primi si basano su tecnologie meccaniche (turbine idrauliche) o termomeccaniche (turbine a va-

pore o a gas). Alle seconde sono altresì associate caldaie per la produzione del vapore o bruciatori (per i turbogas). Gli impianti di generazione sono costituiti anche da scambiatori di calore, pompe, tubazioni, condensatori. Gli impianti di generazione diventano ancora più complessi quando la caldaia tradizionale è sostituita dalla massima sofisticazione tecnologica, rappresentata da un reattore nucleare.

Più di recente il pluralismo tecnologico proprio della produzione elettrica si è arricchito delle soluzioni innovative, messe a punto per lo sfruttamento di fonti rinnovabili di energia, quali il vento e il sole.

Non meno importante per l'evoluzione dei sistemi elettrici è stato lo sviluppo della sensoristica: dagli strumenti di misura sugli impianti ai contatori che registrano il consumo di energia elettrica da parte degli utenti. All'inizio la complessità e l'imprecisione di questi ultimi costituirono un grosso ostacolo alla determinazione delle tariffe, tanto che furono prevalentemente scelte quelle di tipo forfettario¹⁰.

Un discorso a parte meritano i sistemi di regolazione e controllo, la cui evoluzione nel tempo li ha portati a incorporare le acquisizioni più avanzate nel campo dell'informatica e delle telecomunicazioni, e i sottosistemi per l'abbattimento degli inquinanti emessi dalle centrali che bruciano combustibili fossili, nel caso dei desolficatori, per dimensioni e costi assimilabili alla classica impiantistica chimica.

L'articolazione e la complessità delle tecnologie che concorrono alla struttura del sistema elettrico e al suo funzionamento, in misura rilevante presenti già negli anni del suo decollo, ne fanno un unicum nella storia delle tecnologie, soggetto a spesso imprevedibili effetti di altrettanto possibili innovazioni, che sovente sono ricadute in loco di sviluppi verificatisi in tutt'altri settori. Sollecitazioni, queste, contraddittorie rispetto a un sistema per costi e tempi di investimento tendenzialmente rigido, o per lo meno poco flessibile.

La complessità tecnologica e il ruolo delle innovazioni, soprattutto se paracadutate dall'esterno, rendono molto difficile immaginare gli sviluppi futuri del sistema elettrico.

UN FUTURO IMPREVEDIBILE

Questa difficoltà si è manifestata appieno fin dall'inizio. Malgrado il settore sia stato il primo in cui in larga misura è venuta meno la distanza fra scienza pura e applicazione tecnica¹¹, chi verso la fine del XIX secolo avesse tentato di prevedere il futuro dell'energia elettrica sulla base delle sue prime applicazioni, quasi certamente non sarebbe riuscito a immaginarne le funzioni che svolge ai giorni nostri.

Innanzitutto non esisteva un unico "sistema elettrico", bensì due: ancora a inizio '900 era infatti tutt'altro che conclusa la cosiddetta «battaglia dei sistemi» fra i sostenitori della corrente continua e i partigiani della corrente alternata, dato che per diversi anni soltanto nel caso di linee molto lunghe i vantaggi tecnici della seconda non erano vanificati dai costi troppo elevati dei trasformatori. Tuttavia, i progressi tecnici e tecnologici finirono per far volgere la situazione a favore della corrente alternata. Nel 1890 il 68% dell'energia era prodotto da impianti in corrente continua; nel 1905 si era scesi al 33%; alla vigilia della prima guerra mondiale appena il 15% degli impianti lavorava in continua¹².

A immaginare la futura forma organizzativa del settore non aiutavano certo i primi impianti di generazione elettrica che, come si è visto, furono costruiti per servire singole applicazioni, quindi privi di una rete di distribuzione dell'energia prodotta, che non fosse quella interna all'azienda utilizzatrice.

La situazione non mutò radicalmente nemmeno quando si fece strada l'idea di vendere l'energia elettrica a utenze diversificate.

Emblematico è il caso del secondo impianto del genere al mondo, realizzato nel 1883 a Milano dalla società Edison, a imitazione di quello newyorkese di Pearl Street, come confermano i sei generatori Jumbo da 90 kW cadauno, installati nella centralissima via di Santa Radegonda, la cui produzione consentì di sostituire con lampade elettriche i beccucci a gas per l'illuminazione della Scala e di utenze limitrofe.

Per l'epoca la produzione della Edison nel primo anno di attività non può essere considerata trascurabile: secondo le stime più attendibili, 760.000 kWh. Sotto il profilo tecnico questi primi impianti erano però sostanzialmente analoghi a quelli isolati: un motore termico azionante una dinamo,

una corta rete elettrica con all'altra estremità le lampade per l'illuminazione. In una situazione del genere sarebbe stato assurdo parlare di «monopolio naturale» per la distribuzione elettrica, anche perché nell'illuminazione delle utenze domestiche e industriali l'impiego del gas risultava ancora tecnicamente superiore o, nella peggiore delle ipotesi, confrontabile con quello dell'energia elettrica. Per di più in termini di sicurezza e di affidabilità il bilancio non era necessariamente favorevole a quest'ultima, molto penalizzata da dicerie sulla sua pericolosità, addirittura per il futuro della comunità umana. Ancora intorno al 1910 nell'avanzatissima Germania il confronto fra illuminazione a gas ed elettrica non si era affatto risolto a favore della seconda: le aziende del gas tedesche, citando dati statistici ufficiali, dichiararono che nel biennio 1908-1909 i danni per incendi causati da corti circuiti erano stati sei volte superiori rispetto a quelli provocati dal gas¹³.

I PRIMI SUCCESSI

Solo nell'illuminazione pubblica le lampade ad arco marcarono immediatamente una netta superiorità rispetto a quelle a gas. Già nel 1881 per l'esposizione universale di Parigi si ebbero i primi esempi di illuminazione elettrica delle strade (di qui l'appellativo di *Ville Lumière*), ben presto utilizzata nelle principali città europee e americane: la denominazione «Città Elettrica» divenne sinonimo di «progresso»¹⁴.

Analogo fu il successo per la trazione elettrica nel caso del trasporto urbano. La prima linea tranviaria elettrificata venne inaugurata a Cleveland nel 1884 e già nel 1890 un sesto dell'intera rete americana di trasporto urbano, pari a poco più di 9.000 km, era stata elettrificata; percentuale destinata a salire fino al 98% nel 1903¹⁵.

Per l'Europa la Tabella I mette in evidenza lo sviluppo diseguale, ma nel complesso dinamico, della trazione elettrica urbana a metà dell'ultimo decennio del secolo XIX.

Tabella I - Linee tranviarie elettriche in esercizio o in costruzione all'inizio del 1895

Paese	Linee in esercizio			Linee in costruzione
	Lunghezza (km)	Potenza (kW)	Vetture automotrici	Lunghezza (km)
Germania	366,2	5.264	652	94,6
Gran Bretagna	68,8	3.443	125	34,2
Austria - Ungheria	44,9	1.639	129	3,8
Belgio	21,7	1.130	48	-
Bosnia	-	-	-	5,6
Spagna	14,0	210	12	-
Francia	96,3	3.160	152	46,0
Italia	18,9	870	33	22,8
Svezia e Norvegia	6,5	146	11	-
Polonia	-	-	-	12,8
Romania	5,6	140	15	-
Russia		10,0	540	32
Serbia	10,0	150	7	-
Svizzera	37,4	1.008	40	2,8

Fonte: "L'industrie électrique", supplemento al n. 7 del 10 marzo 1895.

Per le utenze industriali la realizzazione di impianti isolati asserviti a una sola unità industriale rimase invece la soluzione prevalente per un periodo relativamente lungo: in Italia fino al 1915.

Questa ai nostri occhi inspiegabile anomalia aveva valide motivazioni. Gli autoproduttori non dovevano infatti sopportare gli oneri (e le pesanti perdite dovute alle basse tensioni) derivanti dalla rete di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica. Anche lo svantaggio principale dell'autoproduzione isolata, cioè l'essere costretti ad installare un impianto di generazione con potenza pari almeno alla domanda di punta, allora non era così marcato rispetto a quello gravante sulle imprese elettriche per via delle caratteristiche delle utenze servite. Un esempio lampante è fornito

dai diagrammi di carico riportati nella Figura 4, relativi alla città di Chicago negli anni a cavallo fra fine XIX e inizio XX secolo.

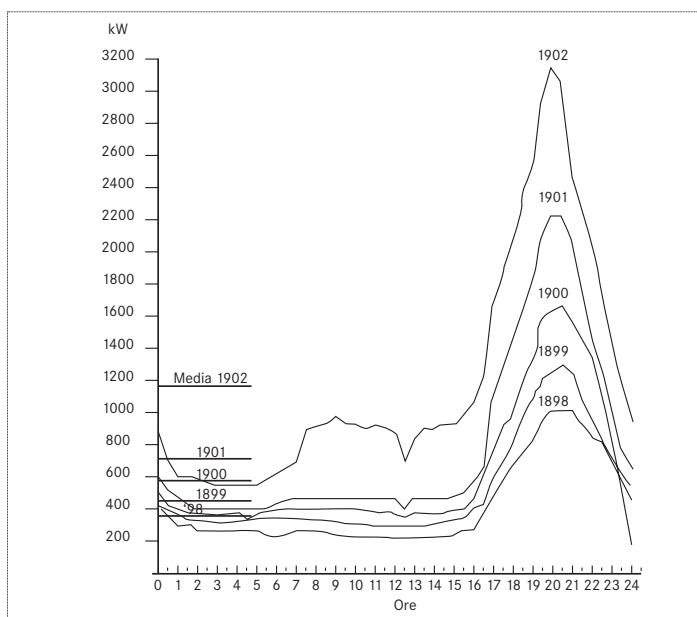


FIGURA 4. CURVA DI CARICO DELLA COMMONWEALTH ELECTRIC COMPANY

Fonte: H.L. Platt, *The Electric City*, Chicago, 1991.

È evidente la sproporzione fra gli investimenti in impianti di generazione elettrica, necessari per fare fronte al picco della domanda, e il loro utilizzo medio nel corso dell'anno. Questo squilibrio minacciò di mandare in bancarotta la *Commonwealth Electric Company*, costringendola a cercare tipologie di utenza che lo diminuissero. Ci riuscì, grazie a una vigorosa campagna promozionale, con tariffe incentivanti il consumo di energia per il funzionamento di motori elettrici in grado di azionare gli ascensori (allora per la prima volta commercialmente disponibili nelle taglie appropriate). La conseguente moltiplicazione in pochi anni del numero di ascensori installati negli edifici di Chicago creò una

domanda elettrica più costante lungo tutto l'arco della giornata.

Per gli stessi motivi¹⁶ anche i primi bilanci della neonata società Edison non furono molto brillanti. Eppure, malgrado queste difficoltà, nel corso del 1884 sorsero in Italia altre quattro aziende aventi come scopo sociale la produzione e la vendita di energia elettrica; entro il 1895, quando ha di fatto termine la fase più pionieristica, in Italia si era già intorno alla ventina di imprese attive nel settore.

IL CONSOLIDAMENTO DEL SETTORE IN ITALIA

Il 1895 rappresenta lo spartiacque fra il periodo delle prime avventurose iniziative e l'avvio del consolidamento del settore, grazie alla fondazione a Zurigo della *Bank für Elektrische Unternehmungen*, universalmente nota come *Elektrobank*, con lo scopo sociale di effettuare in varie forme interventi finanziari nella allora neonata industria elettrica¹⁷.

Nello stesso anno la *Elektrobank* iniziò la sua attività anche in Italia, finanziando le Officine Elettriche Genovesi. L'intervento delle grandi banche, fra cui anche alcune nazionali (Credito Italiano e Banca Commerciale), segnò fin dall'inizio lo sviluppo del sistema elettrico italiano. La proliferazione di aziende nominalmente indipendenti, che alla vigilia della prima guerra mondiale erano diventate quasi trecento, non deve trarre in inganno. Malgrado la presenza di diversi imprenditori autonomi, rimase decisivo il ruolo del grande capitale finanziario, svizzero e tedesco innanzi tutto che, attraverso una complicata rete di partecipazioni, dominava di fatto il settore. Per esempio, all'inizio del XX secolo gruppi tedeschi controllavano più del 40% del comparto.

Una seconda ondata di concentrazioni ebbe luogo pochi anni dopo, quando, in seguito alla nazionalizzazione del grosso della rete ferroviaria italiana, le società espropriate utilizzarono la liquidità acquisita per investire massicciamente nel settore elettrico: ad esempio la Bastogi arrivò ad avere nel 1914 partecipazioni in venti imprese diverse.

Di conseguenza nel 1913 poco più di una decina di soggetti economici controllava oltre il 43,7% del capitale delle società elettriche e praticamente una quota prossima al 100% delle prime 35-40 imprese del settore¹⁸.

Nel frattempo, come stava avvenendo negli altri paesi, anche in Italia si

era passati dalla predominanza di due tipologie d'utenza, illuminazione e trasporto urbano, alla forte crescita di quella industriale. Per fare fronte allo sviluppo della domanda, a causa della povertà delle risorse interne di carbone, l'Italia si differenziò dalla maggior parte degli altri paesi con la scelta a favore dell'utilizzo della fonte idrica (il cosiddetto «carbone bianco»). Già nel 1887 la produzione idroelettrica forniva 200.000 kWh, per superare in soli dieci anni quella termica: 44 milioni di kWh, pari al 59% della produzione complessiva. Questa supremazia permarrà inalterata (negli anni '30 contribuendo addirittura al 95% dell'energia elettrica prodotta in Italia) fino al 1966, quando, per la prima volta, scende sotto il 50% (49,2% per la precisione).

In tal modo, però, la scelta dei siti dove localizzare gli impianti di generazione divenne in larga misura obbligata dalla disponibilità di risorse idriche sfruttabili sia tecnicamente, sia economicamente. Una volta utilizzate le risorse più vicine ai bacini d'utenza, ben prima che in altri paesi si pose il problema del trasporto a notevole distanza dell'energia prodotta. Grazie all'invenzione del trasformatore (in Italia fu presentato per la prima volta a Torino nell'Esposizione internazionale di elettricità del 1884) che permetteva di salire in tensione, e quindi di diminuire le perdite di rete, il trasporto su lunghe distanze diventò meno penalizzante. L'ultimo decennio del XIX secolo vide pertanto la nascente industria elettrica italiana conquistare posizioni di avanguardia nella trasmissione. Per il trasporto verso Milano dell'energia prodotta dalla centrale di Paderno della Edison, entrata in esercizio nel 1898, fu realizzata una linea a 13.500 volt, lunga quasi 13 chilometri: un record, per l'epoca, rispetto ai 6.000 volt della linea Tivoli-Roma e di quella di Heidelberg in Germania¹⁹.

La crescente richiesta di energia elettrica nei primi anni del '900 impose un'altra innovazione radicale: la costruzione di serbatoi artificiali per lo sfruttamento dei bacini idrici alpini, che consentirono di modulare in modo agevole la produzione in funzione della domanda. Già nel 1906 l'Azienda Elettrica Municipale di Milano, fondata dal Comune per contrastare il monopolio cittadino dell'Edison, acquistò una concessione in Valtellina per costruirvi una centrale di 13,5 MW, la cui energia fu vettoziata a Milano con una linea a 65.000 volt lunga 150 Km²⁰.

La modulazione dell'offerta, resa possibile dalla realizzazione di bacini di

accumulo, permise all'Italia di produrre energia elettrica essenzialmente per via idrica fino agli anni '50, quando, per il quasi totale esaurimento di questa risorsa, incominciò ad affermarsi la generazione per via termica; dati i ritmi di crescita della domanda (che allora raddoppiava grosso modo in dieci anni), il sorpasso fu molto rapido.

Nel periodo pionieristico è possibile riscontrare analogie fra l'Italia e la Francia, dove i primi sistemi elettrici si svilupparono in prossimità delle Alpi, per sfruttarne il potenziale idrico, e le prime applicazioni furono nell'industria elettrochimica. Verso la fine del XIX secolo nacquero le prime imprese per fornire l'energia elettrica prodotta per via idrica a città come Lione, Marsiglia, Nizza, principalmente per l'illuminazione pubblica e il trasporto urbano.

In Francia, però, non appena l'industria fu in grado di produrre turbine a vapore di dimensioni appropriate, grazie alla disponibilità di carbone prese il via la realizzazione dei primi impianti termici; inizialmente nella Francia settentrionale, per sfruttare la vicinanza alle miniere, ma in seguito anche altrove.

Comunque, rispetto agli altri paesi europei più elettrificati, nel periodo precedente la prima guerra mondiale la posizione dell'Italia è di tutto rispetto. Anche se si tratta di statistiche lacunose e imprecise, lo confermano i dati di Tabella II, dove fa eccezione la sola Germania, che nel 1913 secondo tali dati avrebbe prodotto il 43,5 di tutta l'energia elettrica generata nei sette paesi esaminati. Anche la crescita complessiva fra il 1900 e il 1913 è impressionante: quasi 8,5 volte.

E' il trionfo della Luce, preconizzato nel 1881 dal Ballo Excelsior, la cui ottimistica allegoria della vittoria della civiltà sulla barbarie, del progresso sull'oscurantismo sarà di lì a poco cancellata dall'«inutile strage» della prima guerra mondiale.

Tabella II - Produzione di energia elettrica in Europa (GWh)

Paese	1890	1895	1900	1905	1910	1913
Italia	0,006	0,030	0,140	0,450	1,300	2,000
Gran Bretagna	-	0,100	0,400	1,200	1,900	2,500
Francia	-	-	0,340	0,530	1,020	1,800
Germania	-	-	1,000	2,600	5,400	8,000
Spagna	-	-	0,190	0,230	0,360	0,500
Svezia	-	-	0,100	0,200	0,800	1,450
Russia	-	-	-	-	-	2,040

Tratto da B.R. Mitchell, *European Historical Statistics*, 1750-1950, Londra, 1975.

Note

1. A. Koyré, *Dal mondo del pressappoco all'universo della precisione*, Torino, 1967.
2. W. Gilbert, *De Magnete, Magneticisque Corporibus et de Magno Magnete Tellure Physiologia Nova*, Londra, 1600.
3. L'utilizzo ludico e "magico" delle acquisizioni in materia di elettricità continuarono per tutto l'800. Oltre agli imbonitori e a qualche divulgatore avanti lettera, vi fecero ricorso anche importanti studiosi per attrarre il pubblico alle loro conferenze. Alla "magia elettrica" non rinunciò neanche Nikola Tesla, che con i suoi studi sulla corrente alternata aprì la strada alla moderna elettrotecnica. Mediante una speciale bobina a induzione faceva passare corrente elettrica attraverso il suo corpo, provocando fiamme bianche che gli fuoriuscivano dal corpo e dalle punta delle dita. Riflessioni stimolanti sulla magia elettrica si trovano in C. Marvin, *Quando le vecchie tecnologie erano nuove*, Torino, 1994.
4. Volta realizza la prima pila a fine dicembre 1799, da lui chiamata "Organo elettrico artificiale". Il 20 marzo dell'anno successivo comunica per la prima volta la notizia in una lettera a sir Joseph Banks, presidente della Royal Society di Londra.
5. *A Treatise on Electricity and Magnetism* fu pubblicato da Maxwell nel 1873.
6. M. Guarnieri, *La distribuzione dell'energia elettrica; nascita, affermazione e contributi italiani*, "Atti del Primo Convegno Nazionale di Storia dell'Ingegneria", Napoli, 8-9 marzo 2006.
7. R. Giannetti, *Tecnologia ed economia del sistema elettrico*, "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. I, Bari, 1992.
8. La pubblicistica italiana è ricca di narrazioni sul "povero Pacinotti" defraudato della sua invenzione dal "perfido Gramme". Geniale inventore, Antonio Pacinotti, cheché ne dica la

vulgata, si rese conto in ritardo delle potenzialità del suo anello, mentre Gramme non solo le colse al volo, ma introdusse tutte le modifiche tecniche necessarie a consentire la produzione industriale di dinamo. Questo, non per sminuire la spregiudicatezza del personaggio (rubò alcune idee anche a Siemens), ma per sottolineare che nella vicenda il suo ruolo non fu affatto parassitario. In fondo la sua storia non è molto diversa da quella del boss di Facebook, Mark Zuckerberg (Ben Mezrich, *The Accidental Billionaires: Sex, Money, Betrayal and the Founding of Facebook*, New York, 2010).

9. C. Bandini, P. Hertner, *Decollo elettrico e decollo industriale*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. I, Bari, 1992.
10. R. Giannetti, *cit.*
11. Per incontrare di nuovo esempi di vicinanza, in alcuni casi di compenetrazione, fra ricerca e realizzazione industriale occorre arrivare agli ultimi decenni, con la quasi compenetrazione fra ricerca biologica e biotecnologie, ricerca sui materiali semiconduttori e microelettronica.
12. L. Segreto, *Elettricità ed economia in Europa*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. I, Bari, 1992.
13. L. Segreto, *ivi*.
14. H. L. Platt, *The Electric City*, Chicago, 1991.
15. L. Segreto, *cit.*
16. I 760.000 kWh prodotti il primo anno dalla centrale di Santa Radegonda corrispondevano a circa 1400 ore di funzionamento a piena potenza (un fattore di carico del 16%).
17. L. Segreto, *Imprenditori e finanziari*, in “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. I, Bari, 1992.
18. *Ivi*.
19. R. Maiocchi, *La ricerca in campo elettrotecnico*, in “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. I, Bari, 1992.
20. *Aem: una storia milanese*, Milano, 1982.

Capitolo II

IL SISTEMA PRENDE FORMA

IL NUOVO RUOLO DEL SETTORE ELETTRICO

La grande guerra rappresentò per il settore un autentico spartiacque. Primo conflitto tecnologico moderno - per la prima volta la meccanizzazione ebbe un ruolo rilevante, l'aviazione si aggiunse alle due armi tradizionali¹, entrarono in azione i primi carri armati, si fece uso di armi chimiche - richiese pertanto uno sforzo industriale senza precedenti, mettendo in risalto l'importanza, talvolta decisiva, dei rifornimenti energetici.

Di tutte le modalità per lo sfruttamento di fonti di energia, quella elettrica era la più moderna e a maggiore contenuto tecnologico. I dubbi residui sulla sua importanza per la crescita economica e per il miglioramento delle condizioni di vita, purché disponibile in quantità adeguate e a prezzi ragionevoli, si erano ormai dissolti, come conferma lo slogan lanciato da Lenin dopo la rivoluzione d'ottobre: "il socialismo sono i soviet più l'elettricità".

Di conseguenza, più di altri utilizzi dell'energia l'elettricità si trovò al centro dell'attenzione e i suoi tecnici e dirigenti incominciarono a sentirsi i demiurghi dello sviluppo, sensazione che nel bene e nel male li ha accompagnati fino ai giorni nostri.

D'altra parte alcuni accadimenti sembravano confermare il nuovo ruolo del *top management* delle imprese elettriche. Walter Rathenau, presidente della tedesca AEG, divenne addirittura ministro degli esteri in uno dei primi governi della repubblica di Weimar². Da noi, come vedremo, un incarico analogo ebbe il numero uno della SADE.

Grazie all'accresciuta consapevolezza del proprio ruolo, diversamente da molti altri settori industriali a cavallo fra le due guerre mondiali il comparto elettrico avvertì l'esigenza di individuare strumenti di confronto e di collaborazione a livello internazionale.

Di qui la proposta avanzata nel 1922 dalla *British Electrical and Allied Ma-*

nufacturers Association di organizzare a Londra il primo congresso mondiale dell'energia, dove in realtà più di tre quarti delle relazioni riguardarono il solo settore elettrico³.

Di qui la creazione nel 1925 dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia elettrica (UNIPED). Oltre a porre le basi di una collaborazione per la soluzione di problemi comuni, a cominciare da metodi omogenei e affidabili per la raccolta dei dati statistici, fin dall'inizio l'UNIPED ebbe un ruolo attivo nella difesa della categoria dalle polemiche e dalle accuse che incominciavano a manifestarsi nell'opinione pubblica nei confronti delle grandi aziende elettriche, ormai tendenzialmente monopoli territoriali e, nel loro insieme, oligopoli. Oltre tutto destinate a diventare sempre più grandi, crescendo di conseguenza il proprio peso economico e la propria influenza politica, dato che dopo la prima guerra mondiale si assiste dovunque a un forte sviluppo della produzione elettrica.

Ce lo conferma la Tabella III, che riporta i dati relativi ai principali paesi europei (che nel '38 producevano complessivamente oltre l'86% del totale dell'energia elettrica del continente) e agli Stati Uniti fra le due grandi guerre. Dal confronto emerge in particolare il forte impulso alla generazione elettrica in Europa, cresciuta di 3,3 volte rispetto alle 2,5 degli Stati Uniti (se, data la sua eterogeneità rispetto agli altri paesi, si esclude dal novero l'Unione Sovietica, l'incremento europeo risulta addirittura pari a 4,2 volte).

Tabella III - Confronto tra la produzione europea e degli Stati Uniti (in GWh)

Paese	1920	1926	1932	1938
Stati Uniti	43.550	67.989	76.714	109.000
Europa*	44.200	70.400	85.500	147.100
URSS	500	3.500	13.500	39.400

*Francia, Germania, Gran Bretagna, Italia, Norvegia, Svezia, Svizzera

Fonte: L. Segreto, *Aspetti e problemi dell'industria elettrica in Europa tra le due guerre*, in "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. III, Bari 1993.

Si tratta di un risultato ancora più significativo tenendo conto della grande recessione economica della fine degli anni '20, durata per una buona parte degli anni '30, nonché dell'assenza di innovazioni radicali, anche se fra

le due guerre aumentarono sostanzialmente le dimensioni delle macchine generatrici (fino a 60 MW) e nella trasmissione a distanza gli Stati Uniti incominciarono a sperimentare quella che ancora oggi in Europa viene considerata una tensione piuttosto elevata: 220 kV.

A questa crescita sostenuta della domanda contribuì in modo rilevante lo sviluppo dell'elettrificazione nell'industria, che tuttavia si differenziò in misura talvolta notevole da paese a paese. Dove ad esempio la disponibilità in loco di carbone era elevata, minore risultava la spinta a investire nella elettrificazione del sistema produttivo, viceversa forte nei paesi dove prevaleva il ricorso all'energia idroelettrica. Fra questi ultimi spiccavano gli incredibilmente elevati 36 kWh assorbiti nel 1938 per unità di produzione industriale in Norvegia, a cui, molto distanziata, seguiva l'Italia con 5,74, sempre però superiori ai 4,99 della Germania e ai 3,49 della Gran Bretagna, paesi a più elevato sviluppo industriale, ma con forti riserve nazionali di carbone. D'altra parte un fenomeno analogo si verificò nei trasporti ferroviari, dove agli antipodi troviamo le ferrovie italiane e quelle inglesi (Tabella IV).

Tabella IV - Lunghezza delle linee ferroviarie elettrificate in alcuni paesi europei (in chilometri)

Paese	1913	1927	1931	1937
Italia	810	1.251	1.945	3.929
Svezia	143	909	907	3.355
Francia	749	1.119	1.931	2.997
Germania	280	1.205	1.574	2.263
Svizzera	564	1.665	1.966	2.124
Gran Bretagna	375	644	771	1.138

Elaborazione dati da L. Segreto, *Aspetti e problemi dell'industria elettrica in Europa tra le due guerre*, in "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. III, Bari 1993.

Nel medesimo periodo l'ingresso dell'elettricità fra le pareti domestiche incominciò a diventare fenomeno diffuso nei paesi più sviluppati, grazie anche al calo dei prezzi dell'energia elettrica. Nel 1936 il costo del kWh per usi domestici fu in Gran Bretagna il 23,5% di quello del 1914, il 31,9% in USA, lo 83,3% in Germania. Di conseguenza fra il 1920 e il 1938 il numero di abitazioni allac-

ciate alla rete elettrica passò da 8,7 a 23,4 milioni negli Stati Uniti, da 1,35 a 9 milioni in Gran Bretagna, da 5 a 12 milioni in Giappone.

Fra le due guerre si registrò anche l'avvio consistente della elettrificazione rurale: prima del secondo conflitto mondiale i tre quarti della popolazione agricola francese erano già collegati alla rete elettrica, contro i due terzi circa della Gran Bretagna e percentuali molto inferiori (poco più del 12%) negli Stati Uniti, però con grossi divari fra stato e stato (ad esempio più del 50% in California contro pochi per cento nel profondo Sud) ⁴.

La crescita sostenuta della domanda richiese il parallelo sviluppo di reti adeguate a livello nazionale (o, negli Stati Uniti, per bacini di utenza sufficientemente estesi) che infatti in America e in Europa assunsero dimensioni significative sia per la trasmissione a distanza sia per la distribuzione⁵. Già alla fine degli anni '20 in Gran Bretagna è avviata la realizzazione della *National Grid*. In Germania entrarono in funzione le prime linee a 220 kV e si incominciò addirittura a predisporre alcune in grado di essere trasformate a 380 kV. In Francia incominciò a definirsi un assetto organizzativo basato su aziende di dimensioni regionali, che nel 1936 diedero addirittura vita a una rete nazionale interconnessa.

Naturalmente gli impegni finanziari richiesti per un'espansione così sostenuta dei sistemi elettrici fra le due guerre continuarono a rafforzare i grandi gruppi elettrici all'interno dei singoli paesi, la struttura oligopolistica del settore e la presenza diretta nell'azionariato del capitale finanziario, il che spiega almeno in parte la spinta alle nazionalizzazioni che in alcune nazioni europee investirà il settore dopo il 1945.

L'EFFETTO SCHUMPETERIANO DELLA GUERRA

Insieme alla distruzione di vite (troppe) e di beni materiali (relativamente pochi rispetto al secondo conflitto mondiale), sull'assetto del sistema elettrico italiano la Grande Guerra agì da succedaneo della schumpeteriana distruzione creatrice. Con effetti dirompenti.

La legislazione di emergenza varata negli anni del conflitto mediante una complessa serie di meccanismi e di eventi, formalmente motivati dall'esigenza di proteggere un settore strategico, portò alla «italianizzazione» delle aziende elettriche, sottraendone il controllo ai capitali stranieri. In questo facilitata da

un preesistente, ma ora diventato senso comune, atteggiamento di diffidenza, o addirittura di ostilità, verso i capitali tedeschi, assai presenti nella proprietà delle aziende elettriche insieme a quelli svizzeri e belgi, le cui finanziarie erano considerate mere coperture dei primi⁶.

Veicolo privilegiato dell'«italianizzazione» fu la Società nazionale per lo sviluppo delle imprese elettriche, dietro la quale come *deus-ex-machina* ritroviamo la Banca Commerciale, ancora troppo in odore di teutonofilia per comparire in prima fila. Se pure in tono minore, altre banche, come il Credito Italiano, intervengono direttamente o mettono a disposizione degli imprenditori privati i capitali necessari all'acquisto delle azioni sequestrate ai «nemici»⁷.

Inoltre, nell'immediato dopoguerra le crisi dell'Ansaldo e dell'ILVA, provocate dalla scomparsa delle commesse belliche, costrinsero questi due gruppi a dismettere le cospicue partecipazioni a imprese elettriche, che furono acquisite da altre aziende del settore o dalle banche che le controllavano⁸. Nello stesso periodo una serie di incentivi (ad esempio per l'elettrificazione del trasporto ferroviario) e notevoli aumenti tariffari diedero nuovo impulso allo sviluppo e alla concentrazione del settore: all'inizio degli anni '20 nessuna azienda elettrica si collocava fra le prime dieci imprese del paese, mentre nel 1927 erano già diventate quattro e dieci anni dopo occupavano addirittura il primo (Edison)⁹, il terzo (SME), il quarto (SIP) e il sesto (SADE) posto¹⁰.

Emblematica dell'intreccio fra imprenditori che difendevano a oltranza la loro autonomia dalle ingerenze dello stato, salvo poi pretendere e ottenere normative o agevolazioni finanziarie ad hoc¹¹, la vicenda di Giuseppe Volpi. Dimentico dei suoi trascorsi massonici, aderì tempestivamente al fascismo, ricavandone prestigiosi incarichi pubblici (dal 1922 al 1925 governatore della Tripolitania, dal 1925 al 1928 ministro delle finanze, dal 1934 al 1943 presidente della Confindustria). Nella veste di ministro delle finanze negoziò consistenti prestiti americani (garantiti dallo stato) di cui i grandi gruppi elettrici furono i destinatari privilegiati¹².

Non minori furono le opportunità di crescita che, incurante degli evidenti conflitti di interesse, egli procurò alle imprese in cui era coinvolto¹³. Se la SADE ascese nel Gotha dell'industria nazionale **in** larga misura lo si deve al duplice ruolo di Volpi: da un lato capo dell'azienda, dall'altro controllore di fatto della Società del porto industriale, cui non solo furono ceduti a titolo gratuito i terreni per la realizzazione dell'area industriale di Porto Marghera, ma anche

il compito di selezionare le imprese che dovevano installarvi¹⁴. Ovvio che porto Marghera sia diventata un polo chimico, settore *energy intensive*.

Una spinta ulteriore al consolidamento delle principali industrie elettriche venne dalla grande depressione americana, che costrinse i grandi investitori d'oltre oceano a liberarsi dei cospicui pacchetti di azioni elettriche italiane in loro possesso, e successivamente dalla crisi che agli inizi degli anni '30 colpì le principali banche italiane, Commerciale e Credito Italiano in testa. L'intervento dello stato in particolare mise fine alle cosiddette banche miste, le cui partecipazioni in imprese elettriche furono inizialmente raggruppate all'interno dell'IRI, allora appena costituito con la funzione di "ospedale" per le aziende in crisi.

Una presenza pubblica così estesa non era però gradita alle imprese elettriche private: di qui una sequenza di complicati passaggi di pacchetti azionari, che ridussero drasticamente la presenza dello stato (attraverso l'IRI) nell'Edison e determinarono un assetto destinato a rimanere praticamente inalterato fino alla nazionalizzazione del 1962¹⁵. La parte più significativa del mercato elettrico fu suddivisa fra cinque gruppi, di cui tre privati: l'Edison, attiva principalmente in Lombardia e in Liguria, la Centrale in Toscana e Lazio, ma anche in Emilia, e la SADE nel Triveneto; e due pubblici (controllati dall'IRI): la SIP in Piemonte e la SME nell'Italia meridionale.

SVILUPPO DEL SISTEMA ELETTRICO IN ITALIA

Sotto il profilo della crescita della produzione, nel periodo fra le due guerre il trend dell'Italia non fu diverso da quello delle altre nazioni europee, in questo favorita da una legislazione sulla concessione delle acque pubbliche che, a partire da un decreto del 1919, rese spedito il loro sfruttamento per la generazione elettrica.

Unica differenza sostanziale, si consolidò il carattere quasi esclusivamente idrico della potenza elettrica installata, passata dal 71,62% del totale nel 1918 all'83,3% nel 1938, anche se si tratta di un incremento in parte dovuto a impianti destinati a soddisfare la domanda di punta, come si desume dalla contemporanea lieve riduzione del contributo idrico all'energia prodotta (dal 95,3% al 93,8%)¹⁶.

La seconda fonte endogena ad assumere un ruolo non trascurabile è la geo-

termica, basata sullo sfruttamento del calore della terra, che si manifesta attraverso l'aumento progressivo della temperatura delle rocce con la profondità, secondo un gradiente geotermico, in media, di 3°C ogni 100 m. Alcune zone presentano gradienti più alti della media (9-12°C ogni 100 m), dovuti ad anomalie geologiche o vulcaniche. L'energia ivi accumulata può diventare disponibile se sono presenti acqua o vapore, che fluiscono dal serbatoio geotermico alla superficie spontaneamente (geyser, soffioni, sorgenti termali) o vengono erogati artificialmente tramite perforazione meccanica (*pozzo geotermico*).

Nell'area di Larderello, in Toscana, già all'inizio dell'800 i vapori del sottosuolo furono sfruttati per estrarne l'acido borico di cui erano ricchi (di qui la denominazione *soffioni boraciferi*). Questa attività proseguì fino ai primi decenni del '900, anche se divenne via, via meno remunerativa.

L'idea di utilizzare il vapore per la generazione elettrica si tradusse nel 1904 nella realizzazione di un esperimento produttivo, il primo al mondo¹⁷: mediante uno scambiatore di calore (*ciclo indiretto*) si produsse vapore puro, che azionava un motore a pistone, accoppiato a una dinamo da 10 kW, alla quale erano collegate cinque lampadine di pochi watt ciascuna. Solo nel 1913 si arrivò a un vero e proprio impianto di produzione da 250 kW, dove, sempre tramite ciclo indiretto, il vapore alimentava una turbina a vapore coassiale con il generatore elettrico.

Solo nel 1923 si sperimentò su piccola scala l'immissione diretta in turbina del vapore proveniente dal sottosuolo (*ciclo diretto*), che nel 1926-1927 portò alla realizzazione della prima centrale di questo tipo (due gruppi per un totale di 1,4 MW), seguita nel 1930 da Larderello 1 (un solo gruppo da 3,5 MW)¹⁷.

A partire dalla metà degli anni '30 si verifica il primo miniboom: da 11 MW installati nel 1935 si passa a 63 MW nel 1938, 81 MW nel 1941, 119 MW nel 1942¹⁸.

La scelta della fonte idrica, cui si aggiunse il contributo della geotermia, fu dunque una costante a partire dalla fine del primo conflitto mondiale. Fin da allora il massimo di autonomia energetica divenne una scelta strategica della politica nazionale, naturalmente utilizzata come leva dalle industrie del settore per ottenere condizioni complessive tali da rendere largamente remunerativi gli investimenti in impianti idroelettrici.

Quando, dopo le sanzioni (blandamente) applicate all'Italia a seguito dell'aggressione all'Etiopia, con il lancio dell'Autarchia il problema dell'indipendenza

dall'estero venne esteso a tutte le materie prime d'importazione, l'unico settore produttivo già concretamente avviato su questa strada era quello elettrico. Questa circostanza ha fatto erroneamente scrivere che la produzione di elettricità fu uno dei rari campi in cui il piano autarchico del fascismo conseguì sostanzialmente i risultati previsti¹⁹.

In realtà (Tabella V) nel periodo 1931-1941 la crescita della produzione idroelettrica e geotermica continuò secondo il tasso richiesto per fare fronte a una domanda anch'essa raddoppiata nel decennio (solo dopo il 1941 iniziò a diminuire a causa degli eventi bellici).

Tabella V - Produzione elettrica per fonte in Italia (in GWh)

Anno	Idroelettrica	Termica	Geotermica	Totale	Termica su totale
1931	10.180	237	53	10.470	2,3%
1932	10.260	280	50	10.590	2,6%
1933	11.300	274	76	11.650	2,4%
1934	12.270	257	73	12.600	2,0%
1935	13.420	298	82	13.800	2,2%
1936	13.261	293	93	13.647	2,1%
1937	14.861	444	125	15.430	2,9%
1938	14.580	761	203	15.544	4,9%
1939	17.006	923	488	18.417	5,0%
1940	17.898	997	536	19.431	5,1%
1941	19.270	842	649	20.761	4,1%

Elaborazione da TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2010: Dati storici*, Roma 2011.

Tuttavia, la Tabella V mette in evidenza che, benché modesto, il contributo della produzione elettrica per via termica rimane per i primi anni '30 sostanzialmente costante, per poi crescere, fino a più che raddoppiare percentualmente proprio negli anni della politica autarchica, che sono anche quelli di preparazione a un possibile conflitto. In altri termini, quando si fa massima la domanda per usi militari diretti e indiretti (produzione di armamenti), anche

nella produzione elettrica aumenta la dipendenza dall'estero.

In conclusione, pure in questo comparto la forzatura politica non ha modificato un tasso di crescita rimasto praticamente inalterato lungo tutto il periodo fra le due guerre: di poco inferiore al 7%, in linea con quello sperimentato fino agli anni '70 nei principali paesi sviluppati (noto come legge di Ailleret del raddoppio ogni dieci anni), essenzialmente dovuto alla crescita della domanda industriale, come conferma la struttura dei consumi elettrici alla vigilia del secondo conflitto mondiale, quando le utenze elettrochimiche ed elettrometallurgiche totalizzano il 30,5% dei consumi, le altre utenze industriali il 46,9%: in totale il 77,4%. La trazione è all'11,1%, un modesto 1,1% va all'agricoltura, mentre i consumi civili si accontentano del 10,4%.

Un panorama, insomma, radicalmente cambiato rispetto a inizio secolo, quando dominanti erano l'illuminazione e la trazione.

Dove viceversa l'Italia perse la posizione d'avanguardia che, come abbiamo visto nel Capitolo I, aveva all'inizio del XX secolo, fu nel settore della trasmissione elettrica. All'adozione di linee a 220 kV arrivò soltanto verso la fine degli anni '20, e nel corso degli anni '30 la lunghezza della rete a 220 kV restò sempre bloccata intorno a 500 km (480 km nel 1931, 505 km nel 1940)²⁰.

Questo limite, e che di un limite si trattasse era evidente anche allora, fu causato soprattutto dalla resistenza della Edison, contraria a un'integrazione delle zone del centro- sud con quelle meridionali, che avrebbe potuto infrangere il suo monopolio di fatto nell'area più industrializzata del paese (Piemonte orientale, Liguria, Lombardia). Una battaglia di retroguardia non solo tecnologica, perché rappresentò uno dei tanti tasselli che avrebbero portato la società di Foro Buonaparte a un crescente "splendido isolamento", rendendola a un certo punto incapace di prevedere per tempo le nubi che si stavano addensando sulla proprietà privata di gran parte del sistema elettrico italiano.

A interrompere la crescita della produzione e dei consumi intervenne il secondo conflitto mondiale, che produsse effetti devastanti nei paesi attraversati dalla guerra e/o sottoposti ai bombardamenti aerei. Ne troviamo conferma nella produzione elettrica italiana, che pure era in larghissima misura indipendente da fonti energetiche di importazione (Tabella VI). Nel 1945 la produzione lorda di energia elettrica era scesa al 61% di quella del 1940: questo, in soli cinque anni!

Tabella VI - Produzione elettrica lorda 1941-1945 (in GWh)

Anno	Produzione elettrica lorda
1941	20.761
1942	20.233
1943	18.247
1944	13.545
1945	12.648

Elaborazione da TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2010: Dati storici*, Roma 2011.

Eppure la caduta non solo della produzione, ma della stessa capacità produttiva, avrebbe potuto essere assai peggiore. Alla fine del conflitto in Italia era andato distrutto il 40% del patrimonio produttivo elettrico nel Mezzogiorno, il 96% nell'Italia centrale, ma solo il 5% nel Nord, non coinvolto dal passaggio del fronte e dove negli ultimi giorni di guerra alla protezione delle installazioni industriali contribuì l'iniziativa delle forze partigiane: una circostanza fortunata, visto che lì si concentrava la maggior parte del patrimonio elettrico nazionale, talché nel complesso ne risultò distrutto *soltanto* un quarto²¹.

Nel 1945 di fronte alle distruzioni belliche, con l'economia in ginocchio, un osservatore avrebbe potuto facilmente sbagliarsi, avanzando per il futuro immediato previsioni pessimistiche che la realtà, in Italia come nel resto d'Europa, avrebbe rapidamente smentito.

Note

1. Il triste primato dell'utilizzo dell'aviazione per scopi bellici spetta però agli italiani, che la impiegarono contro i nemici già durante la guerra libica del 1911-1912.
2. Il ministro Rathenau fu assassinato da un gruppo di estremisti di destra in quanto ebreo e sostenitore della cooperazione europea.
3. *The Transactions of the First World Conference*, Londra, 1924.
4. L. Segreto, *Aspetti e problemi dell'industria elettrica in Europa tra le due guerre*, "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. III, Tomo I, Bari, 1993.
5. *Ivi*.
6. M. Giannetto, *L'industria elettrica nella mobilitazione bellica*, "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. II, Bari, 1993.

7. I. Zilli, *Banca e industria elettrica in Italia*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. II, Bari, 1993.
8. *Ivi*.
9. Spesso in modi non molto ortodossi: cfr. la testimonianza del senatore Ettore Conti, allora uno dei protagonisti dell’industria elettrica, su come nel 1926 Edison gli sottrasse l’azienda (E. Rossi, *Il monopolio privato sotto accusa*, “Le baronie elettriche”, Bari, 1960).
10. L. Segreto, *Gli assetti proprietari*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. III, Tomo I, Bari, 1993.
11. Quando, nell’immediato dopoguerra, per le esigenze di finanziamento delle aziende si ventilò una partecipazione dello stato nel loro capitale, la risposta di Ettore Conti fu drastica: “il capitale privato non si alleerà con lo Stato in questa forma perché non sarebbe libero nella iniziativa”. Salvo, nella stessa circostanza, chiedere sgravi fiscali, che puntualmente arrivarono.
12. G.G. Migone, *Gli Stati Uniti e il fascismo. Alle origini dell’egemonia americana in Italia*, Milano, 1980.
13. Sergio Romano, *Giuseppe Volpi - Industria e finanza tra Giolitti e Mussolini*, Venezia, 1997.
14. R. Petri, M. Reberschak, *La Sade di Giuseppe Volpi e la nuova «Venezia industriale»*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. II, Bari, 1993.
15. L. Segreto, *Giacinto Motta - Un ingegnere alla testa del capitalismo industriale italiano*, Bari, 2005.
16. ENEL, *Production and consumption of electricity in Italy*, Roma, 1996.
17. Unione Geotermica Italiana, *La geotermia ieri, oggi, domani*, Pisa, 2007.
18. TERN, *Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2010: Dati storici*, Roma 2011.
19. M. Ruzzenenti, *L’autarchia verde*, Milano, 2011.
20. TERN, *cit*.
21. G. Brancaccio, *L’industria elettrica durante la guerra*, “Storia dell’industria elettrica in Italia”, vol. III, Tomo I, Bari, 1993.

Capitolo III

L'ETÀ MATURA

Dopo il conflitto all'Europa bastarono pochi anni per raggiungere i livelli di generazione elettrica prebellici, dopo di che la domanda continuò a crescere a tassi sostenuti, accompagnata da analoghi incrementi nelle dimensioni degli impianti di generazione e nel livello di tensione delle linee di trasmissione e distribuzione.

Allo sviluppo quantitativo dei sistemi elettrici si accompagnarono due altre novità di rilievo: in campo istituzionale, alcune nazionalizzazioni, nelle strategie di utilizzo delle fonti energetiche, lo sviluppo degli impianti nucleari.

LE NAZIONALIZZAZIONI IN EUROPA

Nell'immediato dopoguerra assistiamo alla nazionalizzazione del sistema elettrico in Francia e in Gran Bretagna. Sono decisioni politiche in linea con gli indirizzi economici allora dominanti che, ispirandosi alle teorie keynesiane¹, ritenevano ineludibile l'intervento attivo dello stato nell'economia, se del caso anche attraverso il controllo di settori industriali o di imprese consideratistrategici. Tendenza rafforzata dalla circostanza che a livello europeo nelle prime elezioni del dopoguerra quasi dovunque le forze politiche di sinistra ricevettero elevati consensi.

Oltretutto in Francia la nazionalizzazione dell'industria elettrica rientrò in un programma più ampio di espropri, che rispondevano a motivazioni di varia natura: ad esempio quello della Renault fu deciso per punire la proprietà, rea di collaborazionismo con gli occupanti tedeschi e col governo del maresciallo Pétain.

Per il settore elettrico², nell'orientare le forze politiche francesi a favore della nazionalizzazione fu decisiva l'esistenza di un monopolio

naturale nella trasmissione e nella distribuzione e di un oligopolio di fatto nella generazione, solo in apparenza molto frammentata: i primi cinque produttori da soli fornivano il 74% dell'energia elettrica. Tuttavia, pesarono non poco anche la sua valenza strategica e l'accusa di collaborazionismo: durante il periodo di Vichy il settore venne infatti messo sotto il controllo del governo e per conto di quest'ultimo fu gestito dal *Comité d'Organisation* del settore elettrico, che in pratica coincideva con l'associazione padronale di categoria.

Ciò nonostante il processo di nazionalizzazione dovette superare non poche resistenze: la legge che istituiva un unico ente verticalmente integrato, l'*Electricité de France* (EdF), fu approvata soltanto nell'aprile 1946 dopo un lungo e contrastato dibattito.

In Gran Bretagna³ la presenza diretta dello stato nel settore risaliva al 1926, quando fu costituito uno dei primi enti pubblici del paese, il *Central Electricity Board*, con la missione specifica di realizzare la rete di trasmissione. Questa scelta, effettuata con largo anticipo rispetto ad altri paesi, permise di dare subito il via a una rete caratterizzata da una tensione (132 kV) molto alta rispetto alle allora ridotte percorrenze dell'energia e di integrare l'intero sistema elettrico, consentendo di ridurre drasticamente i prezzi all'utenza (come si è documentato nel Capitolo II, a metà degli anni '30 per i consumi domestici la Gran Bretagna poteva vantare il record nei ribassi rispetto ai valori del 1914). Per contro il sistema di distribuzione, in mano a 200 aziende private e a 369 enti municipalizzati, era così frammentato da non consentire le opportune economie di scala. Anche sotto il profilo tecnico-economico, soprattutto di fronte ai successi del *Central Electricity Board*, lo status quo appariva quindi poco difendibile.

Forte di queste motivazioni aggiuntive, nel 1948 il governo laburista nazionalizzò il settore. Dopo alcuni anni, e precisamente nel 1957, esso assunse la configurazione destinata a durare fino alla sua privatizzazione: per la parte più consistente, Inghilterra e Galles, la produzione e la trasmissione furono affidate al *Central Electricity Generating Board*, mentre la distribuzione venne suddivisa fra dodici enti regionali.

Le nazionalizzazioni furono però un fenomeno circoscritto ad alcuni

dei principali paesi europei (non coinvolse in particolare la Germania⁴), che non ebbe alcuna influenza in USA, dove le uniche esperienze su larga scala di presenza pubblica nel settore risalgono agli anni '30 e furono istituite dall'amministrazione federale nel quadro del programma rooseveltiano di superamento della grande depressione. Il primo ente pubblico, creato nel 1933, fu la *Tennessee Valley Authority* (TVA). Sorta per sfruttare l'energia idrica del fiume Tennessee e dei suoi affluenti, la TVA ha successivamente esteso la propria capacità produttiva, realizzando impianti sia termici sia nucleari. Caratteristica della TVA è stata fin dall'inizio quella di non impegnarsi nella distribuzione, bensì di vendere l'energia elettrica a circa 150 aziende locali, cooperative o municipalizzate.

Motivazioni analoghe portarono a creare nel 1937 la *Bonneville Power Administration* (BPA). Ubicata nel *Pacific Northwest*, con circa 20.000 MW idroelettrici, a cui recentemente si sono aggiunti diversi impianti eolici, attraverso la propria rete di trasmissione vende all'ingrosso circa metà dell'energia richiesta nel *Northwest*.

LA SITUAZIONE ITALIANA NEL PRIMO DOPOGUERRA

In Italia la nazionalizzazione fu decisa nel 1962 con circa quindici anni di ritardo rispetto a Francia e Gran Bretagna, sulla base degli accordi programmatici che diedero vita al primo governo di centro-sinistra.

Naturalmente anche prima non mancarono iniziative in tal senso⁵. Negli anni 1946-1947 furono ad esempio avanzate esplicite proposte legislative, che prevedevano la nazionalizzazione della produzione e della trasmissione dell'energia elettrica. Altre ipotesi di riforma riguardarono la nazionalizzazione della sola trasmissione, accoppiata però ad altri provvedimenti intesi ad assicurare la costruzione dei nuovi impianti nel quadro di un piano regolatore nazionale per l'utilizzazione delle risorse idriche⁶. Non se ne fece però nulla, e fino al 1962 non si riuscì mai a discutere in Parlamento le numerose proposte in materia di iniziativa parlamentare, anche se lo sviluppo del settore avrebbe giustificato una maggiore attenzione al tema.

Nell'immediato dopoguerra la produzione elettrica in Italia era infatti

cresciuta principalmente grazie al ripristino degli impianti danneggiati da eventi bellici, tanto che nel 1948 risultò soltanto del 25% superiore a quella del 1939, mentre gli incrementi negli altri paesi europei coinvolti (e sconvolti) dalla guerra risultarono di gran lunga più elevati: citando a caso, +40% in Francia, +76% in Gran Bretagna, +80% in Polonia, +47% in Ungheria. Fra le nazioni di un certo rilievo, solo la Germania realizzò crescite più contenute, ma, oltre a essere molto più distrutta dell'Italia, nei primi anni del dopoguerra il suo sviluppo venne limitato dai pesanti vincoli posti dalle potenze occupanti⁷.

Anche successivamente in Italia la crescita della produzione elettrica continuò a essere non particolarmente brillante: fra il 1947 e il 1950 l'incremento medio annuo fu pari al 6,25%, tanto che il programma per il settore presentato nel 1948 dal governo italiano al Comitato dell'energia elettrica dell'OECE (ora OCSE), ma in realtà elaborato dall'associazione di categoria ANIDEL, venne ritenuto insufficiente e l'Italia invitata a predisporre un programma complementare.

La situazione non mutò nemmeno dopo il 1950. Il tasso medio di crescita della domanda complessiva di energia per effetto del boom economico raggiunse livelli senza precedenti (9,3% all'anno fra il 1950 e il 1963), ancora più spettacolari se confrontati con il già elevato tasso di crescita annuo del Prodotto Interno Lordo (+6,0%), ma questo risultato dipese innanzi tutto dall'andamento del consumo di gas naturale, aumentato di ben quattordici volte (incremento medio annuo: +20%), e da quello di poco inferiore del petrolio (+15,8%). Viceversa, nello stesso periodo la produzione di energia elettrica crebbe in media dell'8,1% all'anno, un tasso addirittura inferiore a quello complessivo per i consumi energetici, in controtendenza rispetto al contemporaneo incremento della penetrazione elettrica⁸ in quasi tutti i paesi sviluppati⁹.

Anche per queste ragioni, malgrado la battuta d'arresto subita, il tema della nazionalizzazione rimase sempre vivo e tornò sul proscenio nella seconda metà degli anni '50, quando a livello internazionale assunse un peso crescente il convincimento che, in tempi abbastanza contenuti, l'energia nucleare avrebbe acquisito un ruolo dominante nella produzione elettrica.

Il tentativo di controllare il futuro di questa fonte energetica da parte dell'industria privata nell'immediato dopoguerra fu incentrato sul CISE¹⁰, una piccola società fondata nel 1946 da Edison, Cogne e Fiat, cui dopo poche settimane si aggiunsero SADE e Montecatini. Il Gotha, insomma, dell'industria italiana dell'epoca, che non a caso si unì per promuovere la ricerca nucleare. Nella sostanza, però, limitandosi a mettere il cappello sulla sedia, per occuparla. I finanziamenti furono infatti concessi col contagocce, così che dopo un decennio il CISE era ancora una piccola cosa.

Sul versante pubblico nel 1952 nacque a Roma il Comitato Nazionale per la Ricerca Nucleare (CNRN), di cui divenne segretario generale Felice Ippolito, per nulla disposto a ritagliarsi una posizione di secondo piano.

A questo punto lo scontro fra CNRN e CISE, cioè fra intervento pubblico e iniziativa privata, era aperto. Un armistizio provvisorio fu siglato nel 1955, quando le azioni del CISE furono ripartite fifty-fifty fra imprese private e IRI-ENI, mentre al CISE stesso venne affidato dal CNRN il compito di realizzare il centro di ricerca nucleare di Ispra, vicino a Varese.

La tregua, però, fu di breve durata. Nell'ottobre del 1957 si arrivò alla rottura: più di un terzo del personale del CISE passò al CNRN, mentre dopo pochi mesi anche l'ENI si ritirò, concentrando il proprio impegno nella neonata Agip Nucleare. Al di là del *casus belli*, quanto avvenne mise in evidenza l'incompatibilità di due diverse strategie. Da un lato il vertice delle industrie elettriche private, culturalmente vecchio, timoroso, se non addirittura ostile, verso ogni cambiamento dello *status quo*, modesto anche come capacità manageriale. Dall'altro uomini, come Mattei e Ippolito, discutibili finché si vuole, ma portatori di idee nuove, moderne, adeguate ai tempi.

Nel 1960 il CNRN si trasformò in Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (CNEN) con compiti, oltre che di ricerca, anche di promozione industriale, per adeguarlo all'evoluzione dello scontro fra pubblico e privato, che nel frattempo si era tradotto in iniziative concrete, fra loro contrapposte.

Fra il 1956 e il 1958 furono infatti varati i programmi per la costruzione di ben tre centrali nucleari. L'ENI, attraverso la Società SIMEA, decise di realizzare a Latina un impianto gas-grafite su licenza inglese. Le principali

società elettriche, sia pubbliche che private, nel 1956 diedero vita alla Società Elettronucleare Italiana (SELNI), ma nel 1957 si arrivò alla rottura fra la componente privata e le aziende controllate dall'IRI: è la prima significativa crepa nel fronte degli elettrici. La SELNI passò sotto il controllo della Edison, che le affidò la realizzazione della centrale PWR di Trino Vercellese, su licenza Westinghouse. Le aziende dell'IRI crearono la Società Elettronucleare Nazionale (SENN), che con il supporto esterno del CNEN realizzò la centrale BWR del Garigliano, su licenza General Electric.

E' chiaro l'obiettivo di ciascuno dei tre contendenti: conquistare una posizione di forza in una tecnologia ritenuta strategica per il futuro del settore elettrico.

LA NAZIONALIZZAZIONE ITALIANA

D'altra parte, proprio il miracolo economico mette in evidenza i limiti e i rischi di uno sviluppo privo di strumenti adeguati per governarlo. Non a caso tornano contemporaneamente alla ribalta sia il tema della programmazione economica, sia quello di una politica energetica, che per definizione non può prescindere da un ruolo significativo dell'amministrazione pubblica. In materia si confrontano tre linee: una difensiva, dei sostenitori dello status quo; una seconda, propugnata da Enrico Mattei, che vede nell'ENI lo strumento intorno a cui costruire un ente energetico nazionale unico (l'entrata dell'ENI nel settore nucleare era funzionale a questa ipotesi); una terza, che propone una struttura ad hoc per la gestione da parte dello stato del sistema elettrico. Sottocaso delle due ultime ipotesi, l'opzione a favore di una transizione graduale verso la nazionalizzazione, mediante l'ipoteca dello stato sui soli impianti nucleari, di cui si prevedeva un ruolo dominante nel sistema elettrico del futuro.

Con la legge del 6 dicembre 1962 prevalse la terza ipotesi. Raramente il confronto politico in Italia fu così serrato (in sei mesi si passò dall'approvazione del disegno di legge da parte del Consiglio dei Ministri alla sua pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale) e virulento. Tuttavia la durezza dello scontro non deve ingannare: i giochi erano già fatti, visto che una parte importante del mondo industriale italiano, Fiat in testa, aveva abbandonato al proprio destino le imprese elettriche private¹¹.

Nacque così l'Enel, ente economico avente personalità giuridica di diritto pubblico, in grado di finanziarsi solo tramite l'emissione di obbligazioni, cui era però vietato di promuovere la costituzione di società, di assumere partecipazioni, di svolgere attività all'estero. La soluzione adottata fu coerente con la scelta di non assorbire le società elettriche, pagando gli indennizzi ai singoli azionisti, ma di versarli alle società stesse a condizioni molto favorevoli: rimborso in dieci anni, contro ad esempio i cinquanta decisi dal Governo Giolitti per la nazionalizzazione delle ferrovie; possibilità per le banche di anticipare la corresponsione delle rate di indennizzo; facilitazioni fiscali sulle fusioni, con lo scopo di incoraggiare le vecchie società elettriche a investire in settori strategici più innovativi, obiettivo mancato per la insipienza del management di tali società¹². Viceversa l'Enel, priva di un fondo di dotazione e con l'onere dei rimborsi accelerati alle ex-aziende elettriche, si trovò fin dall'inizio in condizioni finanziarie assai difficili.

La legge assegnò al nuovo ente il monopolio dell'importazione di energia elettrica dall'estero e ne fece il principale produttore, trasportatore e distributore di elettricità. Agli autoproduttori (i loro impianti produttivi furono riconosciuti tali se almeno il 70% dell'energia prodotta era consumata all'interno della fabbrica) e alle aziende municipalizzate la legge di nazionalizzazione del settore consentì di restare in vita, ma con l'obbligo di vendere ad Enel, a tariffe prefissate, gli esuberanti di elettricità prodotta rispetto al proprio fabbisogno (autoproduttori) o a quello dei propri utenti (municipalizzate). Al di fuori rimasero infine i piccolissimi produttori (meno di 10 GWh/a), in pratica aziende che fornivano energia su isole molto piccole, ma, ogni qual volta la crescita della domanda li avesse portati a superare la soglia dei 10 GWh (situazione che nei decenni successivi si verificherà in più di un caso), anche loro sarebbero stati assorbiti dall'Enel.

Infine la legge di nazionalizzazione stabilì che gli autoproduttori, le municipalizzate e i piccolissimi produttori, oltre alla generazione conservassero le linee elettriche di cui erano già proprietari, naturalmente con la possibilità di potenziarle.

L'integrazione in un'unica struttura aziendale di società con storie ed esperienze diverse non fu impresa facile e nemmeno rapida. Trenta anni

dopo, quando Enel da ente pubblico economico si trasformò in società per azioni, la sua organizzazione territoriale (i compartimenti) sostanzialmente ricalcava ancora i confini storici delle vecchie aziende.

LE TARIFFE ELETTRICHE

Viceversa già a partire dal 1961, cioè appena prima della nazionalizzazione, la struttura tariffaria era stata unificata a livello nazionale. Anche successivamente le tariffe, sia per Enel che per le municipalizzate, continuarono a essere determinate dal CIP (Comitato Interministeriale Prezzi), un organismo abrogato a metà degli anni '90, sulla base della cosiddetta *tariffa binomia*: una quota fissa, legata alla potenza massima contrattualmente impegnata, e un'altra, proporzionale al consumo di energia, entrambe diversificate per classe di utenza (residenziale, commerciale, industriale, agricola, illuminazione pubblica), per fascia di potenza impegnata e per livello di tensione, in modo da ripartire al meglio i costi sostenuti dall'impresa elettrica per soddisfare la domanda.

In pratica le cose andarono diversamente. Innanzi tutto venne introdotta la fascia sociale, uno strumento messo a punto con lo scopo di garantire a determinate categorie di utenti prezzi politici: senza entrare in soverchi dettagli, in buona sostanza essa prevedeva tariffe sotto costo per le utenze domestiche con potenza impegnata inferiore a 3 kW, mentre penalizzava fortemente quelle con potenza superiore.

Piccolo dettaglio (e grande inconveniente), circa il 95% dell'utenza domestica rientrava nella fascia fino a 3 kW: la fascia sociale, malgrado alcune modifiche successive (come la non applicabilità alle seconde case), si tradusse pertanto in una regalia generalizzata, indipendente dal reddito degli utenti, solo in parte, per le tariffe relative all'utenza domestica, mitigata dalla successiva introduzione della progressività al crescere del consumo.

Poiché nel tempo furono altresì approvate agevolazioni a favore di industrie energivore e condizioni più vantaggiose per le grandi imprese, in sostanza l'onere di riequilibrare le entrate fu addossato quasi per intero alle piccole imprese industriali, artigianali e del terziario.

A parte queste deviazioni dal modello ideale, va sottolineato che la tariffa

binomia si limitava ad addebitare all'utente un onere fisso per la potenza massima a sua disposizione, senza cioè considerare il diverso peso economico che comportava il farne uso in un momento di livello alto o basso della domanda complessiva di elettricità.

Questa indifferenza dell'onere fisso all'andamento della domanda comportò significativi aggravii in termini di investimenti in impianti di generazione e in linee elettriche, in quanto l'utenza non era in alcun modo incentivata a spostare, quando possibile, la richiesta di energia elettrica verso le fasce orarie di bassa domanda, appiattendosi di conseguenza l'andamento temporale del fabbisogno di energia. Il modo più semplice per realizzare questo obiettivo è l'introduzione di tariffe multiorarie, cioè differenziate a seconda dell'ora (ma anche del giorno, feriale o festivo, e del periodo dell'anno) in cui si ha domanda di energia elettrica.

Per le prolungate resistenze da parte dei vertici **Enel** in Italia le tariffe multiorarie furono introdotte con molto ritardo, agli inizi degli anni '80 e per gradi, fino a interessare tutte le forniture in alta tensione e quelle in media tensione con potenza impegnata oltre i 400 kW. Pur con questi limiti, esse riguardarono il 70% circa dell'energia elettrica assorbita per usi industriali, col risultato di avere risparmiato investimenti in impianti di generazione per alcune migliaia di MW.

In tempi successivi, alle due voci della tariffa binomia se ne aggiunsero altre¹³.

A metà del 1974, subito dopo il primo forte rincaro del petrolio, oltre a un significativo aumento delle tariffe (quasi il 22%), venne istituito il sovrapprezzo termico, finalizzato a proteggere i conti dei produttori di elettricità dall'improvviso e drastico rincaro dell'olio combustibile (il suo prezzo si era quadruplicato in meno di due anni), su cui si basava allora gran parte della generazione elettrica in Italia.

Tale sovrapprezzo, separato e indipendente nel suo andamento dalla tariffa, aveva come riferimento un paniere dei prezzi dei combustibili utilizzati ed era formulato in modo da tenere conto della variazione nel tempo dei loro costi rispetto ai valori riferimento. Insomma, una vera e propria scala mobile.

Data la propria natura, teoricamente il sovrapprezzo termico sarebbe dovuto essere identico per tutta l'energia consumata e per tutti gli utenti.

In realtà nel tempo il suo valore è andato diversificandosi per fascia di utente: a scelte meramente economiche si sono cioè sovrapposte decisioni di carattere politico-sociale.

Inoltre, nel corso degli anni si sono aggiunte in modo spesso estemporaneo altre voci di varia natura.

Una prima causa di queste anomalie è dipesa dalla non automaticità dell'adeguamento del sovrapprezzo termico, soggetto ad approvazione da parte del CIP, che nei momenti di forte inflazione ne ritardava l'aumento per contenere la spinta all'insù dei prezzi. Poiché queste scelte imponevano ad Enel ulteriori oneri finanziari, derivanti dall'indebitamento necessario per far fronte al rincaro dei combustibili non tempestivamente coperto dall'adeguamento del sovrapprezzo termico, una soluzione utilizzata ex-post fu quella di istituire un sovra-sovrapprezzo termico, di durata limitata, per rimborsare i suddetti oneri.

Una volta aperta la strada a voci occasionali in tariffa, la si seguì ad esempio anche per rimborsare Enel e le industrie fornitrici per gli oneri impropri sopportati a causa del blocco di tutte le attività nucleari a seguito dei referendum del 1987. Come vedremo, questa prassi è continuata anche dopo la liberalizzazione del mercato elettrico.

L'OPZIONE NUCLEARE

Il secondo mutamento di fondo verificatosi dopo la seconda guerra mondiale ha riguardato una mutata visione strategica relativa all'utilizzo delle risorse energetiche.

Già l'esperienza del conflitto aveva reso palese a tutti i paesi belligeranti il ruolo decisivo assunto dal petrolio¹⁴, per cui nell'ottica di programmazione prevalente nel dopoguerra si diffuse il convincimento che fosse strategicamente importante impostare a livello di governo politiche energetiche di lungo respiro. Convincimento rafforzato dalla rapida espansione della domanda elettrica, che favoriva la realizzazione di impianti di dimensioni crescenti basati su tecnologie sempre più complesse, con tempi di pianificazione, costruzione, fornitura, installazione molto lunghi e investimenti unitari assai elevati; quindi da programmare in modo da garantire non solo un buon ritorno all'imprenditore, ma anche il mas-

simo beneficio per la comunità.

A favore di programmazioni energetiche di lungo periodo contribuì non poco la proliferazione di rapporti previsionali sul futuro delle risorse energetiche che, di fronte alla crescita senza precedenti nei consumi di petrolio provocata dalla ripresa economica del dopoguerra, per la maggior parte individuavano l'approssimarsi di forti tensioni tra domanda e offerta già a partire dagli anni '70, dovute non a scelte politiche dei paesi produttori di petrolio (come per un breve periodo è avvenuto negli anni '70), ma all'esaurimento fisico delle risorse. Negli anni '40 si era infatti diffuso fra gli esperti un notevole pessimismo sull'entità delle riserve di petrolio a livello mondiale, in quanto non erano ancora sufficientemente note le dimensioni e l'estensione geografica dei giacimenti del Medio Oriente. Gli osservatori più quotati valutavano le risorse ultime di petrolio attorno ai 400-600 miliardi di barili!

In parallelo, la bassa produttività del lavoro che caratterizzava le tecnologie di estrazione del carbone allora disponibili, rendeva incerte le prospettive di una sua futura competitività: qualcuno considerava addirittura probabile una diminuzione dell'offerta a partire dagli anni '70, per lo meno nel principale paese produttore, cioè gli Stati Uniti, malgrado altri osservatori prevedessero un raddoppio della produzione mondiale entro gli anni '60. Inoltre, forti della recente esperienza bellica tedesca, alcuni esperti erano convinti che il futuro del carbone stesse nella produzione di combustibili liquidi sintetici in sostituzione dei derivati petroliferi, considerati prossimi all'esaurimento.

Infine, la ridotta conoscenza delle risorse di gas naturale al di fuori degli Stati Uniti faceva temere una rapido declino della sua disponibilità a costi commercialmente accettabili.

Di conseguenza, quando, dopo la guerra, negli Stati Uniti l'*Atomic Energy Commission* assorbì le strutture sorte nel quadro del progetto Manhattan per la messa a punto di ordigni nucleari, questa scelta, oltre che per garantire il loro ulteriore sviluppo, venne giustificata dal governo federale con l'esigenza di promuovere nei tempi più rapidi possibili l'affermazione commerciale dell'energia nucleare¹⁶.

Sulla fattibilità di questo obiettivo nel 1948 si esprime positivamente il *General Advisory Committee*, di cui facevano parte anche Oppenheimer

e Fermi: con un adeguato investimento in ricerca e sviluppo e una attiva partecipazione **dell'industria entro** i successivi venti anni circa la metà degli impianti ordinati negli Stati Uniti sarebbero stati nucleari.

Grazie ai successi conseguiti nella prima fase dal programma dimostrativo americano, al varo nel 1953 da parte del presidente Eisenhower del programma *Atom for Peace* e alla messe di dati per la prima volta resi pubblici durante la Conferenza di Ginevra sull'Uso Pacifico dell'Energia Nucleare del 1955, la maggior parte dei decisori pubblici nei principali paesi sviluppati si convinse del ruolo primario che questa fonte avrebbe ricoperto in un futuro molto ravvicinato.

Anche se le grandi scoperte di giacimenti petroliferi nel Medio Oriente avvennero prevalentemente nello stesso decennio, solo nei primi anni '60 ci si rese conto della reale entità delle risorse disponibili. Nel frattempo, però, lo sviluppo degli impianti nucleari aveva assunto una dinamica autonoma e non modificabile sul breve periodo da effetti esterni.

Inoltre, le caratteristiche della generazione elettrica per via nucleare (elevati investimenti unitari, regolamentazioni legate alle problematiche di sicurezza e di protezione ambientale, complessità del ciclo del combustibile, tempi di realizzazione molto lunghi, ecc.) portarono ulteriore acqua al mulino della programmazione energetica e dell'intervento pubblico nel settore elettrico.

Venne così rafforzata la tendenza politica ed economica che, come si è visto più sopra, era già dominante soprattutto in Europa. Non è probabilmente un caso se contestualmente al declino dell'opzione nucleare incominciarono ad affacciarsi sul proscenio posizioni favorevoli a una liberalizzazione del settore elettrico.

Gli errori di previsione sul futuro dell'energia nucleare e sulla disponibilità di idrocarburi non ebbero comunque alcuna influenza sulla vigorosa espansione della domanda e della conseguente offerta di energia elettrica nel periodo successivo alla seconda guerra mondiale.

Questa incredibile cavalcata, al di là di effetti congiunturali, non ha nemmeno risentito delle due crisi petrolifere degli anni '70. Anche nei primi anni del XXI secolo è stata scarsamente influenzata dalla nuova impennata del prezzo del barile di greggio, in quanto la produzione mondiale è stata trainata dal forte incremento della domanda nei paesi in rapido sviluppo, capeggiati dai cosiddetti Bric¹⁷, come conferma la Tabella VII.

Tabella VII - Produzione Elettrica 2006-2010 (GWh)

Paese	2006	2007	2008	2009	2010
Unione Europea	3.353.815	3.367.678	3.373.072	3.205.440	3.334.863
Stati Uniti	4.300.831	4.349.840	4.369.099	4.184.352	4.364.770
Giappone	1.104.589	1.135.718	1.082.014	1.046.382	1.065.219
Brasile	419.895	445.763	463.369	466.409	495.186
Russia	995.794	1.015.333	1.040.379	992.361	1.048.886
India	753.017	801.276	830.126	884.465	917.880
Cina	2.864.205	3.276.163	3.456.910	3.674.695	4.159.755

Viceversa, nel quinquennio 2006-2010 i paesi sviluppati di Tabella VII hanno registrato i seguenti andamenti della produzione elettrica:

- Unione Europea: -0,57%
- Stati Uniti: + 1,49%
- Giappone: -3,56%.

La crisi economica, innescata da quella dei *subprime* negli Stati Uniti, ha influito pesantemente sulla domanda elettrica, determinando addirittura un calo fra inizio e fine del quinquennio là dove (Giappone, Unione Europea) la crescita era già di per sé moderata.

Viceversa nello stesso periodo nei Bric la crescita è stata consistente ovunque, tranne in Russia, unico di questi paesi ad avere avuto un calo nel 2009:

- Brasile: +17,93%
- Russia: + 5,33%
- India: +21,89%
- Cina: + 45,23%

Spicca in particolare la Cina, con un tasso di crescita annuo di poco superiore al 7% (come i paesi occidentali fino agli anni '70), che nel 2010 ha quasi eguagliato in valore assoluto gli Stati Uniti.

Note

1. J. M. Keynes, *The General Theory of Employment, Interest and Money*, Londra, 1936.
2. H. Morsel, *Modelli ed esperienze della nazionalizzazione in Francia*, "La nazionalizzazio-

- ne dell'energia elettrica", Bari, 1989.
3. L. Hannah, *Modelli ed esperienze della nazionalizzazione in Gran Bretagna*, ivi.
 4. OECD, *Electricity Supply Industry*, Parigi, 1994.
 5. G.B. Zorzoli, *La politica energetica in Italia dalla ricostruzione al boom economico*, "Energia", n. 4, 1987.
 6. Come si è visto nel Capitolo III, nell'immediato dopoguerra la principale fonte primaria per la produzione di elettricità era ancora quella idrica.
 7. G.B. Zorzoli, *cit.*
 8. Si definisce *penetrazione elettrica* il rapporto fra le fonti primarie utilizzate per produrre elettricità e quelle necessarie per soddisfare i fabbisogni energetici complessivi nel medesimo periodo.
 9. G.B. Zorzoli, *cit.*
 10. S. Zaninelli (a cura di), *Ricerca, innovazione, impresa - Storia del CISE: 1946-1996*, Bari, 1996.
 11. Il distacco anglosassone con cui La Stampa seguì il dibattito in materia *per se loquitur*.
 12. Abissale la differenza di qualità fra i capitani d'industria di inizio secolo, che con il denaro ricevuto per la nazionalizzazione delle ferrovie svilupparono il settore elettrico, e i loro successori (i Valerio, i De Biase) che buttarono al vento una ricchezza ancora maggiore. Capolavoro alla rovescia del loro operato, stigmatizzato con giudizi molto duri da E. Scalfari e G. Turani (*Razza padrona*, Milano 1974) fu la vicenda della Montedison (in proposito vedi anche al Capitolo XIV).
 13. L. Bottazzi, *La ristrutturazione delle tariffe elettriche in Italia negli ultimi cinquant'anni*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 1998.
 14. G. Ragozzino, G.B. Zorzoli, *Un mondo in riserva*, Roma, 2005.
 15. O. Bernardini, *L'energia nucleare fra errori di previsione e necessità reali*, "Economia delle fonti di Energia", n. 40, 1990.
 16. W. C. Patton, *Nuclear Power*, Londra, 1976.
 17. Bric sta per Brasile, Russia, India, Cina.



PARTE 2

VECCHIE E NUOVE TECNOLOGIE

Capitolo IV

UN SISTEMA COMPLESSO

In tutti i paesi sviluppati, e dopo il periodo del boom economico anche l'Italia rientra nella normalità, la domanda di energia elettrica cresce quasi sempre a tassi superiori a quelli della domanda globale di energia. La penetrazione elettrica, che al momento della nazionalizzazione (1963) era pari a circa 24%, **nel 2010 ha superato il 36%**. In altri termini, i consumatori tendono gradualmente a sostituire altre forme di energia con quella elettrica per i molteplici vantaggi che essa offre, ma anche per la crescita dei consumi elettrici obbligati: elettrodomestici, elettronica di consumo, PC, telecomunicazioni, ecc.

ANDAMENTO TEMPORALE DELLA DOMANDA

L'energia elettrica, con l'eccezione del ricorso agli impianti di pompaggio (vedi oltre), è stata finora difficilmente immagazzinabile, se non su piccola scala (grazie alle batterie che alimentano tanti apparecchi di uso quotidiano o l'accensione degli autoveicoli).

Per contro, alla rete elettrica sono collegati utenti con fabbisogni di energia fra loro molto eterogenei. Si va dall'elettro-siderurgia, con un'elevata richiesta di potenza e di energia sostanzialmente costante nel tempo, alle seconde case, che consumano energia elettrica solo nei fine settimana o durante le vacanze; dall'illuminazione pubblica, che dura tutta la notte, a quella domestica che, per una parte rilevante, è concentrata in poche ore della sera e, durante l'inverno, del mattino. Caratteristiche così diverse determinano una domanda di potenza variabile nel tempo che, per la quasi totalità, ancora oggi non può essere soddisfatta da energia elettrica immagazzinata. Di qui la peculiare complessità del sistema elettrico.

Questo limite impone di produrre l'energia elettrica nel momento in

cui viene richiesta, cioè di disporre in ogni istante della potenza necessaria per fare fronte a una domanda tutt'altro che costante nel tempo, come conferma la Figura 5, che illustra il suo andamento giornaliero in Italia nel giorno di massima richiesta invernale di potenza nel 2010, con il contributo fornito da ciascuna fonte. La massima domanda di potenza dell'anno (56.425 MW) si è però verificata alle 12 del 16 luglio 2010¹. In analogia con quanto avviene da tempo altrove, per esempio negli Stati Uniti, anche in Italia la situazione sta dunque cambiando: il picco della domanda di potenza, storicamente sempre registrato in una giornata feriale durante l'inverno, di norma il terzo mercoledì di dicembre, quando è elevato il carico per attività produttive e di servizio (illuminazione, usi domestici, ecc., ma anche per l'alimentazione delle caldaie di riscaldamento che avviene mediante pompe azionate elettricamente), può ormai verificarsi anche d'estate, a causa del consumo degli impianti di condizionamento.

Questo cambiamento di tendenza si è registrato per la prima volta il 27 giugno 2006 alle ore 11, quando la domanda raggiunse 55.619 MW². Il sorpasso non si è ripetuto nel 2007: a dicembre un'ondata di freddo intenso, specie nel Sud, unitamente all'accorciamento della luce diurna e all'incremento dei consumi elettrici tipico delle settimane prenatalizie (stimato in circa 1000 MW) portò a un eccezionale picco nella domanda: 56.810 MW, mai più raggiunto negli anni successivi, 2011 incluso.

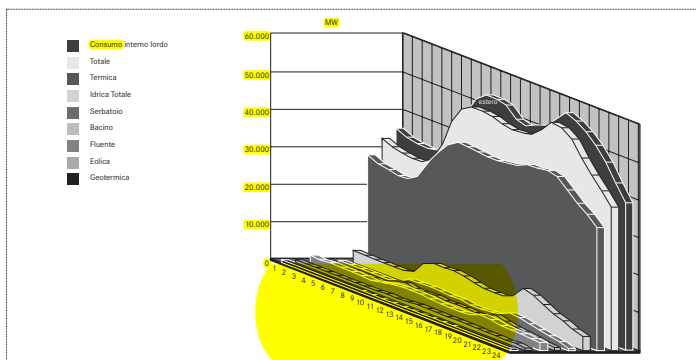


FIGURA 5. POTENZA ORARIA LORDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA NEL 3° MERCOLEDÌ DEL MESE DI DICEMBRE 2010

Fonte: Terna - *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2010*, Roma, 2011.

La Figura 6 mette invece a confronto l'andamento della domanda nel terzo mercoledì di luglio 2010 con l'analogo in agosto, cioè durante le ferie estive, quando molte abitazioni sono vuote e gran parte delle industrie, degli uffici, dei negozi chiudono almeno per due settimane. L'effetto sulla domanda elettrica è evidente: è al minimo e particolarmente piatta.

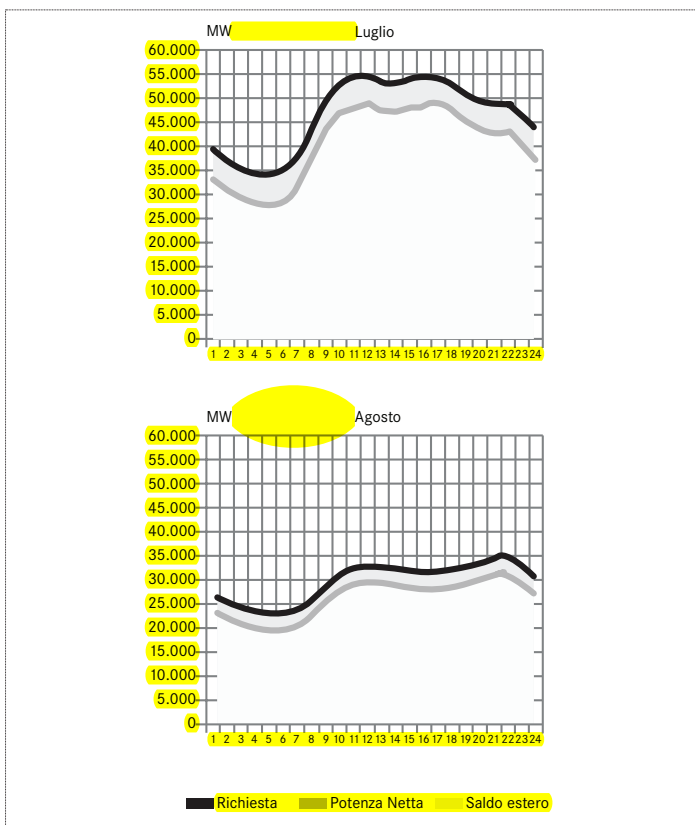


FIGURA 6. DIAGRAMMA GIORNALIERO DELLA POTENZA ORARIA (MW) RICHIESTA SULLA RETE ITALIANA NEI MESI DI LUGLIO E AGOSTO 2011

Fonte: Terna - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2010, Roma, 2011.

La curva di durata della potenza oraria richiesta sulla rete italiana nel 2010, riportata in Figura 7, fornisce invece una visione sintetica della complessità delle relazioni fra domanda e offerta, che impone una gestione altrettanto complessa del sistema elettrico, il quale schematicamente può essere suddiviso in:

- impianti di generazione, caratterizzati da un mix di tecnologie il più possibile adeguato a soddisfare l'andamento temporale della domanda;
- rete di trasmissione³, che collega gli impianti di generazione alla rete di distribuzione, di cui sono parte integrante le stazioni di trasformazione da un livello di tensione a un altro, nonché i sistemi di dispacciamento e di telegestione;
- reti di distribuzione, che portano l'energia elettrica al consumatore finale, di cui sono parte integrante le stazioni di trasformazione da un livello di tensione a un altro, nonché i sistemi di regolazione e di telegestione.

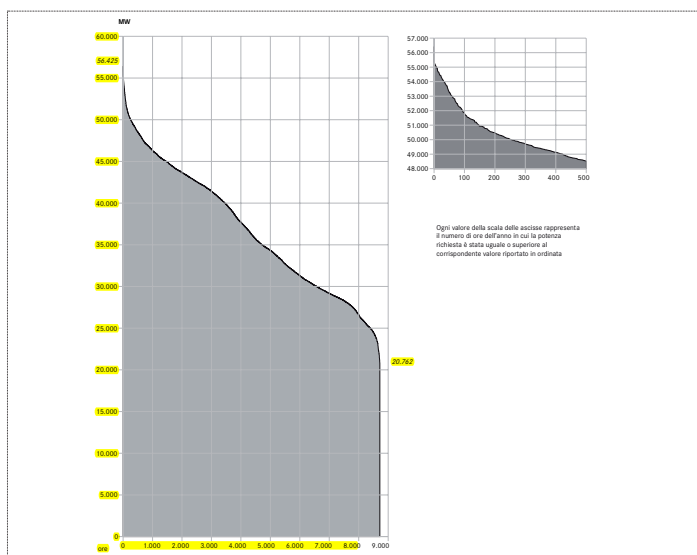


FIGURA 7. CURVA DI DURATA DELLA POTENZA ORARIA RICHIESTA SULLA RETE ITALIANA NEL 2010

Fonte: Terna - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2010, Roma, 2011.

Poiché lungo tutta la catena che va dalla generazione all'uso finale dell'energia elettrica, si verificano perdite di energia, da un punto di vista statistico il bilancio di un sistema elettrico è così articolato:

1. *produzione lorda*: somma delle quantità di energia prodotte da tutti gli impianti di generazione in rete, misurate ai morsetti dei generatori elettrici;
2. *produzione netta*: produzione lorda meno il consumo interno di energia negli impianti di generazione;
3. *energia per pompaggi*: elettricità spesa negli impianti di pompaggio per riportare l'acqua dal bacino inferiore a quello superiore;
4. *produzione destinata al consumo*: produzione netta meno energia per pompaggi;
5. *energia elettrica richiesta dalla rete*: produzione destinata al consumo meno l'energia elettrica esportata, più l'energia elettrica importata;
6. *consumi elettrici*: energia elettrica richiesta dalla rete meno le perdite di trasmissione e distribuzione.

La Tabella VIII riporta a titolo esemplificativo l'articolazione del bilancio elettrico italiano nel 2009 e nel 2010.

Tabella VIII - Bilancio elettrico italiano nel 2009 e nel 2010 (GWh)

Energia elettrica	2009	2010	Variazione
Produzione lorda	292.641,7	302.062,2	+ 3,2%
Consumo servizi ausiliari	11.534,4	11.314,5	- 1,9%
Produzione netta	281.107,32	290.747,7	+ 3,4%
Pompaggi	5.798,2	4.453,6	-23,2%
Produzione destinata al consumo	275.309,2	286.294,1	+ 4,0%
Import	47.070,6	45.986,9	- 2,3%
Export	2.111,4	1.896,5	-13,5%
Richiesta dalla rete	320.268,4	330.454,5	+ 3,2%
Perdite di rete	20.353,2	20.570,0	+ 1,1%
Consumi	299.915,2	309.884,5	+ 3,3%

Fonte: Terna- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2010: Dati generali, Roma 2011

Gli incrementi produttivi e nei consumi fra il 2009 e il 2010 sono superiori a quelli mediamente verificatisi negli anni precedenti perché, a causa della crisi economico-finanziaria mondiale, per la prima volta dopo il secondo conflitto mondiale nel 2009 la domanda di energia elettrica in Italia ha subito un calo del 5,7%, in parte recuperato nel 2010.

IL MIX PRODUTTIVO

Poiché la domanda cambia durante l'arco delle 24 ore, ma anche nel corso della settimana (in particolare nei week-end è significativamente inferiore a quella dei giorni lavorativi) e al variare delle stagioni, è necessario disporre di una potenza complessiva che soddisfi non solo la domanda massima annuale, ma tenga altresì conto di suoi imprevisti incrementi e della quota di potenza non disponibile per eventi programmabili o straordinari, come ristrutturazioni o manutenzioni di impianti, guasti o altre cause: per esempio bacini idroelettrici solo parzialmente ricolmi a causa di scarse precipitazioni o di precedente utilizzo dell'acqua raccolta nell'invaso, innalzamento estivo della temperatura dell'acqua di raffreddamento per i condensatori degli impianti termoelettrici, che ne diminuisce il rendimento, andamento stocastico della produzione eolica e solare. Orientativamente, per garantire la fornitura di energia elettrica è necessaria una potenza installata di almeno il 10-15% superiore al valore della domanda massima.

Con diagrammi della domanda simili a quelli delle Figure 5 e 6, un certo numero di impianti va tenuto in esercizio 24 ore su 24. Ad esempio, la Figura 7 indica che nel 2010 la domanda non è mai scesa sotto 20.762 MW (*carico di base*). Per altri impianti si richiede invece l'impiego per tempi inferiori. Dove l'offerta di energia elettrica è garantita da un monopolio verticalmente integrato, la scelta di quali impianti fare entrare in servizio tiene innanzi tutto conto del loro costo marginale e in secondo luogo della localizzazione rispetto alla domanda. In altri termini, si cerca di far funzionare più a lungo le unità a distanza ragionevole dall'utenza e che producono energia elettrica a condizioni più convenienti; in questo modo a soddisfare il carico di base intervengono di norma gli impianti che hanno costi marginali minori. In più, per gli impianti destinati a co-

prire la domanda di punta è determinante anche la capacità di entrare in servizio in tempi brevi. Di conseguenza, i tempi lunghi di salita in potenza di un impianto termoelettrico tradizionale e quelli ancora maggiori di uno nucleare li escludono dal novero di quelli adatti a soddisfare la domanda di punta. Tuttavia, poiché si deve disporre di potenza adeguata in grado di sostituire impianti in esercizio che per qualsiasi ragione vanno messi fuori servizio, alcuni gruppi termoelettrici sono predisposti per un intervento relativamente rapido, in quanto sono portati in temperatura senza essere collegati alla rete (*riserva rotante calda*).

Tipici impianti di base sono quindi quelli nucleari, ma anche i moderni impianti a carbone, mentre, per la loro flessibilità di esercizio, quelli a ciclo combinato possono intervenire per far fronte ai carichi di durata intermedia, dove tendenzialmente si utilizzano anche gli impianti termoelettrici tradizionali più vecchi, in quanto a minore efficienza. Tipici impianti di punta sono invece quelli idroelettrici asserviti a un invaso e i turbogas.

In un sistema elettrico liberalizzato il criterio con cui si fanno entrare in servizio i singoli impianti è viceversa quello del prezzo dell'energia offerta: funzionano più a lungo le unità con i prezzi più bassi (che in teoria dovrebbero essere anche quelli a costi marginali più bassi, ma nella realtà quotidiana ciò non è affatto scontato), con il risultato di favorire tendenzialmente scambi massicci fra sottosistemi con costi marginali diversi⁴.

Nel caso italiano, data l'assenza di impianti nucleari e il ridotto contributo del carbone, per soddisfare il fabbisogno costante nelle 24 ore di un giorno feriale, la potenza di base è innanzi tutto fornita da impianti geotermici e idrici ad acqua fluente (Capitolo V) e da tutti gli altri alimentati da energie rinnovabili (Capitolo V e VI), **che non solo presentano un costo marginale quasi nullo (in quanto la fonte di energia è in entrambi i casi «gratuita»), ma sulla base di Direttive europee (Capitolo XIII) hanno priorità di accesso alle rete.**

Gode dello stesso diritto anche l'energia fornita da impianti esteri contrattualmente impegnati con il criterio del *take or pay* e da impianti CIP6, il cui acquisto è obbligatorio per legge (Capitolo XI). Il grosso della restante domanda è soddisfatto da impianti termoelettrici, che in Italia bruciano principalmente gas naturale.

Avvicinandosi alle punte, entra in servizio la produzione idroelettrica derivante da acqua accumulata in invasi. Nelle ore notturne parte della potenza termoelettrica disponibile è utilizzata per mettere in servizio gli impianti di pompaggio, che trasferiscono acqua da un serbatoio idrico inferiore a uno superiore, per poi riconvertirne l'energia potenziale in energia elettrica, inviando di nuovo l'acqua in quello inferiore nelle ore di massima domanda. L'economicità dell'operazione si basa sulla differenza fra il valore dell'energia prodotta nelle ore di massimo e **di minimo fabbisogno.**

Per essere in grado di soddisfare in tempo reale la domanda, la gestione della generazione di energia elettrica presenta quindi un notevole livello di complessità, che cresce ulteriormente quando si passa a esaminare le modalità di trasmissione e distribuzione dell'energia prodotta.

LA RETE DI TRASMISSIONE

La rete di trasmissione riveste un ruolo fondamentale nella conduzione coordinata degli impianti, in quanto rappresenta la sede dove si incrociano domanda e offerta di energia elettrica.

La trasmissione avviene sempre a tensioni molto elevate per ridurre le perdite di energia in rete⁵, che crescono anche con la distanza fra il punto di generazione e quello di consumo. Di conseguenza linee ad altissima tensione interessano solo paesi di estensione continentale (per esempio Brasile e Federazione Russa) o per elevati trasferimenti di potenza (come nel caso dei collegamenti fra Norvegia e Olanda e fra quest'ultima e il Regno Unito).

Le reti di trasmissione, di norma in alternata, sono essenzialmente caratterizzate da:

- tre linee (*terna*), di solito aeree, che svolgono la funzione di trasmissione dell'energia elettrica, collegando due stazioni elettriche, oppure un punto di immissione o di prelievo dell'energia;
- stazioni elettriche, localizzate in determinati siti e utilizzate sia per ripartire l'energia elettrica tra le linee di una rete, sia per trasferire l'energia elettrica fra reti a tensione diversa.
- sistemi di rifasamento del carico;
- interruttori;

- sistemi di regolazione e controllo, con un elevato livello di automazione.

Le reti di trasmissione sono strutturate ed esercite in modo *magliato*, che consente di avere disponibili percorsi alternativi, utilizzabili sia per ripartire il carico sulla rete, sia per fronteggiare interruzioni dovute a manutenzione o guasti.

Le linee aeree sono di solito realizzate con conduttori nudi sospesi a isolatori, e vengono di norma sorrette da tralicci o torri di acciaio. Usualmente i conduttori delle linee di trasporto ad alta tensione sono formati da un'anima centrale in corda di acciaio zincato, sulla quale vengono avvolti uno o due strati di fili in lega di alluminio (95%), magnesio e silicio. L'anima di acciaio è dimensionata per resistere alle sollecitazioni meccaniche possibili, come l'azione del vento, il peso della neve, le formazioni di ghiaccio e, naturalmente, il peso stesso dei conduttori. Si impiega alluminio anziché rame, benché quest'ultimo abbia una migliore conducibilità, esclusivamente per questioni di costo (viceversa i conduttori sono di rame nelle linee a bassa tensione e in quelle vecchie a media tensione). I piloni a traliccio d'acciaio sono tanto più alti quanto maggiore è la tensione e grande la portata di corrente. I cavi sono connessi ai piloni mediante isolatori, la cui superficie presenta una struttura ad alette. Gli isolatori hanno il duplice compito di sorreggere i conduttori e di isolarli elettricamente nei confronti del sostegno metallico, e quindi devono rispondere a requisiti di elevata resistenza meccanica e di altrettanto elevato potere di isolamento. Per le linee di trasporto ad alta tensione sono in porcellana o in vetro temperato, hanno una forma di campana, con la parte inferiore molto allargata e diverse scanalature circolari per impedire il trascinarsi dell'acqua. Gli isolatori, collegati uno all'altro, sono tanto più numerosi quanto più alta è la tensione della linea.

Al di sopra dei tre conduttori si trovano uno o due cavi in acciaio, collegati a terra in prossimità di ogni traliccio: chiamati *funi di guardia*, hanno il compito di proteggere i conduttori di linea dalle sovratensioni di origine atmosferica.

Le linee di trasmissione sono di norma aeree, perché nettamente meno costose di quelle interrate; quando la tensione è altissima, in caso di lun-

ghi tratti cablati si aggiungono anche problemi tecnici. Per contro le linee interrate, a differenza delle aeree, non sono esposte alle intemperie (fulmini, tempeste, nevicate), che possono compromettere il corretto funzionamento degli impianti di trasmissione. Nelle linee aeree i guasti sono però localizzabili più in fretta e le riparazioni sono più semplici.

Presso tutti gli impianti di generazione connessi alla rete di trasmissione si trovano sottostazioni di trasformazione, che utilizzano grandi trasformatori di potenza per innalzare la tensione ai valori richiesti per la trasmissione a distanza mediante terne di linee. Analoghe sottostazioni, localizzate lungo la rete, riducono la tensione ai valori imposti dal suo utilizzo. In alternata le reti sono interconnesse in modo sincrono, realizzabile solo se tutte le reti operano sempre alla stessa frequenza e si assistono vicendevolmente per conservare l'equilibrio fra domanda e offerta, ogni qual volta un evento lo perturba.

Una rete di trasmissione è caratterizzata da:

- a. *limiti di carico*: il carico che le linee possono trasmettere, è limitato dalle loro caratteristiche tecniche, per cui in periodi di elevata domanda non solo si rischiano congestioni, ma i conduttori tendono altresì a surriscaldarsi e quindi a flettere verso il basso (evento che, portando i cavi a interagire con i rami di un albero sottostante, provocò l'interruzione della linea svizzera del Lucomagno, originando il black-out italiano del 28 settembre 2003); al limite si può arrivare alla rottura termica dei cavi;
- b. *regolazione in frequenza del carico*: l'equilibrio continuo fra domanda e offerta, necessario per evitare gravi malfunzionamenti del sistema, viene mantenuto sulla base dei segnali di frequenza, che non deve variare significativamente rispetto al valore nominale (ad esempio 50 Hz in Europa, 60 Hz in Nord America);
- c. *flusso ottimale*: la trasmissione fra generazione e utenza ha luogo seguendo il tragitto avente impedenza (resistenza in corrente alternata) minima, non quello più corto o meno utilizzato.

Per conservare la frequenza il più possibile vicina al suo valore nominale, un certo numero di impianti di generazione opera in modo da modificare automaticamente la propria potenza in risposta alle oscillazioni della

frequenza. Se le variazioni della frequenza superano un valore predefinito (tipicamente $\pm 2,5$ Hz), tutti i generatori elettrici vengono automaticamente distaccati dalla rete per proteggere alcuni componenti dell'impianto (per esempio le palette delle turbine non possono sopportare in modo sicuro velocità di rotazione significativamente superiori a quella nominale). Analogamente, quando su una linea si superano determinati livelli di carico, questa viene disconnessa per evitarle ulteriori danni.

Per quanto riguarda l'Italia, con la liberalizzazione del mercato elettrico (vedi Capitolo XI) è stata identificata una rete di trasmissione nazionale (RTN), oggi quasi totalmente gestita dalla società TERNA, che comprende:

- a. le linee con tensione nominale superiore a 240 kV;
- b. quelle fra 120 e 220 kV che collegano alle linee di cui al punto a, impianti di generazione con potenza nominale maggiore o uguale a 10 MVA;
- c. le linee di cui è necessario l'uso in sostituzioni di altre per interventi di manutenzione o in situazioni di emergenza;
- d. le interconnessioni con l'estero.

A fine 2010 la RTN era composta da linee a 380 kV per 10.713 km, da linee a 220 kV per 11.284 km, per un totale 21.997 km, e da linee in continua (465,7 km a 400 kV di collegamento con la Grecia, 430,8 km a 200 kV di collegamento con la Sardegna), cui nel marzo 2011 si è aggiunto SAPEI, il nuovo collegamento con la Sardegna. Sempre a fine 2010 fanno parte della RTN anche 38.854,8 km di linee a 150-120 kV appartenenti alla RTN⁶. In totale le interconnessioni con l'estero (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia) sono garantite da ventidue linee.

Per quanto riguarda la gestione della RTN, essa passa attraverso il Centro nazionale di controllo (un "bunker", con oltre 100 schermi di controllo e un *wallscreen* di 40 m²) che ha il compito di assicurare il funzionamento del sistema elettrico nelle condizioni di massima sicurezza, così da garantire la continuità e la qualità del servizio. Pertanto il sistema di controllo acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema elettrico e, in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive. I compiti fondamentali del Centro nazionale di controllo sono:

- nella fase di programmazione, elaborazione dei piani di esercizio,

sviluppati sulla base delle previsioni della domanda di energia e di potenza a livello nazionale e delle disponibilità dei mezzi di produzione. Le previsioni a breve termine, settimanali e giornaliere, sviluppate in base a quelle a medio termine, consentono la determinazione dei livelli di produzione, la configurazione di funzionamento della rete e la riserva di potenza;

- nella fase di controllo in tempo reale, analisi dello stato del sistema elettrico, al fine di intervenire sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto di rete, e contemporaneamente operare per l'ottimizzazione del servizio, per il ripristino in caso di disservizi, per il controllo di eventuali emergenze e il coordinamento delle manovre per lavori;
- nella fase di esercizio, oltre all'elaborazione delle statistiche di tutti i dati di esercizio, analisi del funzionamento del sistema di produzione e trasmissione, così da raccoglierne indicazioni utili per l'ottimizzazione dell'esercizio del sistema.

Il Centro nazionale di controllo svolge il proprio compito attraverso otto centri di ripartizione che, per la propria area territoriale di competenza, decidono gli interventi sugli impianti in fase sia di programmazione, sia di controllo in tempo reale.

TRASMISSIONE IN CONTINUA

La trasmissione HVDC (*High Voltage Direct Current*) è caratterizzata da minori perdite elettriche, in quanto non si verificano né l'effetto corona né le perdite di potenza reattiva, tipici della trasmissione in alternata.

La trasmissione in HVDC può avvenire (Figura 8) secondo uno schema *monopolare*, quando i due terminali di conversione sono collegati da un unico conduttore, utilizzando la terra per il ritorno della corrente; oppure mediante schema *bipolare* (due conduttori, il che consente di trasmettere potenza quando uno dei conduttori è fuori servizio).

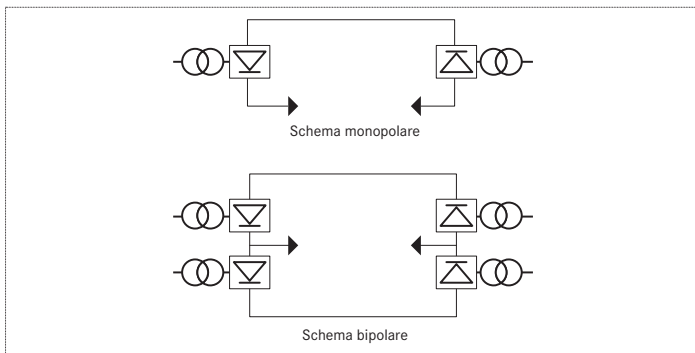


FIGURA 8. SCHEMI DI LINEE HVDC

La tecnologia HVDC è preferita nel caso di:

- collegamenti sottomarini superiori ai 50 km, ad esempio fra il mercato scandinavo e quello continentale europeo⁷ o fra Sardegna e Italia continentale⁸. I cavi sottomarini hanno infatti un'elevata capacità, che in caso di trasmissione in alternata provoca elevate perdite in potenza reattiva, assente in quella in continua, e perdite dielettriche, perfino nel caso di lunghezze relativamente modeste. Inoltre, a parità di energia veicolata, la loro tensione, costante, è inferiore alla tensione massima dell'equivalente linea in alternata, valore che determina lo spessore dell'isolamento e la distanza fra i conduttori: di conseguenza, a parità di area disponibile le reti HVDC trasmettono più energia. Per contro le conversioni alternata/continua e viceversa hanno costi elevati, che rendono la trasmissione in continua non competitiva su distanze relativamente brevi;
- trasmissione a grande distanza di notevoli quantitativi di energia, come in Cina e Sud America, quando la soluzione in alternata diventa non economica;
- collegamento di due sistemi in alternata che non sono sincronizzati (ad esempio fra la rete europea e quella della Federazione russa), dove il tratto in continua rappresenta una sorta di tampone fra due reti in alternata: all'estremo di entrambe una *stazione di conversione* mediante *rettificatori* esegue la conversione da corrente alternata

a corrente continua, trasmessa lungo una linea di connessione fino all'estremo dell'altra rete, dove un'altra stazione di conversione mediante *inverter* la riconverte in alternata. Sia rettificatori che inverter utilizzano *tiristori*, semiconduttori a stato solido simili al diodo.

La tecnologia HVDC necessita però di una minima potenza di corto circuito per la commutazione (per esempio, la disattivazione dei tiristori) che deve essere fornita dalle reti circostanti. Ciò avviene senza problemi per i collegamenti fin qui descritti. Viceversa, per i parchi eolici *offshore* (Capitolo VII), che non dispongono di una rete potente e devono inoltre essere in grado di partire da uno stato di assenza di tensione, è stata messa a punto la tecnologia HVDC a commutazione forzata, che si basa su transistor di potenza avanzati (*Insulated Gate Bipolar Transistors* - IGBT). A differenza dei tiristori utilizzati negli impianti convenzionali, i transistor di potenza delle applicazioni HVDC a commutazione forzata possono essere controllati in accensione, ma anche in spegnimento.

DALL'UCTE ALL'ENTSO-E

Il sistema elettrico italiano fa parte di un grande sistema elettrico europeo interconnesso, l'UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*). Diversamente dalla rete di trasmissione nordamericana⁹, attualmente composta da quattro diverse interconnessioni fra loro non sincrone¹⁰, nel secondo dopoguerra le società elettriche europee si mossero con notevole tempestività al fine di integrare le proprie reti elettriche. Già nel 1951 venne fondata l'UCPTE (*Union for the Co-ordination of the Production and Transmission of Electricity*), in seguito denominata UCTE, in quanto si decise di finalizzarla all'integrazione dei sistemi di trasmissione. Lo sviluppo di un sistema elettrico europeo tramite l'UCTE fu inizialmente concepito soprattutto per migliorarne l'affidabilità. All'interno di questa strategia gli interscambi fra *aree di controllo* limitrofe servivano a realizzare un riequilibrio fra quelle con un deficit (contingente o strutturale) di potenza rispetto alla domanda e altre nella situazione opposta. Una prima, significativa eccezione si verificò nei primi anni '80, quando Enel decise di importare in modo stabile e contrattualizzato energia

elettrica dalla Francia e dalla Svizzera sulla base della sua convenienza economica (vedi Capitolo V); da molti anni l'Italia ha un'importazione netta stabilmente superiore al 10%. In tempi più recenti la liberalizzazione del mercato elettrico europeo ha introdotto interscambi di natura commerciale anche fra altri stati del vecchio continente, trasformando questa funzione da secondaria in una delle prioritarie.

Costituita inizialmente da otto paesi, fanno parte dell'UCTE le aziende elettriche di ventiquattro stati (Tabella IX), pari a circa 450 milioni di persone servite per un totale di 2.300 TWh, fra loro interconnesse in modo sincrono. Ogni azienda partecipante al sistema ha normalmente diversi collegamenti con le reti di trasmissione delle imprese limitrofe. Il sistema di trasmissione dell'UCTE è composto da linee con tensioni comprese fra 110 e 400 kV e da sottostazioni che le connettono alle reti di distribuzione. La tendenza è verso la sostituzione di tratte a 220-300 kV con linee aventi tensioni superiori.

Tabella IX - Stati membri dell'UCTE

Austria	Macedonia
Belgio	Montenegro
Bosnia Erzegovina	Olanda
Bulgaria	Polonia
R. Ceca	Portogallo
Croazia	Romania
Danimarca (zona occidentale)	Serbia
Francia	Slovacchia
Germania	Slovenia
Grecia	Spagna
Italia	Svizzera
Lussemburgo	Ungheria

Poiché ogni rete interagisce con le altre interconnesse, l'esercizio di un sistema come l'UCTE richiede una stretta collaborazione fra le diverse aree, sulla base di regole comuni, che vengono costantemente aggiornate.

Quest'obiettivo è realizzato grazie a un complesso sistema di regolazione, sotto la responsabilità delle aree di controllo in cui è suddivisa l'UCTE. La singola area è tipicamente di dimensione nazionale, anche se esistono casi di più aree che si sono messe insieme per creare un sottosistema in grado di essere gestito in modo indipendente in situazioni di emergenza (ad esempio il CENTREL fra Germania e Svizzera).

All'interno di ogni area un centro di controllo sovrintende all'insieme delle operazioni che vi si svolgono, e coordina le proprie attività con quelle delle aree confinanti, soprattutto per quanto concerne la programmazione e il trasferimento di potenza elettrica da un'area all'altra. Questo ruolo in Italia è svolto dal Centro nazionale di controllo di TERNA.

All'interno del sistema UCTE la regolazione della frequenza è ripartita fra tutti i generatori elettrici attivi nel sistema, che sono fra loro sincronizzati. In tal modo si riduce l'impegno richiesto alle singole aree di controllo e di conseguenza l'entità della riserva di potenza. Dopo la terza Direttiva europea sul mercato elettrico (Capitolo X) nel 2008 UCTE si è fusa con ETSO (*European Transmission System Operators*), associazione fondata nel 1999, dando vita all'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E).

CRITERI DI SICUREZZA

I sistemi di protezione dei singoli componenti del sistema elettrico possono però innescare dinamiche a volte incontrollabili. Per esempio il fuori servizio di una linea importante, deciso per proteggerla da un sovraccarico, può provocare sovraccarichi altrove o inaccettabili deviazioni dei valori di tensione o di frequenza da quelli nominali. In questi casi, sempre a fini di protezione, altri componenti (generatori, linee) possono essere messi fuori servizio, creando ulteriori squilibri nelle restanti parti del sistema, che a loro volta vengono disconnesse. In tal modo si può arrivare addirittura al collasso complessivo del sistema, noto come *black-out*.

Le caratteristiche dei sistemi elettrici interconnessi sono dunque tali che qualsiasi evento è in grado di diffondersi molto rapidamente, provocando una serie di altri eventi in cascata, che possono deteriorarne le prestazioni fino al fuori servizio di una sua parte significativa o, nei casi estremi, dell'intero sistema. Quando non funzionano nello stato *normale*¹¹, cioè se non vengono

soddisfatti i margini di riserva previsti, i sistemi elettrici possono passare a uno stato *normale vulnerabile*, da cui, in caso di perturbazione sufficientemente severa, possono scivolare in condizioni di *emergenza*. Per tornare alle condizioni normali i gestori delle reti dispongono di un *piano di difesa*, che prevede una serie di azioni di riequilibrio (un tipico intervento è la riduzione del carico alimentato). Se le azioni non sono attuate tempestivamente o risultano inefficaci, si può arrivare al vero e proprio *black-out*.

Ad esempio, nel corso del 2003 il sistema elettrico italiano ha subito un rilevante distacco di carichi dalla rete il 26 giugno e successivamente un prolungato *black-out*, iniziato nella notte del 28 settembre e conclusosi del tutto solo nel tardo pomeriggio dello stesso giorno. Senza entrare in una dettagliata analisi dei due eventi^{12,13}, è opportuno sottolineare che il primo è stato determinato dalla scarsità della potenza disponibile rispetto a un forte incremento della domanda provocato dall'accentuato ricorso al condizionamento elettrico in risposta a un'ondata eccezionale di calore; il secondo da una eccessiva dipendenza dall'importazione di energia, per cui un'interruzione delle forniture dalla Svizzera, non tempestivamente segnalata dal gestore della rete di questo paese, non è stata da parte italiana fronteggiata con i necessari alleggerimenti del carico e l'altrettanto necessario mantenimento in servizio degli impianti di generazione. Al fine di limitare, per quanto possibile, funzionamenti anomali, la maggior parte delle reti elettriche di trasmissione sono progettate ed esercite con un certo grado di ridondanza, la cosiddetta *sicurezza N-1*: la perdita di uno qualsiasi degli N elementi della rete (linea, sottostazione o centrale) non comporta la perdita del servizio. Non appena un elemento della rete viene meno, gli operatori del sistema elettrico devono eseguire manovre per riportare il sistema in ridondanza.

La Figura 9 mette in evidenza che la sicurezza N-1 può essere attuata in via sia *preventiva* sia *correttiva*. Nel primo caso il sistema può gestire un'emergenza continuando a funzionare in condizioni di sicurezza per un periodo indefinito, purché non si verifichi un'altra emergenza. Nel secondo viene consentita qualche deroga ai vincoli fissati per il corretto funzionamento del sistema, purché le condizioni di sicurezza siano ripristinate entro un periodo di tempo di norma predeterminato (un valore tipico può essere 20 minuti). In entrambi i casi, con la successiva perdita di un ulteriore elemento (*situazione N-2*), la continuazione del servizio non è più garantita.

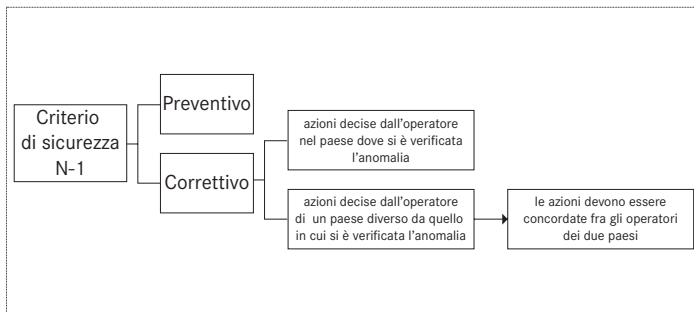


FIGURA 9. MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO DELLA SICUREZZA N-1

La debolezza principale del criterio N-1 consiste nel fatto che esso non esegue un'analisi probabilistica degli stati esaminati, né considera le dimensioni degli effetti in caso di inadeguatezza delle risposte. Inoltre, trascura la possibilità di emergenze multiple, indipendentemente dalla loro probabilità di occorrenza¹⁴. Di conseguenza, oggi si considerano anche ipotesi di emergenze multiple, introducendo indici di affidabilità sia per i singoli punti di generazione, sia per i singoli componenti del sistema, sia per il sistema nel suo complesso, e si eseguono al computer simulazioni di transitori complessi.

LA RETE DI DISTRIBUZIONE

Alla RTN è collegata la rete di distribuzione, che fornisce l'energia elettrica **agli utenti finali** con una tensione il cui valore dipende dal tipo di utilizzo; al suo interno è articolata in cinque sottosistemi:

- reti AT (Alta Tensione), che garantiscono la distribuzione primaria dell'energia elettrica e includono le linee da 30 kV in su che non fanno parte della RTN;
- cabine primarie, che trasformano l'energia elettrica da AT a MT (Media Tensione);
- reti MT, a cui appartengono le linee con tensione compresa fra 1 e 30 kV, prevalentemente a 20 kV;
- cabine secondarie, che trasformano l'energia elettrica da MT a BT (Bassa Tensione);

- rete BT, che fra l'altro alimenta tutta l'utenza domestica, a tensione inferiore a 1.000 V, generalmente 400 V, trifase, 230 V, se fase-neutro.

Le reti di distribuzione seguono schemi molto diversificati in funzione sia dell'evoluzione di un paese, sia dei problemi specifici che si devono risolvere.

All'inizio in tutto il mondo le reti di distribuzione si sono sviluppate secondo lo schema riportato nella Figura 10. Si tratta della cosiddetta *rete radiale*¹⁵, che è la più semplice e la più economica, in quanto gli utenti sono alimentati per una sola via, ma è anche caratterizzata da un modesto grado di continuità nell'alimentazione dell'utenza. In particolare, un guasto nella parte a tensione più elevata mette fuori servizio tutti gli utenti, ma anche un'interruzione a livello di rete MT ha conseguenze rilevanti.

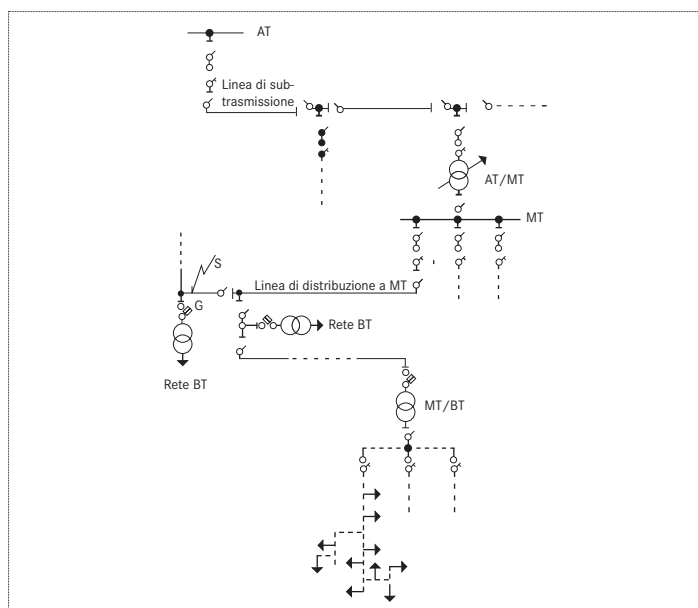


FIGURA 10. SCHEMA DI DISTRIBUZIONE RADIALE

Fonte: F. Iliceto, S. Rosati, *Impianti di distribuzione dell'energia elettrica*, Roma, 1977

Oggi nei paesi sviluppati questa soluzione è utilizzata soltanto in zone a bassa densità di carico, di tipo rurale o montano, mentre in nazioni con le caratteristiche dell'Italia si scelgono soluzioni più affidabili.

Le reti AT normalmente sono a doppia alimentazione, cioè partono da un centro di trasformazione, in cui l'energia viene abbassata dalla tensione della rete di trasmissione a quella della rete di distribuzione AT, e terminano in un secondo centro analogo. Sul loro percorso è collocato un certo numero di cabine primarie, dove la tensione viene abbassata a livello MT. Ovunque è possibile, le linee sono aeree; fanno eccezione le zone a forte urbanizzazione, dove l'energia elettrica viene vettoriata in cavi sotterranei.

Da ogni cabina primaria partono le linee della rete di distribuzione MT, che può avere soluzioni diverse in funzione delle esigenze del carico e della conformazione del territorio da servire.

Normalmente si prevede che ogni linea parta da una cabina primaria e alimenti lungo il suo percorso diverse cabine secondarie (dove la tensione viene abbassata a livello BT) per poi richiudersi in un'altra cabina primaria. Lungo la linea esiste un punto di sezionamento, in modo che l'energia elettrica possa raggiungere un determinato sito lungo un solo percorso. Solo in caso di necessità la rete viene alimentata "di rovescio" dalla cabina primaria contraffacciata.

Tuttavia la rete MT può avere una configurazione magliata, soluzione adottata in alcune zone degli Stati Uniti: in pratica ogni linea viene alimentata contemporaneamente da almeno due cabine primarie, configurazione che, con opportune protezioni (la cui complessità ne rende poco conveniente l'uso), riduce le interruzioni all'utenza.

Anche lo schema della rete BT può essere radiale, a doppia alimentazione o magliato, ma l'esercizio è quasi sempre radiale. In considerazione della ridotta potenza distribuita in Italia (da 100 a 600 kW) nella maggior parte dei casi non si ritiene conveniente garantirne la rialimentabilità, per cui gli schemi ad anello e magliato sono riservati esclusivamente ai centri urbani, dove la distribuzione avviene mediante cavi interrati, che rendono molto più lunghi i tempi necessari per eventuali riparazioni.

La rete in cavo è molto onerosa e il suo impiego è prevalente in zone urbane e in tutte le situazioni che richiedono particolari precauzioni ambientali.

A fine 2010 le reti di distribuzione italiane avevano circa 1.450 km in alta tensione, 377.000 km in media tensione e 827.000 km in bassa tensione¹⁶.

I SISTEMI DI TELEGESTIONE

Risultato dei recenti sviluppi tecnologici è l'applicazione estesa, anche al di fuori della rete di trasmissione, di sistemi di telegestione.

In materia l'innovazione più recente riguarda l'estensione del telecontrollo alle reti di distribuzione MT e BT, dove è in grado di fornire le seguenti prestazioni:

- aggiornamento in tempo reale dello stato di connessione della rete, al variare della posizione degli organi di manovra (interruttori, sezionatori);
- sezionamento automatico dei tronchi di rete MT affetti da guasto e rialimentazione automatica di quelli sani;
- identificazione automatica delle linee BT affette da guasto;
- esecuzione a distanza di comandi sugli organi di manovra della rete MT per prevenire eventuali situazioni di sovraccarico o per consentire le attività di manutenzione;
- applicazione di strategie avanzate per il controllo della tensione e dell'energia reattiva;
- effettuazione di bilanci energetici relativi ai trasformatori di distribuzione, in modo da tenere sotto controllo le perdite di rete;
- applicazione di misure selettive per l'alleggerimento del carico in situazioni di emergenza.

Nel telecontrollo di reti di distribuzione MT e BT i costi maggiori del sistema sono più che compensati dalla riduzione nei costi della manodopera. L'altra grande innovazione nella distribuzione a bassa tensione consiste nell'introduzione di contatori digitali, con i quali è possibile in particolare modificare la rigidità tariffaria cui è stata finora sottoposta l'utenza di massa.

La telegestione dell'utenza, consente infatti¹⁷:

- la telelettura dei dati di consumo secondo un calendario predefinito, al fine di evitare l'accesso ai contatori, difficile e costoso quando si

- tratta di quelli dell'utenza domestica, e le fatture di acconto, basate su consumi stimati fra due letture consecutive, con successivi conguagli;
- l'applicazione di tariffe multiorarie, estese a tutta l'utenza;
 - l'apertura telecomandata dell'interruttore, quando la potenza prelevata supera il valore consentito contrattualmente (che può essere concordato variabile nel tempo, cosa impossibile con i comandi di interruzione meccanici);
 - la telemodificazione del valore di cui sopra per ogni variazione contrattuale oppure per ridurre al minimo vitale la potenza consentita a utenti morosi;
 - la diagnostica del contatore anche al fine di mettere in luce tentativi di furto di energia;
 - la determinazione di indicatori della qualità del servizio, come ad esempio numero e durata delle interruzioni.

Il sistema di telegestione si basa quindi su contatori digitali dotati, oltre che di capacità di elaborazione ai fini tariffari e di distacco in caso di violazione della potenza contrattuale, anche di un apparato di trasmissione dati. Questi ultimi rappresentano lo strumento base per il superamento dell'attuale *modus operandi* delle reti di distribuzione, che convogliano flussi unilaterali di energia (*carichi attivi*) provenienti dalla rete di trasmissione ai consumatori (*carichi passivi*).

I pochi carichi attivi storicamente connessi alle reti di distribuzione lo erano con il criterio *fit and forget*: una volta verificato che rispettavano le regole tecniche di connessione e durante il funzionamento non potevano determinare problemi alla rete in qualsiasi situazione di carico (fase di *fit*), non potendone gestire il carico, il distributore in pratica si “dimenticava” (*forget*) della loro esistenza.

Quando i carichi attivi diventano numerosi, il criterio *fit and forget* non garantisce più il buon funzionamento delle reti di distribuzione. Per renderle capaci di gestire un numero rilevante di impianti di generazione diffusa, spesso poco programmabili, le reti di distribuzione sono in procinto di subire innovazioni radicali, trasformandosi gradualmente in reti attive, comunemente note come *smart grid* (Capitolo VII).

Note

1. **TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia-2010: Introduzione*, Roma, 2011.**
2. TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia-2006: Carichi orari*, Roma, 2007.
3. Per trasmissione si intende il trasporto dell'energia elettrica a grandi distanze.
4. S. Stoft, *Power System Economics*, New York, 2002.
5. Le perdite di energia in rete sono inversamente proporzionali al quadrato della tensione.
6. **TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia-2010: Rete elettrica*, Roma, 2011.**
7. *Getting connected: establishing Europe's supergrid*, "Power Engineering International", luglio-agosto 2011.
8. L'elettrodotto Sapei (acronimo che sta per Sardegna - penisola italiana), con una capacità di 1.000 MW, inaugurato il 17 marzo 2011, a questa data era il più lungo del mondo, coprendo una distanza pari a 435 chilometri, e il più profondo, arrivando fino a 1.640 metri sotto il livello del mare.
9. C. F. Zorzoli, *Come si "muove" il mercato del kWh a stelle e strisce*, "Nuova Energia", n. 2, 2005.
10. Interconnessione orientale (*Eastern Interconnection*), Interconnessione occidentale (*Western Interconnection*), Interconnessione del Texas (*Texas Interconnection*), Interconnessione del Quebec (*Quebec Interconnection*).
11. Lo stato è normale quando nessun componente è sovraccaricato e i margini di riserva nella generazione e trasmissione sono sufficienti per fare fronte a disturbi ragionevolmente probabili (C.A. Nucci, A. Borghetti, *Black-out: cause e mezzi per prevenirlo*, "Energia", n. 3, 2003).
12. Per l'evento del 26 giugno 2003, A. Clò, D. Pastorino, *Fatti e misfatti del deficit elettrico in Italia*, "Energia", n. 3, 2003; Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Istruttoria conoscitiva sulle cause, sugli sviluppi e sulle eventuali responsabilità delle interruzioni del servizio elettrico verificatesi in estese zone del paese nel mese di giugno 2003 e su possibili misure urgenti a garanzia degli interessi di utenti e consumatori*, Milano, 2003.
13. Per il black-out del 28 settembre 2003, A. Clò, *Fatti e misfatti/ 2- Dal deficit al blackout elettrico*, "Energia", n. 4, 2003; Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Resoconto dell'attività conoscitiva in ordine alla interruzione del servizio elettrico verificatesi il giorno 28 settembre 2003*, Milano, 2004; UCTE, *Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*, 2003; G.B. Zorzoli, *Oltre la più fervida delle immaginazioni*, "Nuova Energia", n. 4, 2003; G.B. Zorzoli, *Se la Svizzera piange, l'Italia ha poco da ridere*, "Nuova Energia", n. 4, 2004.
14. F.E. Garcés, *Electric Power: Transmission and Generation Reliability and Adequacy*, "Enciclopedia of Energy", Vol. 2, Londra, 2004.

- 
15. F. Iliceto, S. Rosati, *Impianti di distribuzione dell'energia elettrica*, Roma, 1977.
 16. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma, 2011.
 17. A. Messina, C. Mirra, G.B. Zorzoli, *The role of an electricity distributor as a promoter of energy efficiency*, relazione al "World Energy Council Conference", Roma, 2007.



Capitolo V

GENERAZIONE ELETTRICA CON TECNOLOGIE TRADIZIONALI

Come si è visto nel Capitolo I, la variazione temporale della domanda di energia elettrica ha posto fin dall'inizio problemi che in una prima fase si è cercato di risolvere promuovendo una pluralità di tipologie di utilizzo. Con l'evolvere del settore, la soluzione è stata soprattutto affidata alla compresenza nel sistema elettrico di diverse tipologie di impianti di generazione, ciascuna con una funzione specifica. Nel seguito saranno esaminate le opzioni tecnologiche più utilizzate, con l'eccezione delle nuove tecnologie a fonti rinnovabili (Capitolo VI) e degli impianti nucleari (Capitolo VIII).

IMPIANTI IDROELETTRICI

Gli impianti idroelettrici, dove la fonte primaria di energia è appunto l'acqua, sono in genere meno diffusi di altre soluzioni tecnologiche, in quanto la loro utilizzazione dipende dall'esistenza di condizioni idrologiche favorevoli.

Essi si dividono sostanzialmente in due categorie: la prima, ad acqua fluente, sfrutta grandi portate d'acqua derivate da un fiume e un dislivello modesto per azionare una turbina idraulica, coassiale con un generatore elettrico; nella seconda, l'acqua viene viceversa accumulata in invasi artificiali ad alta quota, per essere successivamente inviata a valle in apposite condotte forzate: in questo caso la potenza che se ne ricava è proporzionale al prodotto fra una portata d'acqua relativamente modesta e un dislivello elevato.

Secondo la combinazione fra portata e dislivello, si utilizzano turbine idrauliche di concezione diversa. Per cadute inferiori a 40 metri e grandi portate si impiegano le turbine Kaplan, per cadute e portate intermedie le turbine Francis, per salti fra 600 m e 2000 m e piccole portate, convogliate

a valle entro condotte forzate, le turbine Pelton (Capitolo I).

Si tende infine a considerare come mini-idraulici gli impianti inferiori ai 10 MWe, anche se alcuni abbassano il limite a 1 MWe.

Sotto il profilo tecnologico, nella generazione mini-idraulica sono però realmente innovativi solo i gruppi a bulbo, costituiti da un complesso unico, che comprende la turbina, con caratteristiche simili a quelle della turbina Kaplan, e il generatore elettrico, disposto entro un tubo ad asse orizzontale immerso nell'acqua. Utilizzati per modeste portate e piccoli salti, quindi con potenze da pochi kW a un centinaio di kW, hanno rendimenti inferiori a 80%, contro valori intorno al 95% per le grandi turbine idrauliche moderne. La loro redditività dipende dalle caratteristiche specifiche del corpo idrico e dalle eventuali incentivazioni di cui godono. Per gli impianti idroelettrici l'Italia rappresenta una delle felici eccezioni, in quanto, come si è visto nei Capitoli I e II, la sua elettrificazione per diversi decenni si è basata sullo sfruttamento del proprio sistema idrico: soltanto nel 1967 l'energia elettrica prodotta in Italia per via termica ha superato quella da fonte idraulica.

Funzioni particolari hanno infine gli impianti di pompaggio (Capitolo IV), costituiti da un invaso superiore, dove nelle ore notturne **(durante le quali)** l'energia ha un basso valore economico) viene pompata acqua da un invaso inferiore, utilizzando l'energia **elettrica** prodotta da una centrale termica, mentre nelle ore diurne l'acqua ridiscende a valle in una condotta forzata, generando **quindi** energia **elettrica** nelle ore di punta, quando il suo valore economico è massimo.

IMPIANTI GEOTERMICI

Un'altra caratteristica italiana, analizzata nel Capitolo II, è il ricorso limitato, ma non trascurabile, all'energia geotermica, che ancora oggi contribuisce per poco meno del 2% alla produzione elettrica nel nostro paese.

I sistemi geotermici possono essere a:

- *vapore dominante*, se costituiti da vapore secco a pressione e temperatura anche elevate, direttamente utilizzabile in una turbina a vapore;
- *acqua dominante ad alta entalpia*, se costituiti da acqua a pressione e

temperatura elevata, nel qual caso si utilizzano impianti **flash** o **dual flash** (sono sempre impianti a vapore, dove il fluido geotermico coincide con quello che si espande in turbina);

- *acqua dominante a bassa entalpia*, dove il fluido geotermico, a temperatura relativamente bassa, cede calore in uno scambiatore ad un fluido a bassa temperatura di ebollizione (generalmente isobutano o isopentano o loro miscela), nel qual caso il ciclo prende il nome di Organic Rankine Cycle - ORC, oppure a una miscela acqua-ammoniaca, e allora il ciclo prende il nome di Ciclo Kalina;
- *ad acqua calda*, quindi non utilizzabile per la generazione elettrica.

Un'altra opportunità, però di lungo termine, riguarda l'utilizzo delle *rocce calde*, che si trovano a grande profondità (2000 metri e oltre) e possono essere frantumate mediante l'iniezione di acqua pressurizzata, in modo da produrre una superficie di scambio termico piuttosto estesa, che consentirebbe di asportarne il calore, sempre mediante circolazione d'acqua¹. In tal modo si aumenterebbe in misura considerevole la generazione di energia elettrica per via geotermica. Tuttavia, anche se il principio su cui questa innovazione si basa è semplice, i problemi legati alla profondità, ai rischi di subsidenze, alle possibili perdite d'acqua, oltre a quelli di natura economica, hanno allontanato nel tempo le prospettive di applicazioni commerciali su larga scala.

IMPIANTI TERMOELETTRICI TRADIZIONALI

La modalità tuttora più diffusa nel mondo per produrre energia elettrica è quella di bruciare un combustibile fossile (nella maggior parte dei casi carbone) in una caldaia, dove in appositi fasci tubieri circola acqua calda ad alta pressione, a cui i fumi della combustione trasferiscono il proprio calore, trasformandola in vapore surriscaldato, che a sua volta aziona una turbina a vapore coassiale con un generatore elettrico.

Impianti di questo tipo (Figura 11), che in genere sono costituiti da più gruppi, ciascuno pari a parecchie centinaia di MW elettrici, hanno subito negli anni una continua evoluzione, migliorando in affidabilità ed efficienza, fino a stabilizzarsi per alcuni decenni intorno a rendimenti (rapporto fra energia elettrica prodotta e potere calorifico inferiore del

combustibile) del 40%. Grazie soprattutto allo sviluppo di acciai resistenti alle alte temperature, che consentono di operare con vapore a pressioni sopra i 250 bar e a temperature maggiori di 560 gradi, per gli impianti a carbone si è passati recentemente a rendimenti intorno al 45%, mentre gli ulteriori progressi in termini di materiali, attualmente in corso, fanno intravedere come possibile l'obiettivo di rendimenti superiori al 50%².

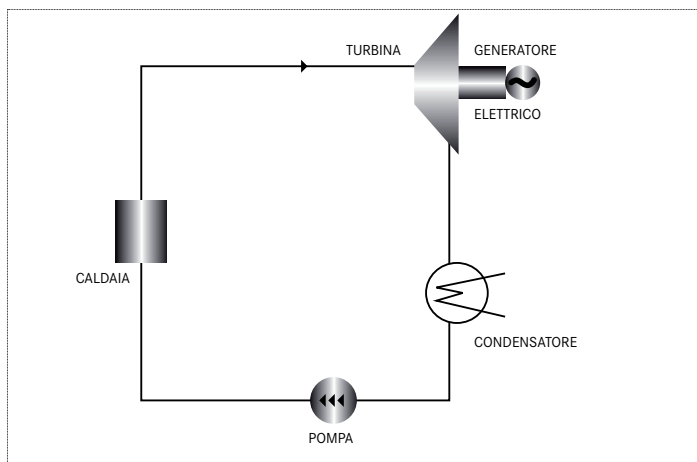


FIGURA 11. SCHEMA DI UN IMPIANTO TERMICO TRADIZIONALE

Un aumento di cinque punti nel rendimento, che a parità di energia prodotta consente di ridurre la quantità di carbone bruciato, **oltre agli evidenti vantaggi economici**, diminuisce di altrettanto le emissioni con impatto ambientale, fra cui le più importanti sono l'anidride solforosa (SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x) e il particolato solido (PST). Un fatto positivo in sé, in grado di facilitare il rispetto dei vincoli sempre più stringenti posti in particolare alle emissioni di anidride solforosa e di ossidi di azoto, per limitarne gli effetti diretti sull'uomo e sull'ambiente e per combattere il fenomeno noto come *piogge acide*, che consiste nella trasformazione degli ossidi di zolfo e di azoto rispettivamente in acido solforico e nitrico, con grave nocimento, oltre che per la salute umana, per

l'integrità delle colture, dei boschi, degli edifici, dei monumenti.

Poiché, come si è già sottolineato, gli impianti termici sono in massima parte alimentati a carbone, per contenere le emissioni di SO_2 entro i limiti imposti dalla normativa europea, si deve ricorrere ai cosiddetti *desolficatori*, veri e propri reattori chimici, di dimensioni comparabili alle caldaie. In un desolfatore i fumi prodotti dal processo di combustione vengono fatti passare, in controcorrente con vapor d'acqua, attraverso letti di calcare, dove, mediante reazioni chimiche, l'anidride solforosa si trasforma in carbonato di calcio, cioè in gesso, un composto solido inerte, che può essere successivamente smaltito oppure riutilizzato.

Nel caso degli ossidi di azoto i fumi vengono invece fatti passare attraverso *ricombinatori catalitici*, dove, in presenza di un opportuno catalizzatore, reagiscono con ammoniaca: i prodotti principali di questa reazione sono di nuovo azoto e acqua. Poiché gli ossidi di azoto si formano per la combinazione in caldaia dell'azoto e dell'ossigeno presenti nell'aria, reazione che si verifica più facilmente al crescere della temperatura, sono stati messi a punto bruciatori che consentono alla combustione di avvenire a temperature più basse, così da non rendere più necessaria l'installazione di ricombinatori catalitici. Un ulteriore abbattimento può essere ottenuto con la postcombustione dei fumi, effettuata con gas naturale.

Per il particolato solido i vincoli di legge portano a sostituire i vecchi filtri elettrostatici con nuovi filtri a più elevata efficienza nell'abbattere le polveri leggere presenti nei fumi inviati al camino.

L'alternativa a soluzioni impiantistiche come quelle qui prospettate, è il ricorso a combustibili ecoamichevoli. Poiché il gas naturale non contiene praticamente zolfo e non lascia ceneri, è questo un ulteriore punto a favore di un suo uso diretto come combustibile, soprattutto se bruciato in impianti a elevato rendimento, come i cicli combinati (vedi oltre).

L'effetto congiunto del maggiore rendimento degli impianti e delle tecnologie adottate per rimuovere gli inquinanti porta ai risultati di Tabella X, relativi alla riconversione da olio combustibile a carbone della centrale **ENEL** di Torvaldaliga Nord, presso Civitavecchia.

Tabella X - Emissioni storiche e con impianto a carbone a Torvaldaliga Nord (mg/m³)

Emissioni	Limiti di legge	Valori storici	Valori con carbone
Anidride solforosa	400	385	100
Ossidi d'azoto	200	195	150
Polveri	50	35	20

Poiché anche in impianti a carbone di elevata efficienza le emissioni di CO₂, che è il principale responsabile dell'effetto serra, rimangono comunque non trascurabili, per ovviarvi sono in fase di sviluppo specifiche soluzioni per la cattura e il successivo sequestro dell'anidride carbonica.

La cattura della CO₂ può avvenire³:

- a monte della combustione, mediante gassificazione del carbone (vedi oltre): il syngas così prodotto viene inviato in un reattore, dove è trattato con vapore saturo o surriscaldato che, combinandosi con il CO presente nel syngas, produce H₂ e CO₂. Il primo è utilizzato come combustibile, mentre la seconda viene catturata, solitamente grazie a un processo ad assorbimento;
- durante la combustione, impiegando come comburente l'ossigeno, per cui nei gas di scarico si ha praticamente solo CO₂ e acqua, sicché una volta eliminate le impurità esistenti e condensata l'acqua presente, rimane anidride carbonica relativamente pura;
- a valle della combustione, dove i gas esausti sono prima purificati da tracce di contaminanti, quali particolato e ossidi di zolfo, dopo di che si utilizza una tecnica di separazione (la più usata è il lavaggio con una soluzione di ammine).

I costi stimati sono rispettivamente 43 \$/tCO₂, 52 \$/tCO₂, 458 \$/tCO₂⁴.

La CO₂ è quindi compressa e inviata, mediante gasdotti, ad applicazioni specifiche (come per esempio per l'*Enhanced Oil Recovery*⁵) o al sequestro geologico in acquiferi salini profondi, in pozzi esauriti di petrolio e gas, ecc. Per ora molto costosi, secondo le stime più attendibili, la cattura e il sequestro della CO₂ dovrebbero diventare tecnicamente consolidati ed economicamente accettabili a partire dal 2020-2030.

Più avveniristico, ma di indubbe potenzialità, è il progetto di utilizzare micro-organismi che si nutrono di CO₂ e rilasciano metano⁶.

CICLI COMBINATI

Grazie allo sviluppo di turbine a gas in grado di accettare in ingresso gas a temperature superiori a 1000°C , a partire dagli anni '80 è stato possibile realizzare impianti a cicli combinati che, da rendimenti complessivi inizialmente fra 45 e 50%, in pochi anni sono passati agli ormai consueti valori fra 55 e 60%, limite, quest'ultimo, superato nel 2011⁷.

Negli impianti a cicli combinati si utilizzano due cicli termodinamici in cascata:

- il primo, in cui i prodotti dalla combustione di gas naturale alimentano una turbina azionante un generatore elettrico;
- il secondo, in cui i flussi caldi in uscita dalla turbina a gas, invece di essere dispersi in atmosfera, sono inviati in uno scambiatore di calore gas-acqua, dove quest'ultima si trasforma in vapore ad alta pressione, il quale, a sua volta, alimenta una turbina azionante un altro generatore elettrico.

La combinazione dei due cicli in serie permette di sfruttare al meglio il potenziale energetico del combustibile e quindi di produrre gli stessi quantitativi di energia con minori consumi di gas naturale (con il duplice vantaggio di natura ambientale ed economica). La Figura 12 riporta lo schema di funzionamento nel caso di una soluzione impiantistica in cui l'energia elettrica viene prodotta dai tre generatori elettrici, collegati a due turbine a gas e a una turbina a vapore.

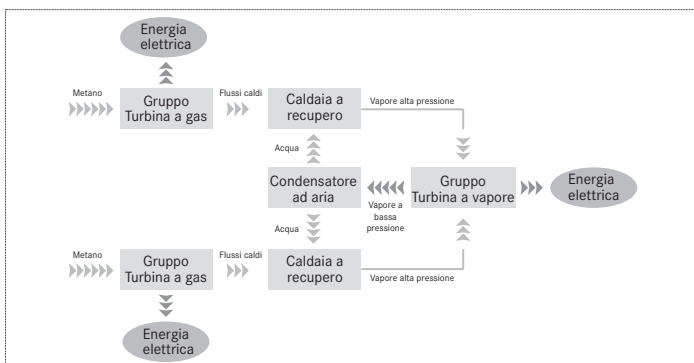


FIGURA 12. SCHEMA DI UN IMPIANTO A CICLO COMBINATO

Il livello di efficienza di questa tecnologia è molto superiore a quella delle tecnologie tradizionali che utilizzano il ciclo Rankine.

Oltre a rendimenti che ormai possono superare 60%, gli impianti a cicli combinati presentano i seguenti vantaggi:

- basso costo unitario di investimento rispetto a impianti termoelettrici tradizionali;
- effetto scala modesto (circa 400 MW sono una dimensione standard per ciascun gruppo, ma senza eccessive penalizzazioni economiche si può scendere fino a 200 MW);
- di conseguenza investimenti complessivi molto contenuti;
- tempi di realizzazione estremamente ridotti (24-28 mesi);
- emissioni di inquinanti nulle o molto contenute e ridotta emissione di anidride carbonica.

Come conseguenza della maggiore efficienza energetica e in considerazione delle migliori caratteristiche ambientali del gas naturale come combustibile, è possibile cogliere immediatamente una serie di vantaggi tipicamente connessi all'adozione di questa tecnologia.

In sintesi si tratta di:

- impianti compatti con conseguente riduzione del territorio utilizzato;
- basso impatto visivo, grazie alle dimensioni contenute, ma soprattutto alle altezze modeste dei manufatti;
- bassissimo impatto ambientale.

Pertanto, paragonando le caratteristiche di un impianto a cicli combinati con quelle di un impianto tradizionale, è possibile individuare gli aspetti qualificanti del primo:

- l'occupazione di suolo è piuttosto contenuta: per un impianto di circa 800 MW varia dai 10 ai 15 ettari in base alle caratteristiche effettive dell'area;
- non vi sono edifici con altezza superiore ai 30 metri a parte il camino, di circa 60 metri, mentre in una centrale tradizionale è di almeno 150 metri;
- le emissioni di anidride solforosa, di polveri e ceneri sono praticamente nulle, mentre quelle di ossidi di azoto sono circa il 70% in meno rispetto a un impianto tradizionale;

- le emissioni di anidride carbonica sono circa la metà di un moderno impianto a carbone di pari potenza.

Unica, ma non marginale controindicazione, la tipologia di impianti a cicli combinati più diffusa funziona soltanto con gas naturale. Questo vincolo può creare problemi in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, soprattutto in paesi come l'Italia, fortemente dipendente dalle forniture provenienti da due soli paesi, Algeria e Russia⁸. Inoltre il costo del gas, proprio per i bassi oneri di impianto, incide fortemente sul costo del kWh, per cui gli impianti a cicli combinati sono penalizzati quando i prezzi del gas naturale salgono in misura rilevante⁹.

Al di là dei loro meriti tecnici, questi impianti presentano caratteristiche particolarmente adatte a un mercato competitivo¹⁰, mentre altrettanto non si può dire per gli impianti nucleari e a carbone (le due tecnologie che hanno dominato il campo per decenni).

In entrambi i casi, e in modo più accentuato per il nucleare, gli investimenti unitari sono infatti molto più alti, le taglie commercialmente disponibili più grandi, i tempi di realizzazione parecchio più lunghi. La loro scelta è quindi favorita quando i sistemi elettrici sono per lo più gestiti da grosse aziende, spesso verticalmente integrate, comunque con un'utenza in esclusiva entro un determinato territorio. Non a caso la spinta all'integrazione verticale e all'estensione territoriale delle imprese elettriche nei paesi industrializzati è stata a lungo motivata anche dall'esigenza di raggiungere le condizioni dimensionali minime necessarie per reperire le risorse finanziarie richieste dai massicci investimenti a lungo termine imposti da impianti a carbone o idroelettrici prima, nucleari poi; e l'esclusiva del servizio venne analogamente giustificata dai lunghi tempi di realizzazione di tali impianti e dai conseguenti tempi di ritorno degli investimenti, che dovevano necessariamente essere compensati da una domanda futura non troppo incerta. Di fatto in un contesto monopolistico l'unico rischio per gli investitori è rappresentato da errori per eccesso nelle previsioni di sviluppo della domanda.

I processi di liberalizzazione nel settore elettrico rendono ovviamente meno programmabile e più incerta la domanda e di conseguenza tendono a favorire tipologie impiantistiche che consentono realizzazioni di

taglia contenuta, completabili in tempi brevi e con ridotti investimenti unitari e globali; tutte caratteristiche riscontrabili nei cicli combinati. In questo caso l'innovazione tecnologica è dunque diventata disponibile proprio mentre maturavano le condizioni strutturali per massimizzarne le convenienze. Non stupisce quindi che nei paesi dove si è sviluppato un mercato elettrico, la stragrande maggioranza dei nuovi impianti di generazione è a cicli combinati.

La risposta dei produttori di impianti a carbone non si è fatta attendere, da un lato aumentando il loro rendimento e riducendone il costo unitario, dall'altro con nuove soluzioni manifatturiere e di cantiere, che hanno consentito di ridurre i tempi di realizzazione¹¹.

BIOMASSA

Data l'importanza che per motivi energetico-ambientali anche nei paesi sviluppati sta assumendo l'uso energetico delle biomassa, questa va considerata a tutti gli effetti come un combustibile complementare a quelli fossili.

Nel mondo, per fotosintesi, sono fissate complessivamente circa $2 \cdot 10^{11}$ tonnellate di carbonio all'anno. Non a caso la risorsa rinnovabile maggiormente sfruttata nel mondo è la biomassa: residui forestali, scarti della lavorazione del legno, delle aziende zootecniche e mercatali. I paesi in via di sviluppo ricavano il 38% della propria energia dalla biomassa, con punte del 90% in alcuni di loro. Viceversa, nei paesi industrializzati la biomassa ha finora contribuito mediamente ai fabbisogni energetici solo per il 3%, tuttavia con alcune eccezioni: 18% in Finlandia, 17% in Svezia, 13% in Austria. In Europa l'insieme delle biomasse (esclusi i rifiuti biodegradabili) hanno un potenziale energetico di circa 160 Mtep/a¹².

Tuttavia, l'utilizzo esteso delle biomassa nei paesi sviluppati, preferibilmente, in cogenerazione, non è impresa banale. Secondo l'IEA, perché abbia successo, è necessario che si verifichino le seguenti condizioni¹³:

- disponibilità di biomassa nella forma e nella quantità richieste per tutta la vita dell'impianto che la utilizza;
- stipula di contratti di acquisto a lungo termine e a condizioni economiche prefissate;
- trasporto a costi sufficientemente contenuti (limitazioni nelle distanze

- percorribili e/o nel mezzo vettore);
- densità sia fisica che energetica, come pure qualità e contenuto di umidità della biomassa, accettabili;
- quando la biomassa è importata, qualità e condizioni di trasporto appropriate;
- scelta della tecnologia per la sua conversione energetica e delle dimensioni dell'impianto, basata sulla natura della biomassa e sul volume disponibile a costi sopportabili;
- integrazione fra progetto, realizzazione dell'impianto e acquisizione della biomassa;
- identificazione di un'utenza termica appropriata per consentire l'assetto cogenerativo.

In altri termini, nel caso della conversione energetica della biomassa occorre realizzare una *filiere*, non un semplice *impianto* di generazione che la utilizza; condizione che rende più **complessa la realizzazione degli impianti**.

La biomassa può essere bruciata in apposite caldaie a griglia mobile, in cui l'acqua in pressione viene trasformata in vapore surriscaldato, che a sua volta aziona una turbina a vapore, coassiale con un generatore elettrico. Taglie da 1 a 5 MW rappresentano in Italia lo standard più appropriato per questa tipologia d'impianto, in quanto potenze maggiori comportano il trasporto della biomassa necessaria da distanze tali da comportare, in molti casi, costi eccessivi. Per una buona redditività dell'impianto è altresì consigliabile operare in cogenerazione.

Per taglie da qualche centinaio di kW fino a circa 2 MW si possono utilizzare impianti ORC, del tutto analoghi a quelli a vapore, in cui però il fluido di processo non è acqua, ma un olio diatermico che consente di realizzare un normale ciclo termodinamico Rankine a temperature relativamente basse (**temperature massime di 300°C**). Il rendimento elettrico è solitamente piuttosto basso (circa 18%), quindi la generazione elettrica va di fatto considerata un sottoprodotto dell'energia termica commercialmente sfruttabile¹⁴.

Oltre alla combustione diretta, per la generazione elettrica da biomasse sono attualmente utilizzati due **processi**:

- digestione anaerobica, un processo biochimico di conversione in as-

senza di ossigeno, che consiste nella demolizione, ad opera di micro-organismi, di sostanze organiche complesse contenute nei vegetali, nei sottoprodotti di origine animale (in particolare deiezioni suine) e nella componente organica dei rifiuti, con produzione di *biogas* (costituito per il 50-70% da metano, per la restante parte soprattutto da CO₂) avente un potere calorifico medio dell'ordine di 5.000 kcal/m³. Questo processo può avvenire all'interno di un apposito digestore. Tuttavia, circa l'80% del biogas sfruttato commercialmente è prodotto nelle discariche dei rifiuti, da cui viene estratto inserendovi tubazioni perforate, entro le quali fluisce grazie alla sua sovrappressione rispetto all'atmosfera. Il biogas può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas o motori a combustione interna; opportunamente purificato, può essere immesso nei gasdotti (*biometano*);

- gassificazione, dove, mediante ossidazione incompleta di una biomassa in ambiente a elevata temperatura si produce un gas combustibile (*syngas*) di basso potere calorifico inferiore (2500 - 3500 kcal/m³). Sembra la soluzione più promettente per piccole taglie, soprattutto se inferiori al MW, dove in cogenerazione di solito si utilizzano motori endotermici (vedi Capitolo IX), purché sia ridotto al minimo il contenuto di residui pesanti nel *syngas*.

Nei paesi sviluppati, dove il costo della forza lavoro è elevato, la competitività della generazione elettrica da biomasse è condizionata dal costo della loro raccolta (che va il più possibile meccanizzata) e del successivo trasporto all'impianto che le utilizza. Non a caso, come si è visto, il loro contributo al fabbisogno energetico complessivo è elevato in Finlandia, Svezia e Austria, paesi dove è molto sviluppata l'industria della lavorazione del legno, i cui scarti sono sfruttabili in loco.

Poiché il costo della biomassa è il fattore limitante la competitività dell'energia da essa derivata, attraverso ibridazioni e/o incroci si sono sviluppate specie vegetali in grado di crescere molto più rapidamente e in numero maggiore per unità di superficie (*Short Rotation Forestry - SRF*)¹⁵. Esse vengono in genere piantate e raccolte in modo meccanizzato. In Italia sono disponibili pioppi prodotti con la tecnica SRF¹⁶.

ALTRE TECNOLOGIE

Una delle alternative alle tecnologie per bruciare combustibili fossili fin qui esaminate è il ricorso alla combustione a letto fluido. In questo caso il combustibile, spesso carbone sotto forma di polverino, mediante un forte flusso di aria viene tenuto in sospensione nella caldaia, ove si mescola intimamente con piccole sfere di calcare. In tali condizioni l'anidride solforosa generata dalla reazione fra l'ossigeno dell'aria e lo zolfo presente nel carbone è quasi totalmente assorbita dal calcare, mentre la produzione di ossidi d'azoto è contenuta a causa della temperatura ridotta a cui avviene la combustione.

La più consolidata applicazione del letto fluido ha la camera di combustione a pressione atmosferica, in due varianti: letto fluido gorgogliante e letto fluido circolante. Attualmente ci si sta orientando verso la combustione in pressione, che presenta diversi vantaggi: rendimenti più elevati, caldaie di dimensioni ridotte, l'invio diretto del gas prodotto dalla combustione (perché pressurizzato) alla turbina primaria di un ciclo combinato.

Tuttavia questa tecnologia è ancora costosa e, almeno nel caso di camera di combustione pressurizzata, di non semplice esercizio. In compenso il letto fluido consente l'utilizzo in condizioni ambientalmente accettabili di combustibili poveri e/o altamente inquinanti. Tipico è il caso dei rifiuti solidi urbani, per i quali la combustione a letto fluido può essere già oggi conveniente, in quanto elimina gli oneri connessi col loro smaltimento e contiene in misura rilevante le emissioni inquinanti. Anche per la gassificazione della biomassa la tecnologia a letto fluido sembra quella maggiormente in grado di produrre un gas di accettabile purezza¹⁷.

Un'altra soluzione tecnologica utilizzata in Italia nel quadro del CIP6 (vedi Capitolo XI) è la gassificazione dei residui pesanti dei processi di raffinazione (il cosiddetto *tar*), che hanno un potere calorifico superiore a 9.000 kcal/kg, cioè assai prossimo a quello dell'olio combustibile.

Il *tar* è inviato in un reattore, dove, ad alta pressione e in presenza di vapore acqueo e di ossigeno puro, subisce un'ossidazione parziale. Il gas così prodotto è una miscela che contiene prevalentemente idrogeno e monossido di carbonio, da cui è agevole rimuovere le frazioni indesiderabili (nerofumo, zolfo e composti dello zolfo, metalli pesanti, ceneri). In tal modo si

garantiscono bassi livelli di emissioni in seguito alla combustione del gas. Un'alternativa alle soluzioni tradizionali è anche la gassificazione del carbone che, nelle versioni attuali, rappresenta l'evoluzione di un processo sviluppato nel secolo XIX per la produzione di gas illuminante. Il prototipo dei moderni gassificatori può essere considerato quello sviluppato da Lurgi nel 1936. Dopo la seconda guerra mondiale la disponibilità di gas naturale a basso prezzo mise fuori mercato questa tecnologia, almeno per il mercato energetico. Oggi ha ripreso interesse soprattutto per motivi ecologici.

Entro un apposito reattore chimico il carbone, sotto forma di polverino, viene investito da una corrente di vapore d'acqua e d'aria (oppure di ossigeno). La reazione chimica che ne consegue produce un gas di sintesi (syngas) a relativamente basso potere calorifico. Con questo processo il contenuto di zolfo nel gas è drasticamente ridotto rispetto al carbone iniziale e sono praticamente rimossi tutti i metalli pesanti contenuti nel combustibile fossile.

I gas ricavati dai processi di trattamento del *tar* e del carbone sono utilizzati in impianti a cicli combinati, in grado, per i loro elevati rendimenti, di compensare le perdite di energia causate dai processi di gassificazione. Recentemente è stato messo a punto un gassificatore di rifiuti con fornace a fusione diretta, dotato di un volume libero superiore ad alta temperatura (850° C) che limita la formazione di diossine e di catrame e riduce notevolmente le polveri. Una successiva camera di combustione limita ulteriormente il contenuto di diossina. L'impianto realizza anche una notevole contrazione del volume dei residui: grosso modo 9% di scorie riutilizzabili e 4% di ceneri da avviare in discarica¹⁸.

LA COGENERAZIONE

Impianti che forniscono energia elettrica e utilizzano parte del calore **residuo, sono** stati realizzati in passato per stabilimenti industriali di sufficienti dimensioni, il cui processo produttivo richiedeva quantitativi rilevanti di elettricità e di energia termica. La scelta di avvalersi di impianti di cogenerazione, anche di taglia ragguardevole, era quindi di natura squisitamente economica.

L'impianto è progettato in modo da disporre di energia termica con carat-

teristiche (pressione, temperatura) sufficientemente elevate per consentirne utilizzi di interesse economico, con il vantaggio di sfruttare maggiormente l'energia primaria del combustibile, in quanto si possono realizzare rendimenti complessivi (elettrico più termico) superiori all'80%.

Tradizionalmente si trattava di impianti termici tradizionali, in cui a seconda del livello entalpico richiesto, l'energia termica era resa disponibile:

- in una normale turbina a condensazione, spillando la necessaria portata di vapore da uno stadio intermedio della turbina e inviandola all'utenza termica;
- in una turbina a *contropressione*, dove all'uscita il vapore non è inviato al condensatore, ma all'utilizzatore termico, dopo di che, di norma, il vapore condensato dall'utenza termica ritorna in caldaia;
- dal circuito secondario del condensatore.

L'opzione a) è prescelta quando il calore è richiesto ad elevata entalpia, come in molti processi industriali; la b) per il teleriscaldamento; la c) per il riscaldamento di corpi idrici destinati ad acquacoltura.

Il rendimento complessivo dell'impianto da solo non è sufficiente per valutare la bontà del processo. La qualità delle due energie messe a disposizione è infatti diversa: per l'energia elettrica è molto elevata (basti pensare alla sua convertibilità in tutte le altre forme di energia e alla molteplicità delle sue applicazioni anche a notevole distanza dal punto di generazione), mentre per l'energia termica dipende dal livello di temperatura (e anche della pressione) e risulta comunque penalizzata dal fatto di non essere trasportabile a grande distanza. Differenze che si traducono in un diverso valore economico delle due forme di energia.

Il processo di cogenerazione, oltre che dal rendimento complessivo, è pertanto caratterizzato anche dal rapporto fra calore ed elettricità prodotti e dalla qualità del primo. Sotto questo profilo, fornire calore a elevata entalpia a un processo industriale in quantità ragionevolmente costante e per un sostanzioso numero di ore all'anno è diverso dal farlo a basse temperature per il riscaldamento di edifici che, oltre tutto, alle latitudini italiane è quasi sempre caratterizzato da una **domanda limitata** a un numero ristretto di mesi.

Un altro fattore che può avere notevole influenza sulla convenienza di un impianto di cogenerazione, è il costo del combustibile, in particolare quando la sua incidenza sul costo dell'impianto differisce sensibilmente da quella degli altri impianti presenti nel sistema elettrico al cui interno deve operare. Se ad esempio il mix produttivo è composto **quasi esclusivamente** da centrali nucleari e idroelettriche (come in Francia), un rincaro del combustibile utilizzato rende meno competitivo un impianto di cogenerazione (mentre un calo nei prezzi lo favorisce). Viceversa in Italia, dove l'utilizzo di gas naturale è particolarmente elevato nella generazione elettrica come nella produzione di calore, il suo rincaro rende più appetibile la cogenerazione, che lo utilizza con elevata efficienza.

La cogenerazione ebbe in Italia una ripresa negli anni '90, grazie agli incentivi **noti come CIP6** (Capitolo XI) che fissò **condizioni tariffarie** di ingiustificato favore per impianti a cicli combinati con un assetto cogenerativo spesso più formale che sostanziale¹⁹. Così, a partire da metà degli anni '90 e per un lasso di tempo non **trascurabile** gli impianti in cogenerazione sono mediamente cresciuti in Italia a tassi annui non lontani dal 20%. **La conferma di questo trend viene dai dati sulla cogenerazione per il 2010, cui corrisponde una produzione elettrica pari a 111.467,8 GWh: una cifra in apparenza spropositata, che cessa di essere tale quando si scopre che l'85% di questa energia (94.257,8 GWh) proviene - guarda caso - da cicli combinati²⁰.**

Solo più recentemente, con il varo della normativa incentivante solo la Cogenerazione da Alto Rendimento, si sono introdotte misure **incentivanti** solo gli impianti realmente efficienti (Capitolo IX).

Fin qui si è parlato più che altro di utenze (una grande fabbrica o un quartiere cittadino) di grosse dimensioni, mentre la cosiddetta *cogenerazione diffusa*, cioè su piccola scala, è fenomeno più recente e ha lo scopo di estendere, per quanto possibile, gli effetti della maggiore efficienza energetica degli impianti cogenerativi a utenze di dimensioni più ridotte (un centro commerciale oppure un grosso condominio), anche perché la contiguità fra punto di produzione e punto di consumo riduce i costi di trasporto dell'energia. Oltre tutto, con la recente comparsa sul mercato a prezzi contenuti di macchine ad as-

sorbimento, che convertono il calore in frigoriferie, è diventato possibile passare dalla *cogenerazione* alla *trigenerazione*, sfruttando il calore per climatizzare gli ambienti durante l'estate. Queste applicazioni saranno analizzate nel Capitolo IX, dedicato all'efficienza elettrica.

IL MIX PRODUTTIVO ITALIANO

Poiché nel corso degli ultimi quindici anni molti dei vecchi impianti di generazione sono stati convertiti in cicli combinati, tecnologia adottata anche per le nuove installazioni, a fine 2010 il parco elettrico italiano aveva la composizione indicata nella Tabella XI, dove per confronto è riportata la situazione al momento della nazionalizzazione, cioè nel 1963.

Tabella XI -Potenza efficiente lorda di generazione in Italia nel 1963 e nel 2010

Tipo di impianto	1963	2010
Idroelettrico	12.517 MW	21.893 MW
Geotermico	315 MW	772 MW
Termoelettrico	6.684 MW	78.341 MW
Nucleare	200 MW	-
Eolico, fotovoltaico	-	9.824 MW
Totale	19.716 MW	110.290 MW

Fonte: Mia elaborazione di Terna- *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia- 2010: Impianti di generazione e Dati storici*, Roma, 2011.

In 47 anni la potenza idroelettrica è aumentata del 75%, quella geotermica di quasi due volte e mezzo, ma la rivoluzione ha riguardato prima gli impianti termoelettrici, la cui potenza è cresciuta quasi dodici volte, mentre ora concerne le installazioni eoliche e fotovoltaiche. Complessivamente nel 2010 si raggiunge una potenza lorda di 110.290 MW, cui corrisponde una potenza netta di 106.489 MW, da confrontare con un picco della domanda pari a 56.425 MW (Capitolo IV).

Da un deficit di potenza, che il 26 giugno 2003 ha comportato un rilevante distacco di utenze, siamo passati alla condizione diametral-

mente opposta, per effetto della realizzazione di un eccessivo numero di impianti a cicli combinati e della crescita sostenuta di impianti eolici e fotovoltaici. Le conseguenze di questo stato di cose per il sistema elettrico italiano saranno approfondite nel Capitolo XV.

In termini percentuali, il contributo delle diverse tipologie di impianti alla produzione elettrica lorda italiana nel 2010 è riportato nella Tabella XII.

Tabella XII - Produzione lorda nel 2010

Impianti	Produzione lorda (GWh)
Idroelettrici	54.406,7
Geotermici	5.375,9
Termoelettrici	231.248,0
Eolici	9.125,9
Fotovoltaici	1.905,7
Totale	302.062,2

Fonte: Terna- Dati statistici sull'energia elettrica in Italia- 2010: Produzione, Roma, 2011.

A parte l'assenza di qualsiasi apporto di energia nucleare e il maggiore ruolo delle fonti idrica e geotermica, la principale diversità del caso italiano consiste in una generazione termoelettrica che brucia prevalentemente gas naturale. Nel 2010 in Italia negli impianti termoelettrici solo il 17,2% dell'energia è stata prodotta utilizzando combustibile fossile solido (quasi tutto carbone), il 4,3% con prodotti petroliferi (quasi tutto olio combustibile), il 12,2% con altri combustibili (fra cui, rilevanti, le biomasse) e ben il 66,3% bruciando gas naturale²¹, mentre nei principali paesi sviluppati la generazione termoelettrica si è storicamente basata sul ricorso a impianti nucleari e a carbone, a cui solo recentemente si sono aggiunti i cicli combinati.

A fine 2010 la potenza efficiente netta dei cicli combinati installati in Italia ammontava a 41.148,8 MW; 73% della domanda massima di potenza nello stesso anno (e diverse migliaia di MW aggiuntivi erano in costruzione). Non stupisce quindi che una simile sovraccapacità produttiva si traduca in un numero decrescente di ore medio di utilizzo annuo dei cicli combinati.

Se si prescinde dagli impianti CIP6, che hanno priorità di accesso alla rete (Capitolo XI), quelli in assetto puramente elettrico **a cavallo del 2010** hanno mediamente registrato ore equivalenti di funzionamento annuo a piena potenza inferiori a 3.500.

Il solo riferimento al gas utilizzato fornisce un panorama parziale di una situazione ben più complessa, con precise radici storiche.

In Italia il vero e proprio boom di investimenti in raffinerie di petrolio, verificatosi nel dopoguerra, si basò sulle tecnologie di raffinazione più semplici, in cui la percentuale dei prodotti in uscita tendeva in sostanza a riflettere la percentuale dei diversi idrocarburi presenti del greggio trattato. In tal modo, però, diversamente da quanto già allora avveniva nei paesi più evoluti, come gli Stati Uniti, la percentuale delle frazioni pesanti, le meno pregiate, risultava molto alta. Di conseguenza fino agli anni '70 in Italia l'olio combustibile si è mediamente collocato poco lontano dal 50% della produzione delle raffinerie²².

Poiché gli altri usi industriali erano in grado di assorbirne solo una parte, si diede vita a un mercato aggiuntivo, costruendo impianti termici che bruciavano olio combustibile, talvolta addirittura localizzati a bocca di raffineria (tipico il caso della raffineria e dell'impianto termoelettrico di Milazzo). Questa strategia è stata così poco casuale che:

- negli anni '60 la legge che limitava il contenuto di zolfo nei combustibili, stabilì un valore massimo del 3% per l'olio combustibile e dell'1% per il carbone, penalizzando quest'ultimo (tenuto conto del diverso potere calorifico, la *par condicio* avrebbe consentito nel carbone un contenuto massimo di zolfo intorno al 2%);
- finché il kWh prodotto bruciando olio combustibile è stato più a buon mercato di quello da carbone, in Italia si sono costruiti impianti abilitati a utilizzare entrambi i combustibili; quando, subito dopo il primo shock petrolifero del 1973, la situazione si è invertita, i nuovi impianti termici sono stati realizzati in modo da non potere funzionare a carbone;
- malgrado le numerose dichiarazioni a favore del nucleare, fino ai referendum antinucleari del 1987, cioè nei primi venticinque anni dalla sua vita, Enel ha realizzato e messo in esercizio un solo impianto nucleare, quello di Caorso (800 MW, pari a poco più della potenza nucleare complessivamente ereditata al momento della nazionalizzazione).

Quando negli anni '80 Enel tenta il varo di un programma basato su un mix di impianti policombustibili (in grado di bruciare indifferentemente carbone, olio combustibile, gas naturale) e (ma con minore convinzione) di impianti nucleari, ciò accade in un paese che nel frattempo non ha interiorizzato una cultura del carbone e del nucleare, per cui ha buon gioco la nascente opposizione di principio al secondo e di fatto al primo. Così, dopo l'incidente di Chernobyl l'Italia è l'unico paese che non solo blocca gli impianti nucleari in costruzione, ma addirittura chiude quelli in esercizio. Quanto al carbone, dopo tante parole e impegnative dichiarazioni programmatiche il suo consumo annuo nella generazione di energia scende dai 10 milioni di tonnellate a metà anni '80 ai 7-8 milioni a metà anni '90, per risalire oltre i 10 milioni soltanto negli ultimi anni del secolo XX: 15 milioni di tonnellate nel 2010.

Viceversa, ancora nel 1995 il 62% dei kWh prodotti in impianti termoelettrici era ottenuto bruciando olio combustibile, contro il 18% dell'Unione Europea. Dovendoli sostituire con impianti più concorrenziali, l'alternativa più compatibile col nascente processo di liberalizzazione erano i cicli combinati. Così, da un eccesso di olio combustibile siamo passati a un eccesso di impiego di gas.

Altra conseguenza, a partire dagli anni '80 ha luogo un crescente ricorso a energia elettrica importata, di cui solo una parte minore e nei periodi di massima domanda è servita a compensare eventuali deficit nella potenza disponibile all'interno. La quota più rilevante è stata importata per contenere il costo medio di produzione, dato che l'energia proveniente dall'estero risultava più a buon mercato del costo marginale degli impianti nazionali, per via del mix di combustibili utilizzato: conveniva insomma tenerli fermi. Anche con il pieno dispiegamento del libero mercato, salvo circostanze occasionali in cui la volatilità dei prezzi sugli altri mercati spot europei li porta per brevi periodi sopra quelli italiani, la situazione non è sostanzialmente cambiata.

Così il contributo del saldo netto con l'estero all'energia richiesta dalla rete, 3,4% nel 1980, sale a 12,1% nel 1985, a 14,7% nel 1990, a 14,9% nel 2000, fino a raggiungere la punta del 16,3% nel 2002. La flessione negli anni successivi è dovuta alle limitazioni all'import suggerite dal *black-out* del 28 settembre 2003. Tuttavia nel 2010 esso è stato pur sempre pari al 12,9%.

Note

1. AA.VV., *Hot Dry Rock Geothermal Energy*, Berlino, 2008.
2. J. Bugge, S. Kjaer, R. Blum, *High-efficiency coal-fired power plants development and perspectives*, Londra, 2005.
3. ENEA, *Le tecnologie di carbon capture and storage*, "Energia, ambiente e innovazione", Supplemento al n. 1-2, 2011.
4. M. Finkenrath, *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*, Parigi, 2011.
5. G. Ragazzino, G.B. Zorzoli, *cit.*
6. M. Magrini, *Un microbo salverà il pianeta*, "Il Sole-24 Ore", 26 marzo 2008.
7. M.R. Susta, M. Greth, *Efficiency Improvement Possibilities in CCGT Power Plant Technology*, www.imteag.com/2-PGA-2001. A maggio 2011 General Electric ha presentato una nuova centrale elettrica a ciclo combinato, che garantisce un rendimento del 61% con la massima flessibilità di esercizio, quindi in grado di funzionare come *back-up* di impianti eolici e solari (Capitolo VII).
8. A. Clò, *Riflessioni a caldo sull'emergenza gas e dintorni*, "Energia", n. 1, 2006.
9. Più del 90% del gas naturale consumato in Italia è stato per anni importato con contratti di acquisto che prevedono di indicizzarne il prezzo su quello del petrolio. Solo a seguito della crescente dissociazione fra prezzi del greggio e del gas sui mercati spot, in Italia e negli altri paesi importatori si è avviata una rinegoziazione dei contratti in essere, finalizzata ad alleggerire tale correlazione.
10. Credo di essere stato uno dei primi in Italia a sottolineare la correlazione esistente fra successo dei cicli combinati e avvio dei processi di liberalizzazione (per esempio cfr. G.B. Zorzoli, *Il sistema elettrico e le nuove sfide tecnologiche*, Roma, 1997).
11. U. Hansen, *Technological Options for Power Generation*, "The Energy Journal", n. 2, 1998.
12. J. Hinge, E. Alikangas, L. Nibbi, *Waste not, want not: unexploited biomass resources in Europe*, www.renewableenergyworld.com, 5 agosto 2011.
13. Mia elaborazione delle raccomandazioni contenute in IEA, *Bioenergy Project Development & Biomass Supply*, Parigi, 2007.
14. A. Duvia, M. Gaia, *ORC plants for power production from biomass from 0.4 to 1.5 MWe. Technology, efficiency, practical experiences and economy*, relazione al "7th Holzenergie Symposium", Zurigo, 2002.
15. G. Scarascia Mugnozza et al., *Short Rotation Forestry to produce bioenergy in Italy*, relazione al "II Sino-Italian Workshop on Agroforestry", Pechino, 2005.
16. M. Dionigi, P. R. Porceddu, *Il pioppo S.R.F., aspetti tecnici ed economici*, relazione al Conve-

- gno “Impegno formativo della Facoltà di Agraria nel settore delle biomasse”, Perugia, 2007.
17. G. Braccio, *Attività di ricerca ENEA sulle tecnologie di conversione delle biomasse*, relazione al Convegno “ITABIA - Biomasse, politiche, tecnologie ed esperienze”, Napoli, 2007.
 18. JFE, *NKK High-Temperature Gasifying and Direct Melting Furnace*, Tokyo, 2007.
 19. G.B. Zorzoli, *CIP6, una storia da riscrivere*, “Staffetta Quotidiana”, 9 febbraio 2009.
 20. TERNA, *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2010: Produzione*, Roma, 2011.
 21. *Ivi*.
 22. G.B. Zorzoli, *Il dilemma energetico*, Milano, 1975.



Capitolo VI

L'APPORTO DELLE NUOVE FONTI RINNOVABILI

Le nuove tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili di energia hanno iniziato a destare interesse al di fuori di una ristretta cerchia di studiosi¹ nei primi anni '70, quando l'improvviso rincaro del petrolio (prezzo moltiplicato per quattro in pochi mesi), da alcuni interpretato come prodromico della sua non lontana scarsità fisica², ne valorizzò la funzione di alternative energetiche, per di più inesauribili, ai combustibili fossili.

La loro disponibilità dipende infatti dal flusso della radiazione solare, la quale è più di 10.000 volte superiore all'attuale consumo energetico mondiale. Inoltre, da parte dei movimenti ambientalisti esse furono subito assunte a bandiera dell'antinucleare, del Bene assoluto contrapposto al Male assoluto, ipostatizzazione ideologica che non ha giovato al razionale sviluppo di queste tecnologie.

Successivamente le preoccupazioni per i cambiamenti climatici indotti dall'effetto serra³ hanno individuato nelle fonti rinnovabili uno dei principali strumenti per la realizzazione della cosiddetta *green economy*⁴, in quanto mentre generano energia⁵ non emettono anidride carbonica (nel caso delle biomasse con emissione netta pressoché nulla) e (sempre con l'eccezione delle biomasse) inquinanti chimici.

L'energia proveniente dal sole si manifesta per il 66,5% sotto forma di calore sensibile (sfruttabile direttamente da collettori solari termici o da pannelli fotovoltaici), per il 33,2% come energia potenziale (in misura significativa già utilizzata dagli impianti idroelettrici), per lo 0,2% come energia cinetica (imbrigliabile da generatori eolici o da impianti alimentati dal moto ondoso); la parte residua contribuisce essenzialmente alla fotosintesi clorofilliana (cioè alla produzione di biomassa, il cui uso energetico risale alla scoperta del fuoco).

Oltre all'energia derivante dal sole, è convenzionalmente considerata

rinnovabile l'energia geotermica (Capitolo V).

La circostanza che energia idrica, geotermica, da biomassa siano da tempo utilizzate su scala significativa con tecnologie considerate mature, non è casuale, in quanto siamo in presenza di un potenziale energetico sufficientemente *concentrato*.

Per le altre fonti rinnovabili il divario tra potenzialità ed effettiva convenienza di impiego è viceversa condizionato dalla loro elevata *diluzione*: in natura sono disponibili con una densità di energia molto bassa, che può comportare un non trascurabile impegno di territorio e/o un costo tendenzialmente più elevato rispetto agli impianti alimentati da combustibili fossili (anche se questi ultimi provocano un impatto ambientale i cui costi andrebbero correttamente conteggiati). Un secondo inconveniente di molte fonti rinnovabili è la loro disponibilità in modo discontinuo (l'alternanza giorno- notte per la radiazione solare) e/o aleatorio (gli andamenti meteorologici condizionano la disponibilità di acqua, vento e sole), a meno di ricorrere a sistemi di accumulo, di gestione attiva delle reti (*supergrid, smart grid*), di integrazione con altre fonti (Capitolo VII).

Tuttavia, negli ultimi decenni per effetto dell'impegno in ricerca e sviluppo e delle politiche di incentivazione, che hanno visto l'Europa in prima fila, si è registrato un crescente contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di elettricità: **nel 2010 quasi il 20% dell'offerta mondiale di energia elettrica e circa metà della potenza complessiva installata nell'anno⁶. Una tendenza che trova riscontro nei più recenti scenari dell'IEA, dove si attribuiscono alle rinnovabili contributi al soddisfacimento della domanda complessiva di energia nel 2035 che possono arrivare al 26,5% (contro il 13% del 2008)⁷, mentre altri scenari ipotizzano che nel 2050 l'intero fabbisogno energetico europeo sarà quasi in toto soddisfatto facendo ricorso a fonti rinnovabili⁸.**

Pur con molti ritardi rispetto ad altri paesi europei e senza una chiara e condivisa politica di promozione del settore, a partire dai primi anni di questo secolo anche in Italia le nuove fonti rinnovabili hanno incominciato a incidere sulla generazione elettrica (Figura 13).

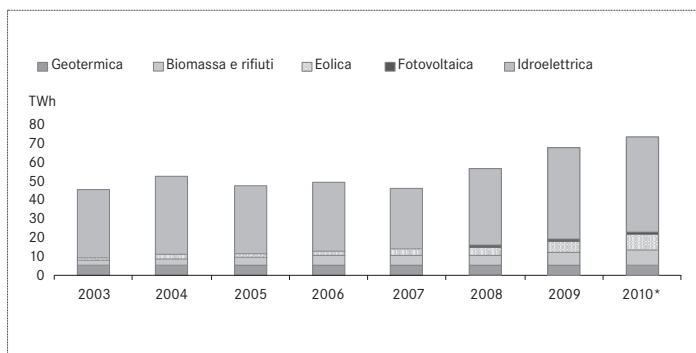


FIGURA 13. EVOLUZIONE DEL MIX DI GENERAZIONE RINNOVABILE 2003-2010

Fonte: Elaborazione REF (*Energia verde 2011*, Milano 2011) su dati Terna

EOLICO

Poiché la pressione atmosferica cresce con la densità dell'aria, che dipende dalla temperatura e dall'umidità locale, a loro volta determinate dall'energia proveniente dal sole, ne consegue che le masse d'aria tendono a spostarsi dalle zone di alta pressione a quelle di bassa pressione, generando i venti.

Già utilizzata nell'antichità, particolarmente diffusa nei paesi dell'Europa centro-settentrionale a partire dal Medio Evo⁹, in seguito marginalizzata dallo sviluppo dei motori termici ed elettrici, la tecnologia eolica ha riacquisito interesse a partire dagli anni '70, con l'insorgere della prima crisi petrolifera.

In Italia l'energia eolica è molto vicina alla competitività, già raggiunta là dove i regimi dei venti sono più favorevoli, come conferma il tasso di crescita della potenza installata a livello mondiale (Figura 14), **che nel 2010 ha raggiunto 197 GW. Nel primo semestre 2011 è salita ulteriormente a 215 GW¹⁰.**

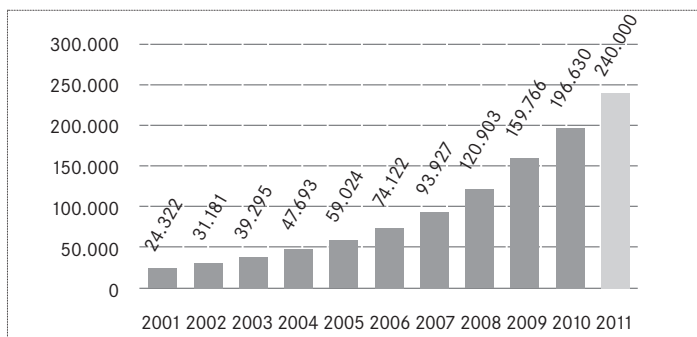


FIGURA 14. CRESCITA DELLA POTENZA EOLICA MONDIALE (MW)

Fonte: World Wind Energy Association, *World Wind Energy Report 2010*, Bonn, 2011

Le previsioni a medio termine collocano la potenza globalmente installata nel 2015 fra 459 GW¹¹ e circa 707 GW¹².

Quella eolica può essere insomma considerata una tecnologia matura, già competitiva in diverse localizzazioni¹³ e prossima a esserlo anche in Italia.

Dopo che per anni la leadership mondiale è stata europea, grazie soprattutto alla potenza installata in Germania, oggi a dominare, sia per potenza installata che per tasso di crescita, è la Cina (Figura 15). L'Italia, malgrado sia partita in ritardo e abbia regimi di vento favorevoli solo in alcune regioni, occupa una posizione ragguardevole.

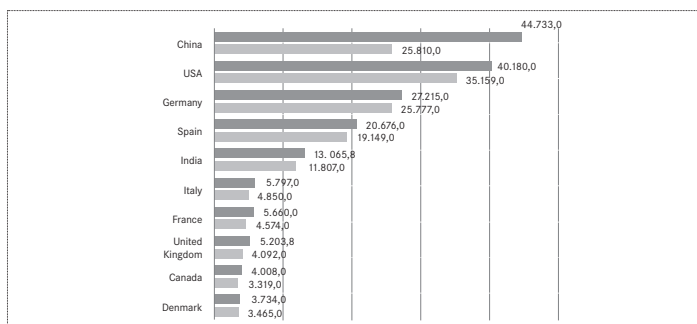


FIGURA 15. PRIMI 10 PAESI PER POTENZA INSTALLATA (MW)

Fonte: World Wind Energy Association, *World Wind Energy Report 2010*, Bonn, 2011

Nel 2010 gli impianti eolici hanno coperto il 5,3% della domanda di energia elettrica nell'Unione Europea, con punte del 25,6% in Danimarca e del 15,6% in Portogallo; in Italia, 3,2%.

Le attuali macchine eoliche sono di due tipi: ad asse del rotore orizzontale, cioè parallelo alla direzione del vento e al terreno; oppure ad asse verticale, perpendicolare alla direzione del vento e al terreno.

Le macchine ad asse orizzontale hanno avuto il maggiore sviluppo tecnologico e la massima diffusione commerciale; attualmente quasi tutta la potenza elettrica prodotta per via eolica proviene da aerogeneratori di questo tipo. Quelle ad asse verticale stanno ora diffondendosi per impianti di piccola potenza (*minieolico*).

La Figura 16 illustra la tipica struttura di un aerogeneratore ad asse orizzontale, di cui sono specifici i seguenti sistemi:

- la torre e le fondamenta, che costituiscono la struttura di sostegno;
- la navicella, al cui esterno è fissato il rotore, costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale, mentre all'interno sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il sistema frenante e il relativo sistema di controllo.

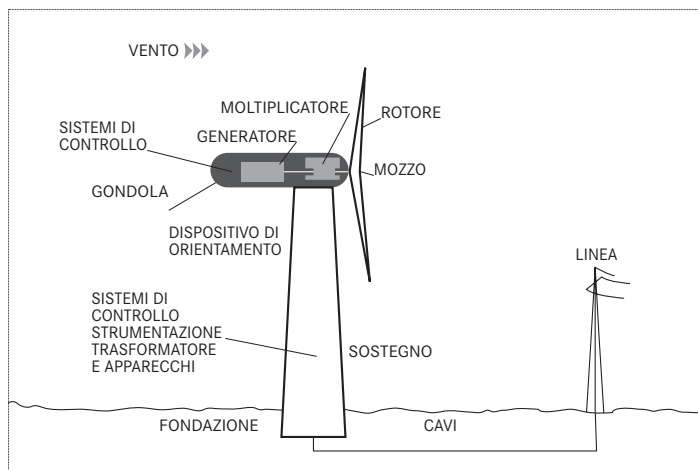


FIGURA 16. SCHEMA DI UN GENERATORE EOLICO

La navicella è in grado di ruotare rispetto al sostegno allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento.

Il rotore degli attuali aerogeneratori ha quasi sempre tre pale. Anche se i rotori a due pale sono meno costosi e girano a velocità più elevate, quelli a tre pale presentano migliori proprietà dinamiche, in quanto forniscono una coppia motrice più uniforme e hanno una resa energetica superiore.

Il mozzo del rotore è collegato a un primo albero, detto *albero lento*, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore e all'altro estremo è connesso a un moltiplicatore di giri, a sua volta collegato a un *albero veloce*, che ruota con un numero di giri nell'unità di tempo necessario affinché il generatore elettrico produca corrente alternata alla frequenza di rete.

Il sistema di controllo ha in particolare la funzione di limitare la potenza e/o il numero di giri e di effettuare eventuali arresti di emergenza. In assenza di questi interventi, al crescere dell'intensità del vento la potenza prodotta e il numero di giri continuerebbero infatti ad aumentare e potrebbero raggiungere valori tali da compromettere la resistenza meccanica delle pale e degli alberi motori.

L'altezza delle torri varia in funzione della potenza impegnata, del diametro e delle caratteristiche della località d'installazione. In genere, l'altezza della struttura di sostegno è superiore al diametro della turbina, mentre il rapporto altezza torre/diametro turbina decresce fortemente al crescere del diametro.

Poiché la potenza di un aerogeneratore cresce con il cubo della velocità del vento¹⁴, la produttività di una macchina può variare in misura significativa in funzione del regime dei venti nella località di installazione; così da una stessa macchina si può ottenere una potenza maggiore o minore a seconda del sito in cui viene ubicata. Si definisce velocità del vento "nominale" la velocità minima che permette alla macchina di fornire la potenza di progetto. In ogni caso per un funzionamento accettabile del generatore, occorre una velocità del vento di almeno 3,5-4 m/s.

A parità di potenza è altresì possibile variare le dimensioni del rotore (quindi dell'area spazzata) fra valori della potenza specifica, spesso denominata parametro SRO (*Specific Rated Output*) che possono essere compresi fra 100 e 500 W/m². Poiché la produzione annua di energia a parità di velocità media del vento cresce al diminuire del parametro SRO (Figura 17), entro certi limiti il sovradimensionamento del rotore migliora le prestazioni di un impianto eolico.

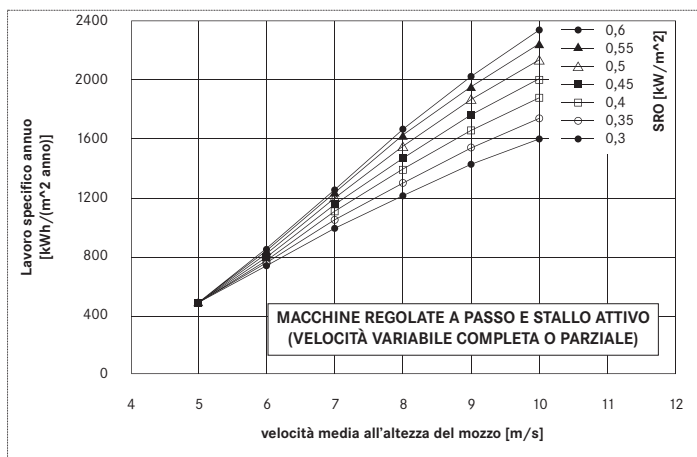


FIGURA 17. ENERGIA PRODOTTA PER UNITÀ DI AREA SPAZZATA IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO E DI SRO

Fonte: L. Battisti, *Analisi critica del fattore di utilizzazione degli impianti motori eolici in Italia*, "65° Congresso Nazionale ATI", Domus De Maria, 2010.

L'aumento dell'altezza della torre che, a parità di altre condizioni, sfrutta il minore effetto dell'attrito del vento con la superficie terrestre (boschi, montagne, edifici...), unito ai maggiori diametri delle pale che in tal modo si possono realizzare, consente di incrementare la potenza delle macchine eoliche.

Da aerogeneratori con diametri delle pale dell'ordine delle decine di metri a metà anni '70 (e potenze di poche decine di kW) si è arrivati a macchine con diametri vicini al centinaio di metri e potenze dell'ordine del MW, con conseguente riduzione dei costi unitari. Si sono sviluppati generatori eolici di diametro superiore ai cento metri con potenze fra 5 e 10 MW per applicazioni *offshore*, in modo da compensare con l'effetto scala i maggiori costi di installazione.

L'ubicazione degli impianti in mare consente di sfruttare regimi di vento di norma più elevati e più costanti, ottenendo una maggiore producibilità energetica in condizioni di minore turbolenza del vento, che prolunga

la durata delle parti meccaniche. Inoltre, l'*offshore* dovrebbe rendere più agevole il reperimento dei siti, essendo quelli a terra più limitati, anche per la spesso difficile accettazione da parte delle popolazioni coinvolte, soprattutto per l'impatto visivo delle macchine eoliche¹⁵.

Per contro, la situazione dei carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore è più sfidante, sia per la presenza del mare, sia per la maggiore forza del vento, cui nei mari settentrionali si aggiunge la formazione del ghiaccio. Si deve inoltre tenere conto di un'accentuata corrosività dovuta all'ambiente marino, di una maggiore frequenza di fulminazione e della distanza dalla terraferma, che implica l'adozione di infrastrutture elettriche rilevanti.

L'installazione a mare comporta infine procedure di trasporto e montaggio della componentistica e di messa in opera dell'impianto molto diverse da quelle sulla terraferma. È inevitabile che i tempi si allungino e le attrezzature siano più complesse, mentre dal punto di vista **strutturale** assume grande rilevanza la **struttura** di fondazione. Più difficili, costosi e richiedenti tempi maggiori sono infine gli interventi di manutenzione.

Tuttavia, soprattutto nel mare del Nord, si prevedono per il 2020 installazioni *offshore* fino a un massimo di poco più di 40 GW, che forniranno circa il 25% dell'energia eolica europea¹⁶, mentre le previsioni a livello mondiale stimano in circa 100 GW la potenza a mare installata nel 2020 e 440 MW un *target* realistico per il 2050¹⁷.

I generatori eolici possono essere isolati, ma più frequentemente sono raggruppati nei cosiddetti *parchi eolici*, che in un solo sito assommano potenze di almeno qualche decina di MW, con evidenti vantaggi in termini economici. Le macchine possono essere disposte su un'unica fila, su reticoli quadrati o romboidali, su file parallele, e vanno mantenute a debita distanza l'una dall'altra al fine di evitare interferenze che provochino perturbazioni nell'intensità del vento.

Il tendenziale raggruppamento degli impianti in parchi eolici, a loro volta concentrati là dove migliori sono i regimi di vento, pone ovviamente problemi di potenziamento della rete di trasmissione, che la mettano nelle condizioni di veicolare l'energia prodotta (vedi Capitolo VII).

L'impatto ambientale, soprattutto di grossi parchi eolici a terra, è principalmente di natura paesaggistica. Altri effetti spesso paventati - interferenze elettromagnetiche, disturbo all'avifauna stanziale e migratoria - sono di solito trascurabili, mentre le emissioni acustiche cessano di avere effetto a distanze contenute.

Per ovviare all'impatto sul paesaggio si può ricorrere a modalità di *schermatura* o di *mitigazione*. Una tipica schermatura può essere realizzata con filari di alberi sufficientemente alti con chiome molto fitte, che consentono di nascondere per intero la causa dello squilibrio visivo. Di mitigazione sono invece gli interventi che portano a un miglioramento della percezione visiva, senza però escludere completamente dalla vista la causa del disturbo. Si tratta in sostanza di attenuare l'impatto e di rendere meno riconoscibili i tratti di ciò che provoca lo squilibrio. Un intervento tipico di mitigazione consiste nella scelta di colori per l'oggetto disturbante, omogenei con quelli presenti nel contesto.

In pratica la schermatura agisce direttamente sulla causa dello squilibrio, mentre la mitigazione agisce sul contesto circostante; ovviamente possono essere adottati entrambi in un medesimo progetto.

Scelte come i parchi eolici e lo sviluppo di impianti *offshore* sono tipici di una tecnologia che nella sua versione attuale può ridurre i costi solo attraverso economie di scala (anche a livello manifatturiero) e innovazioni incrementali¹⁸.

L'unica innovazione radicale in fase di sviluppo concerne tecnologie in grado di sfruttare il vento ad alta quota (cioè **dove** non possono arrivare gli impianti eolici tradizionali), **dove** ha intensità e velocità maggiori, più uniformi e più costanti. A questo filone appartiene il progetto italiano *KiteGen*¹⁹: a un'altezza di centinaia di metri vengono collocate ali semirigide ad alta efficienza (sorta di aquiloni *high tech*) con una superficie di decine di metri quadrati, manovrabili da terra con una coppia di funi pilotate automaticamente, in modo da controllarne la direzione di volo e l'assetto rispetto al vento. Rimangono viceversa al suolo tutti i macchinari pesanti per la generazione di energia.

Grazie a specifici meccanismi di incentivazione (Capitolo XIII), si sta sviluppando anche in Italia la domanda di aerogeneratori su piccola scala (<200 kW), in modo arbitrario denominati *minieolici* fino a potenze fra 10-20 kW e *microeolici* al di sotto.

Nel minieolico la maggior parte delle turbine sul mercato rimangono ad asse orizzontale con rotore tripala, mentre, a differenza delle grandi macchine, dove il generatore è a velocità variabile, qui prevale la

soluzione, più semplice, degli *alternatori sincroni a magneti permanenti*. Questi generatori, ovviamente, non richiedono il moltiplicatore di giri e sono accoppiati direttamente al rotore. L'energia elettrica generata viene inviata ad un convertitore AC-DC-AC, che provvede a portare la frequenza e la tensione del generatore, altrimenti variabili in funzione della velocità di rotazione, al valore di rete e in fase con la rete stessa. Il controllo dell'*imbardata* (moto di oscillazione della navicella intorno al proprio asse verticale) è di tipo passivo per le macchine di piccola taglia (sotto 50 kW), mentre rimane attivo, come nei grandi aerogeneratori, per potenze superiori²⁰.

Il minieolico è particolarmente sviluppato negli Stati Uniti e nel Regno Unito (dove, con un limite superiore di soli 100 kW, **la potenza complessivamente installata a fine 2010 era circa 43 MW²¹**). **Alla stessa data in Italia risultavano in esercizio 54 impianti per una** potenza complessiva di **2,055 MW²²**.

FOTOVOLTAICO

Nell'utilizzo diretto dell'energia solare per la produzione di elettricità oggi è di gran lunga dominante la tecnologia fotovoltaica (FV), che si basa sul comportamento di materiali semiconduttori esposti alla luce del sole, i cui fotoni in una determinata banda di frequenza (diversa da materiale a materiale) sono dotati di energia sufficiente a scalzare un elettrone da un atomo del materiale medesimo, creando nel contempo una lacuna elettronica. Per evitare che elettroni e lacune si ricombinino, si realizzano due strati sovrapposti del materiale semiconduttore (denominati *p* e *n*), ciascuno drogato con differenti piccole impurità, aventi caratteristiche tali da creare una differenza di potenziale elettrico a cavallo della giunzione fra i due strati (Figura 18). Grazie alla differenza di potenziale, una parte considerevole degli elettroni fluiscono dalla zona *p* alla zona *n*, generando una corrente elettrica²³.

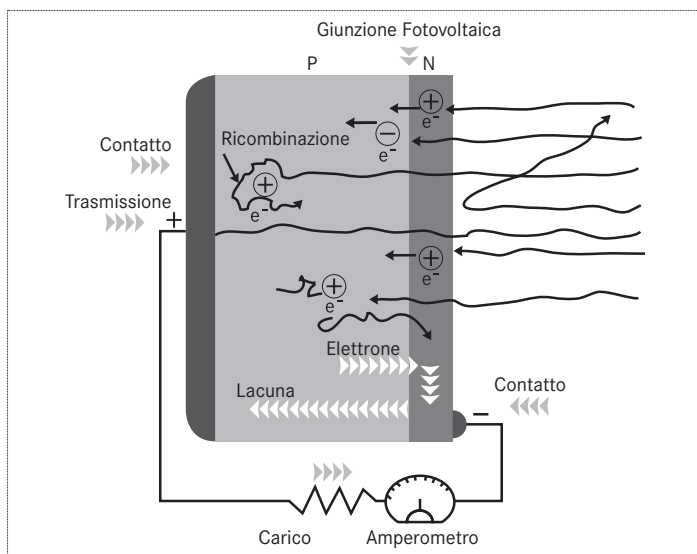


FIGURA 18. SCHEMA DI CELLA FOTOVOLTAICA

Il mercato del FV è ancora dominato dalle tecnologie di prima generazione, la cui componente base è la *cella*, per la quale il materiale più comunemente usato è il silicio, molto diffuso sulla crosta terrestre (la maggior parte delle spiagge marine sono composte da sabbie silicee e molte rocce sono a base di silicati). Per essere utilizzato nel settore fotovoltaico il silicio deve però avere un elevato grado di purezza; non così spinto come nella produzione di *chip* per l'industria elettronica, ma molto maggiore di quello richiesto **nei normali** usi metallurgici **del silicio**.

Finché la domanda di celle FV è stata contenuta, cioè fino a circa metà del primo decennio del XXI secolo, l'industria fotovoltaica si è principalmente alimentata con gli scarti dell'industria elettronica. Quando si è verificato un deficit di offerta rispetto alla crescita sostenuta della domanda, in tempi brevi sono entrati in esercizio impianti per la produzione di silicio di purezza "solare" (*solar grade*), che hanno ricreato una condizione di sovraccapacità di offerta e abbassato drasticamente i prezzi.

All'inizio si utilizzava esclusivamente silicio monocristallino. Successivamente si è incominciato a realizzare celle anche in silicio policristallino (meno costoso, ma con rendimenti minori).

Il processo produttivo si basa sul taglio di fette (denominate “wafer”) da un lingotto di silicio *solar grade*. Opportunamente drogati e lavorati, i wafer sono trasformati in celle FV, a loro volta assemblate in *moduli*, che rappresentano il componente fisicamente messo in vendita. Il successivo assemblaggio dei moduli porta alla realizzazione di un *generatore fotovoltaico* (Figura 19), completato dal cosiddetto BOS (*Balance Of System*), comprendente in particolare l'*inverter* per la conversione da corrente continua in alternata, il regolatore di tensione e l'eventuale batteria per l'accumulo dell'energia, quando il generatore non è connesso alla rete.

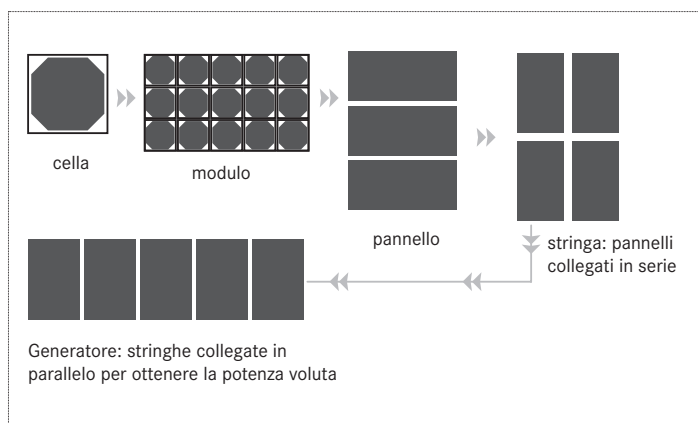


FIGURA 19. DALLA CELLA AL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Per diminuire i costi delle celle a silicio metallico (c-Si), lo spessore dei wafer è stato progressivamente ridotto da valori iniziali di circa $300\ \mu\text{m}$ a circa $200\ \mu\text{m}$ e si punta a scendere ancora verso $100\ \mu\text{m}$, anche se fra gli addetti ai lavori cresce la convinzione che il limite industriale si collochi intorno a $160\ \mu\text{m}$ ²⁴. Anche gli sfridi durante la predisposizione dei wafer possono scendere grazie alla sostituzione del taglio meccanico con quello

mediante laser.

Oltre all'economia di scala, che da decenni provoca una riduzione dei prezzi grosso modo del 20% a ogni raddoppio della produzione, e al *learning by doing*, la continua innovazione nei materiali e nei processi produttivi²⁵ - che fra l'altro si è tradotta in incrementi nell'efficienza di celle e moduli - cui si è aggiunta una concorrenza sempre più spietata fra le aziende manifatturiere, ha talmente abbassato i prezzi dei moduli fotovoltaici a silicio cristallino da ridurne **sotto** il 50% il contributo al costo effettivo dell'impianto FV²⁶. Un dato per tutti, a sottolineare i formidabili miglioramenti realizzati in pochi anni: da un fabbisogno di 11 g Si/Wp nel 2005 si è scesi a 7,5 nel 2010 (per il FV la potenza è espressa in Wp, dove il pedice "p" sta per picco, indica cioè la potenza massima ottenibile²⁷).

Di conseguenza non si sono verificate le previsioni di qualche anno fa, che individuavano nei film sottili di silicio amorfo un temibile concorrente, che avrebbe rapidamente sostituito il silicio cristallino in quasi tutte le applicazioni.

In effetti il silicio amorfo costa meno ed è impiegato in quantità minime. Ad esempio in un modulo a film sottili di silicio amorfo lo spessore del semiconduttore è 1-3 μm , che corrispondono a un peso di 3-20 g/m². Inoltre, il processo produttivo è più semplice, fornisce direttamente i moduli a film sottili senza passare attraverso la fase di realizzazione preliminare delle celle, con conseguenti riduzioni dei costi.

Sempre nel caso di moduli a film sottili di silicio amorfo, il materiale semiconduttore è depositato con metodi industriali a bassa temperatura e a ridotto consumo di energia su un substrato di costo contenuto (vetro, acciaio o fogli di plastica) inserito fra due strati, pure sottili, che costituiscono i contatti elettrici del dispositivo, di cui almeno uno trasparente per lasciare passare la luce. In tal modo si ottengono moduli di dimensioni dell'ordine del metro quadrato e anche più. Si tratta altresì di un processo di fabbricazione che si presta a un'automazione molto spinta.

Per tenere testa alla costante crescita dell'efficienza dei moduli a silicio cristallino, nel caso del silicio amorfo si è ricorsi a giunzioni multiple, sovrapponendo in serie più strati di materiali semiconduttori diversi, ciascuno con risposta ottimale per differenti intervalli di frequenza dei fotoni solari, con il conseguente incremento della conversione di energia

solare in energia elettrica. Il cosiddetto modulo “tandem”, costituito da uno strato di silicio amorfo e uno di silicio microcristallino (μcSi), è già entrato nella fase di commercializzazione, con efficienze stabilizzate del modulo (cioè dopo il calo iniziale) intorno a 10%.

Altre tecnologie a film sottile utilizzano come materiale fotosensibile il Tellururo di Cadmio (CdTe) e il Diseleniuro di Rame e Indio (CIS, CIGS nel caso di aggiunta di Gallio). In particolare il CdTe sta incontrando un notevole successo per la sua buona efficienza e i costi relativamente contenuti: la sua quota di mercato è passata da 2% nel 2005 a **13% nel 2010**²⁸.

Si tratta però di materiali costosi e, soprattutto, rari. La disponibilità in natura di Te è ridotta: in base alle riserve accertate e nell'ipotesi di una produzione FV annua al 2030 di 84 GW/anno²⁹, la quota di moduli a CdTe potrà, nelle più ottimistiche previsioni, coprire solo il 13% di tale produzione³⁰. Analoga considerazione vale per l'indio, componente della tecnologia CIS: in base alle riserve accertate e con la stessa produzione FV al 2030, la quota di moduli a CIS potrà oscillare fra il 5 e il 25%³¹. Inoltre il cadmio, utilizzato nelle celle a film sottile di CdTe , è tossico per ingestione e inalazione e, anche se il CdTe è più stabile e meno solubile rispetto al cadmio metallico, per la produzione di moduli a film sottili di CdTe occorre comunque definire un programma di igiene industriale e controllo ambientale, in modo da minimizzare l'esposizione dei lavoratori ai composti del Cd.

La risposta nelle condizioni operative dei moduli a film sottili (di silicio amorfo in particolare) è migliore di quella dei moduli di silicio cristallino, grazie ad una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento (Tabella XIII), che nei mesi estivi può raggiungere anche i 70°C nel caso del policristallino (mentre nei film sottili è inferiore per i ridotti spessori, che consentono una maggiore dispersione termica), e grazie alla buona risposta anche quando la componente di luce diffusa è maggiore o sono bassi i livelli di irraggiamento. I moduli a film sottili hanno quindi una migliore resa energetica rispetto ai moduli in c-Si di pari potenza nominale³².

Tabella XIII - Variazione con la temperatura dell'efficienza dei moduli FV

Tecnologia	Variazione efficienza (%/°C)
Monocristallino	-0,335
Policristallino	-0,401
Amorfo	-0,217

Tuttavia, anche se i costi per unità di potenza di un modulo a silicio amorfo sono inferiori a quelli di un modulo a silicio cristallino, la maggiore superficie impegnata e la più elevata incidenza del BOS (dovute alla minore efficienza) hanno reso meno agevole la penetrazione di questa tecnologia. Si prevede comunque una crescita della quota di mercato per i film sottili dal 20% del 2010 a circa un terzo nel 2020³³, grazie anche alle grandi potenzialità per un'ampia diffusione in edilizia, soprattutto in virtù dell'elevata adattabilità alle forme delle superfici esterne degli edifici. Nel caso del silicio amorfo è infatti relativamente agevole realizzare vetri semitrasparenti o, anche col CdTe, moduli flessibili su supporti non rigidi, La Tabella XIV mette a confronto efficienze e superfici per unità di potenza occupate dalle tecnologie fin qui prese in esame.

Tabella XIV - Efficienze commerciali delle tecnologie FV

Tecnologia	Si mc	Si pc	a-Si	aSi / µcSi	CdTe	CIS/ CIGS
Cella	16-22%	14-18%	~	~	~	~
Modulo	13-19%	12-15%	6-8%	8-11%	10-12%	8-13%
m²/kWp	~ 7	~ 8	~ 15	~ 12	~ 10	~ 10

Per quanto incentivata in misura rilevante, la crescita clamorosa della potenza FV installata (Tabella XV) è dovuta alla flessibilità d'uso di questa tecnologia:

- si va da piccolissime potenze (0,01 Wp), ad esempio per alimentare calcolatori tascabili, fino a centrali di decine e centinaia di MWp, essendo l'effetto scala molto contenuto;
- si può installare su edifici, ma anche a terra; collegata alla rete oppure *off-grid* (Tabella XVI);

- anche in regioni con insolazioni non molto elevate le prestazioni sono accettabili, grazie in particolare alle temperature mediamente più basse che, essendo i coefficienti di temperatura negativi, nelle condizioni di esercizio garantiscono efficienze superiori a quelle delle regioni ad alta insolazione (circa 80% della popolazione mondiale può quindi utilizzarla).

Tabella XV - Andamento della potenza FV globalmente installata (MWp)

Area	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
UE	181	275	414	613	1.319	2.324	3.307	5.267	10.387	16.006	29.252
Giappone	318	452	637	860	1.132	1.422	1.708	1.919	2.149	2.632	3.622
N. America	146	177	222	287	370	496	645	856	1.205	1.744	2.727
Resto mondo	815	887	988	1.083	1.130	1.158	1.320	1.460	1.914	2.518	3.928
Totale	1.460	1.791	2.261	2.843	3.961	5.400	6.980	9.492	15.655	22.900	39.529

Rielaborazione dati EPIA, *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2015*, Bruxelles, 2011.

Tabella XVI - Previsione sul contributo alla produzione elettrica delle diverse applicazioni FV

Applicazione	2010	2020	2030	2040	2050
Edifici	27 TWh/a	185 TWh/a	725 TWh/a	1.587 TWh/a	2.379 TWh/a
A terra	8 TWh/a	81 TWh/a	368 TWh/a	910 TWh/a	1.498 TWh/a
Off-grid	3 TWh/a	32 TWh/a	154 TWh/a	401 TWh/a	695 TWh/a
Totale	38 TWh/a	298 TWh/a	1.247 TWh/a	2.908 TWh/a	4.572 TWh/a

Fonte: IEA, *Technology Roadmap- Solar Photovoltaic Energy*, Parigi, 2010

La Tabella XVI conferma che l'inserimento del FV sugli edifici è tuttora l'applicazione preferita, in quanto consente di evitare l'occupazione di superfici rilevanti al suolo (scelta penalizzante anche sotto il profilo dei costi) e di ottenere un risparmio nelle strutture di supporto. Inoltre, è possibile un'integrazione parziale o totale nella struttura edilizia, in quest'ultimo caso risparmiando i costi dei materiali sostituiti. *Last but not least*, con l'integrazione si realizza una maggiore efficienza energetica, poiché si evitano le perdite di energia dovute al trasporto e alla distribuzione, essendo l'energia elettrica in **larghissima** parte utilizzata nello stesso luogo in cui è prodotta.

Finora le installazioni in edilizia sono state l'applicazione prevalente, ma negli ultimi anni si è assistito alla crescita dei grandi impianti a terra, su cui si concentra l'interesse delle *utility* e dei fondi di investimento. Tendenza che trova riscontro nelle previsioni di Tabella XVI, secondo la quale le installazioni a terra dovrebbero crescere in misura tale da fornire a metà XXI secolo un apporto energetico dello stesso ordine di grandezza di quelle in edilizia.

Gli equilibri esistenti nelle diverse applicazioni del FV sembrano destinati a cambiare anche sotto il profilo qualitativo. Grazie ad alcune soluzioni tecnologiche più innovative e meglio rispondenti alle specifiche esigenze del segmento di mercato edilizio, in parte già in commercio, altre in fase di sviluppo, per questo settore, in particolare per le nuove costruzioni, in futuro si andrà sempre più verso l'offerta di componenti tradizionali (finestre, tegole, ricoperture) in cui sono integrati sistemi FV. Questa tendenza è già oggi basata sull'impiego di tecnologie a film sottili, pertanto destinate in futuro a coprire segmenti più rilevanti del mercato. In materia la ricerca si sta concentrando principalmente su due obiettivi: minimizzazione dei costi specifici (euro/Wp) e produzione di dispositivi di elevato pregio architettonico.

Nel medio termine le imprese costruttrici potranno quindi scegliere a catalogo componenti in grado di produrre energia FV, che andranno a installare negli edifici in sostituzione dei tradizionali elementi architettonici. Di conseguenza, per installatori terzi questo mercato si andrà tendenzialmente contraendo, al limite potrebbe addirittura annullarsi. Eccezion fatta per grossi complessi industriali e commerciali, sarà comunque di scarso interesse per una *utility* o per un grande investitore³⁴.

Per le installazioni a terra, proprio con l'obiettivo di realizzare generatori FV con una relativamente modesta occupazione dello spazio là dove, come in Italia, è una risorsa scarsa, stanno iniziando a diffondersi impianti FV a inseguimento solare, in cui i pannelli FV non sono fissi rispetto al suolo, ma montati su strutture mobili, che permettono di variarne l'orientamento per compensare, totalmente o parzialmente, il movimento apparente del sole nella volta celeste, in modo da mantenerli orientati il più possibile perpendicolarmente ai raggi solari. Di solito si tratta di sistemi di inseguimento con un solo asse di rotazione. In tal modo, a parità di superficie occupata si può arrivare a un incremento dell'energia prodotta intorno al 30%.

In alternativa, si stanno sviluppando sistemi basati sulla disponibilità di celle *multigiunzione*, caratterizzate dalla compresenza di film molto sottili di materiali diversi, in modo da massimizzare la cattura e la conversione in elettricità dell'energia solare. In materia i progressi sono molto rapidi: nel 2006 a livello di laboratorio, una cella multigiunzione aveva raggiunto un'efficienza del 40,7%³⁵, nel 2011 si è saliti a 43,5%³⁶. Poiché valori simili si conseguono solo con materiali (e celle) molto cari, per ridurre sia i costi dell'energia prodotta, sia l'occupazione di terreno, si sono sviluppati sistemi di concentrazione semplici (ad esempio lenti di Fresnel), che fanno convergere su singole celle di piccola dimensione una maggiore quantità di radiazione solare (fino a diverse centinaia di volte quella naturale). In questo caso l'accoppiamento di dispositivi automatici di puntamento del sole con ottiche di concentrazione comporta l'adozione di un sistema di regolazione molto preciso (quindi costoso); inoltre è possibile sfruttare soltanto la radiazione diretta.

D'altra parte le previsioni di crescita dell'efficienza delle celle multigiunzione e di conseguenza degli impianti a concentrazione (Tabella XVII) fanno prevedere in pochi anni la possibilità di produrre circa il doppio dell'energia per unità di superficie rispetto a un attuale impianto FV a terra.

Tabella XVII - Previsione di incremento nell'efficienza degli impianti a concentrazione

Efficienza	2009	2015
Cella in laboratorio (massima)	41,1%	48% - 50%
Celle commerciali	35% - 39%	40% - 45%
Ottica	75% - 85%	80% - 90%
Moduli commerciali	20% - 27%	28% - 35%
Impianti commerciali	18% - 23%	24% - 30%

Fonte: Cpv-today, *Achieving grid parity*, www.cpvtoday.com, 2010.

Infine, la Tabella XVI mette in evidenza il modesto contributo degli impianti *off-grid* nel 2010, mentre nella seconda metà degli anni '90, cioè all'epoca del decollo del FV, queste applicazioni avevano prevalso su quelle connesse alla rete, non foss'altro perché si trattava per lo più di situazioni dove l'esigenza di disporre di un servizio (l'erogazione di elettricità) era

prevalente sul suo costo oppure il sovrapprezzo per l'impianto fotovoltaico risultava meno oneroso dell'allaccio a una rete elettrica molto distante.

La situazione è cambiata con l'introduzione degli incentivi, che hanno reso conveniente installare impianti allacciati alla rete elettrica, mentre il numero di impianti *off-grid* installati annualmente è rimasto praticamente stazionario. Come confermano le previsioni di Tabella XVI, a favore di una ripresa delle realizzazioni in aree remote rispetto alla rete elettrica possono però giocare alcuni fattori. E' infatti difficile ipotizzare che la crescita della potenza fotovoltaica installata nei paesi sviluppati possa continuare molto a lungo ai tassi attuali. L'inevitabile diminuzione progressiva degli incrementi annuali della domanda determinerà una sovraccapacità produttiva, destinata a modificare le strategie delle aziende manifatturiere, dei grossisti e dei *project developer*, orientandoli maggiormente verso le regioni meno sviluppate del globo.

L'Africa appare il continente con il maggiore potenziale di crescita delle applicazioni isolate, con più del 50% del mercato potenziale copribile con impianti di potenza inferiore ai 100 W, destinati a usi domestici, mentre quelli di dimensioni maggiori dovrebbero alimentare scuole, ospedali, impianti di dissalazione, pompe per l'estrazione dell'acqua dal sottosuolo, piccole attività produttive, ecc³⁷.

E' comunque evidente che le prospettive di lungo periodo del fotovoltaico sono correlate al raggiungimento della competitività in tempi sufficientemente contenuti, che è condizione economica diversa dalla cosiddetta *grid parity*, concetto suggestivo, ma di ridotta utilità pratica.

Per il senso comune, ma anche per molti esperti, si ha *grid parity* quando il costo dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è esattamente uguale al prezzo dell'energia fornita in quel punto dalla rete. Per rendersi conto della volatilità di questa definizione, basta una variazione nel prezzo dell'energia acquistata per perdere o realizzare la *grid parity*, ma di esempi analoghi se ne possono fare a bizzeffe³⁸.

Un indicatore più certo è la cosiddetta *dynamic grid parity*, che si verifica quando, in un particolare segmento di mercato in una determinata zona, il valore attualizzato dei costi a lungo termine derivanti dalla produzione di un impianto FV è uguale a quello degli analoghi costi a lungo termine dell'energia ricevuta dalla rete³⁹.

La competitività nell'accezione comune del termine è viceversa raggiunta quando, in un dato paese, aggiungere un impianto FV al proprio mix produttivo è per un investitore attraente quanto scegliere un tradizionale impianto a combustibile fossile⁴⁰. In sostanza, quando dovunque e in tutte le applicazioni si è realizzata la *dynamic grid parity*.

Il tempo richiesto per raggiungere la *dynamic grid parity* sarà indubbiamente più breve per i grandi impianti integrati nell'edilizia, mentre bisognerà attendere di più per un grande impianto a terra. Infatti, nel primo caso il costo dell'energia prodotta dal FV deve essere uguale al prezzo che si paga per l'elettricità erogata attraverso la rete (a cui, vedi Capitolo XII, oltre alla produzione, contribuiscono gli oneri di trasmissione e distribuzione, altri oneri di sistema, imposizioni fiscali), mentre nel secondo deve eguagliare i prezzi all'ingrosso sul mercato spot (Capitolo XII).

Oltre all'ovvio impatto sulla *dynamic grid parity* delle prevedibili diminuzioni dei prezzi dei moduli e del BOS, entrano in gioco altri fattori.

Le condizioni per realizzarla variano innanzi tutto a causa dei differenti livelli di irraggiamento solare presenti nelle diverse regioni della terra, ma anche della dinamica dei prezzi dell'energia elettrica, **di come questi cambiano durante le ventiquattro ore e nel corso dell'anno, delle specifiche condizioni contrattuali, della potenza impegnata, ecc.**

Sul medio-lungo termine le condizioni che realizzano la *dynamic grid parity* possono altresì variare a causa della maggiore competitività raggiunta da altre opzioni per la generazione dell'energia elettrica o di cambiamenti significativi intervenuti nel mix delle fonti primarie.

Secondo le valutazioni di **EPIA l'Italia** sarà il primo paese in cui nel 2013 si raggiungerà *dynamic grid parity* nel settore commerciale⁴¹. **Stime dello scrivente collocano questo risultato intorno al 2014 per coperture industriali o commerciali nel centro-sud del paese, mentre entro il 2020 lo si raggiungerà praticamente per tutte le applicazioni sull'intero territorio nazionale.**

Nel caso del FV va infine ricordato che, a differenza di altre tecnologie, esiste un ampio arco di possibili innovazioni radicali, correlate alle ricerche in corso su nuovi materiali fotosensibili⁴².

SOLARE TERMODINAMICO

Un'alternativa per la generazione di energia elettrica mediante sfruttamento diretto della radiazione solare è il *solare termodinamico* (CSP: *Concentrating Solar Power*), basato sulla produzione di calore a temperatura sufficientemente elevata per potere azionare un motore primo, condizione realizzabile soltanto concentrando la radiazione solare in misura sufficiente a raggiungere adeguate potenze termiche per unità di superficie. Un impianto CSP può essere diviso in due parti: il *campo solare*, che converte l'energia proveniente dal sole in energia termica ad alta temperatura; il *ciclo termodinamico*, che la converte in energia elettrica. Sistemi di accumulo dell'energia termica possono garantire una produzione elettrica anche con cielo coperto (utilizzando solo la radiazione solare diretta, in queste condizioni non si produce energia) e teoricamente 24 ore su 24: motivi economici - occorrerebbe sovradimensionare eccessivamente il campo solare - impongono di fatto un'autonomia limitata a non più di 14-15 ore/giorno.

Gli impianti CSP sono particolarmente adatti per aree a forte insolazione diretta (i paesi della cosiddetta *sunbelt*) e dove sussiste una vasta disponibilità di territorio non destinato ad altri usi, quindi a costo molto contenuto o addirittura nullo.

Le linee di sviluppo degli impianti CSP sono attualmente quattro (Figura 20):

- sistema a torre (*central receiver solar power plant*);
- sistema a specchi parabolici (*parabolic trough solar power plant*);
- sistema a riflettori Fresnel (*linear Fresnel reflector solar power plant*);
- sistema a disco (*solar dish Stirling power plant*).

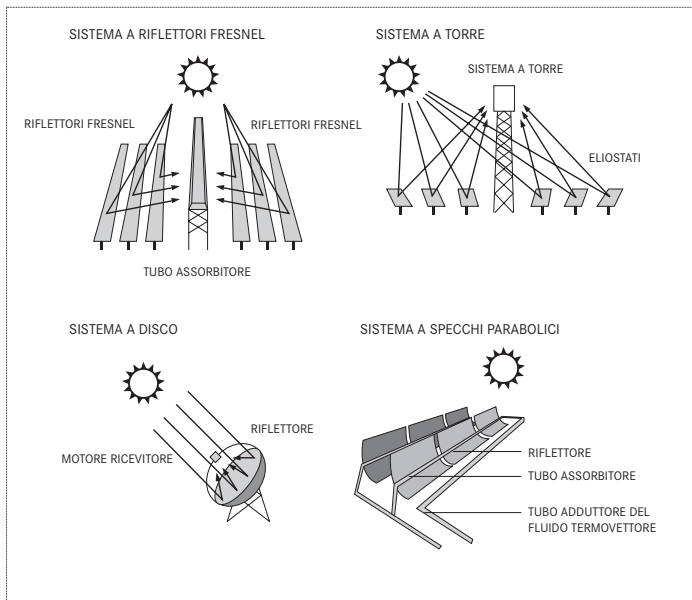


FIGURA 20. SCHEMI DEI SISTEMI CPS

Fonte: Greenpeace, *Global Concentrating SolarPower-Outlook 2009*, p.18

Il sistema a torre - alcuni impianti dimostrativi sono stati realizzati già negli anni '70 del secolo scorso - si basa su un parco di specchi parabolici a piccola curvatura (*eliostati*), a due gradi di libertà, orientati automaticamente a seguire la posizione del sole, che concentrano la radiazione solare (fattore di concentrazione: 600-1000) su una torre centrale, dove - grazie a innovazioni recenti (adozione di materiali ceramici a elevato assorbimento) - si possono raggiungere temperature fra 800 e 1000°C. Il calore viene smaltito da un fluido termovettore che, a sua volta, all'interno di uno scambiatore di calore lo trasferisce a un circuito, in cui acqua in pressione si trasforma in vapore surriscaldato.

Nel sistema a specchi parabolici, questi sono orientati in modo da massimizzare la concentrazione della radiazione solare incidente sulle tubazioni che li attraversano; ruotando un solo asse, non consentono concen-

trazioni molto elevate (dell'ordine del centinaio): di conseguenza, con i normali fluidi termovettori (prevalentemente oli diatermici) hanno rendimenti elettrici più bassi dei sistemi a torre. Per migliorarne le prestazioni in Italia ENEA ha sviluppato il "Progetto Archimede", nel quale come fluido termovettore si impiegano sali fusi (60% NaNO_3 - 40% KNO_3), che consentono di raggiungere la temperatura di 550°C , quindi di arrivare al 18% di rendimento. Questa innovazione crea però complicazioni sotto il profilo sia progettuale, sia di esercizio⁴³, che peraltro trovano riscontro anche in scritti dei responsabili operativi del progetto⁴⁴.

I sistemi a riflettori Fresnel rappresentano la più recente applicazione nel settore dei CSP. Oltre a consentire una produzione di massa dei riflettori molto automatizzata, usano materiali meno costosi per i riflettori e per i tubi assorbitori. Questo, naturalmente, si paga con efficienze ottiche più basse e con una minore resa termica, che dovrebbero essere compensate da costi di investimento e di esercizio/manutenzione inferiori. Aspetto interessante: dato che localizzazioni privilegiate per i CSP sono le zone desertiche, il *lay-out* dei riflettori crea al di sotto uno spazio in penombra, dove si possono realizzare coltivazioni o crescita di erba da pascolo, irrigabili con impianti goccia a goccia alimentati da serbatoi d'acqua, a loro volta preservati da un'eccessiva evaporazione sempre grazie alla penombra.

Per risparmiare l'ingombro e i costi del ciclo termodinamico, i sistemi a torre, a specchi parabolici e a riflettori Fresnel possono limitarsi a produrre vapore, che va a integrare quello di un impianto termoelettrico o, nel caso di turbogas, un gas caldo. In tal modo non si è nemmeno costretti a dimensionare il sistema di accumulo in modo da garantire un'elevata continuità dell'erogazione di energia, scelta che non rappresenta certo la soluzione economicamente ottimale.

Questa soluzione, denominata *ibrida*, è stata adottata per la prima realizzazione del progetto Archimede, un campo solare dove si produce la quantità di vapore ad alta temperatura che sarebbe richiesta per alimentare un turbogeneratore di 5 MWe, viceversa destinato a integrazione di quello prodotto nell'impianto Enel di Priolo Gargallo (provincia di Siracusa): un ciclo combinato, composto da due gruppi da 375 MW ciascuno. Mentre i tre sistemi fin qui esaminati consentono di realizzare impianti fino a potenze dell'ordine del centinaio di MW, i sistemi a disco trovano il

loro campo di applicazione preferenziale nelle piccole potenze. Mediante un paraboloide a disco, la radiazione solare è concentrata sul ricevitore di un motore Stirling, che a sua volta aziona un generatore asincrono. Un paraboloide, del diametro di circa 10 metri, comandato da un sistema di inseguimento del sole, è in grado di realizzare concentrazioni pari a circa 2.500 soli, così da portare il calore sul ricevitore a temperatura sufficientemente elevata da consentire rendimenti fino al 20% con potenze di 10-30 kWe. Va per altro ancora conseguito l'obiettivo di una produzione in serie di motori Stirling a costi commercialmente accettabili e con un sufficiente grado di affidabilità.

La Tabella XVIII confronta le caratteristiche dei quattro sistemi CSP.

Tabella XVIII - *Caratteristiche dei sistemi CSP*

Sistema	Efficienza ottica	Rendimento	Occupazione di territorio	Domanda d'acqua	Prospettive di miglioramento
A torre	media	20-25%	media	2 m ³ /MWh	molto rilevanti
Parabolico	media	15-18%	alta	3 m ³ /MWh	limitate
Fresnel	bassa	8-10%	media	3 m ³ /MWh	rilevanti
Disco	alta	25-30%	bassa	nessuna	Se produzione di massa

Rielaborazione dei dati IEA, *Technology Roadmap - Concentrating Solar Power*, Parigi, 2010.

Come si vede, per i tre principali sistemi la domanda d'acqua è rilevante, per cui l'ipotesi di insediarli in terreni marginali (ad esempio in zone desertiche) comporta il ricorso per la condensazione a una torre di raffreddamento a secco, penalizzando non poco il rendimento (già basso) e quindi l'economicità dell'impianto.

Dopo anni di stasi, dal 2007 gli impianti CSP hanno avuto un *revival*. Dei 1.095 MWe complessivamente installati a fine 2010, 740 MWe lo sono stati fra il 2007 e il 2010 e ben 478 MWe in quest'ultimo anno⁴⁵.

Anche in Italia a fine 2011 erano in fase autorizzativa sei impianti, per complessivi 180 MW, ubicati in Sicilia o in Sardegna, mentre altri quattro, per un totale di 155 MW, distribuiti fra Lazio, Puglia e Sardegna, erano in fase di sviluppo.

Le prospettive di crescita sono reputate molto buone dall'IEA (90 GW nel 2035⁴⁶), eccezionali da Greenpeace (fra circa 69 GW e 86 GW nel 2020⁴⁷), anche se negli Stati Uniti, unica nazione dell'emisfero boreale con ampie zone desertiche o poco abitate, la drastica riduzione nei costi del FV ha provocato la riprogettazione di diversi progetti di grandi dimensioni, sostituendo la prevista adozione di impianti CSP con installazioni FV⁴⁸.

ENERGIA MAREMOTRICE

Il numero elevato di soluzioni tecnologiche investigate per lo sfruttamento delle energie marine è inversamente proporzionale al successo che fin qui hanno riscosso, per cui ci si limita qui a menzionare quelle considerate un po' più promettenti.

L'energia prodotta dalle onde può essere utilizzata sfruttando il movimento di galleggianti ancorati al fondo del mare con cavi che si avvolgono e si svolgono sull'asse di un generatore.

In Portogallo sono state sperimentate turbine Pelamis, costituite da strutture tubolari galleggianti, ancorate al fondo marino. All'interno delle strutture vi sono delle turbine messe in moto dall'acqua che entra ed esce dalle strutture al ritmo del moto ondoso.

Altre soluzioni, volte a sfruttare l'energia delle correnti marine, si basano su turbine che, a causa della densità dell'acqua e di velocità delle correnti piuttosto basse, si muovono molto lentamente. In Italia un primo prototipo da 40 kW è entrato in funzione nello Stretto di Messina, dove esiste un ottimo regime di correnti.

Lo sfruttamento delle maree rappresenta un'altra modalità per produrre energia dal mare. Gli impianti sono simili a quelli idroelettrici. Una diga trattiene l'acqua in un bacino al livello dell'alta marea e la fa uscire in mare quando c'è bassa marea; quando il bacino ha raggiunto il livello del mare, si chiudono le condotte, che in prossimità dell'alta marea vengono riaperte per riempire nuovamente il bacino. La Francia ha messo in esercizio nel 1966 un primo prototipo da 240 MW a La Rance, sulla costa atlantica. Dotato di 24 turbine, fornisce mediamente 96 MW (fattore di utilizzo: circa 40%, corrispondente alle 10 ore in cui la marea fluisce nelle

due direzioni). Di qui un elevato costo dell'energia prodotta, che ha scoraggiato lo sviluppo della tecnologia. Successivamente a La Rance sono entrate in funzione solo impianti di taglia più piccola. Così il primato di La Rance è stato battuto soltanto nel 2011 con l'avvio dell'impianto di Sihwa in Corea (10 turbine per un totale di 254 MW).

La produzione di energia dal mare è possibile anche sfruttando la differenza di temperatura tra il fondo e la superficie, mediante una macchina termica, che la converte in energia meccanica, a sua volta **convertita** in energia elettrica. La bassa differenza di temperatura, anche in zone tropicali (5°C), consente solo efficienze modeste, intorno al 5%. Ciò nonostante, poiché la quantità di energia termica accumulata nell'oceano è elevata, con questi sistemi sarebbe possibile ottenere rilevanti quantità di elettricità.

Si stima che a fine 2010 fra impianti in esercizio o in costruzione, che per lo più sfruttano il moto delle maree, si siano superati 500 MWe⁴⁹.

PROGRAMMABILITÀ E PREVEDIBILITÀ

Se l'*aleatorietà* è una caratteristica degli impianti eolici e solari, entro certi limiti è però possibile aumentare la loro *programmabilità* o, per lo meno, *prevedibilità*.

Si riesce a migliorare la prevedibilità utilizzando rilevazioni meteorologiche il più possibile locali all'interno di modelli previsionali sufficientemente accurati. In Italia il GSE ha operativo da qualche anno un sistema del genere per impianti eolici. Che in tal modo si ottenga un notevole miglioramento nella loro producibilità, lo dimostra la sperimentazione condotta da TERNA in una regione poco connessa, qual è la Sicilia (Figura 21). Grazie a previsioni sempre più accurate sui regimi dei venti, diventa dunque possibile definire in anticipo quali impianti a combustibile fossile accettare in rete, senza penalizzare la produzione eolica che, in base alle Direttive europee e al loro recepimento nella normativa italiana, essendo rinnovabile, ha priorità di accesso alla rete. Inoltre, per la legge dei grandi numeri l'effetto della stocasticità sulla generazione elettrica diminuisce al crescere del numero di impianti installati e della loro distribuzione territoriale.

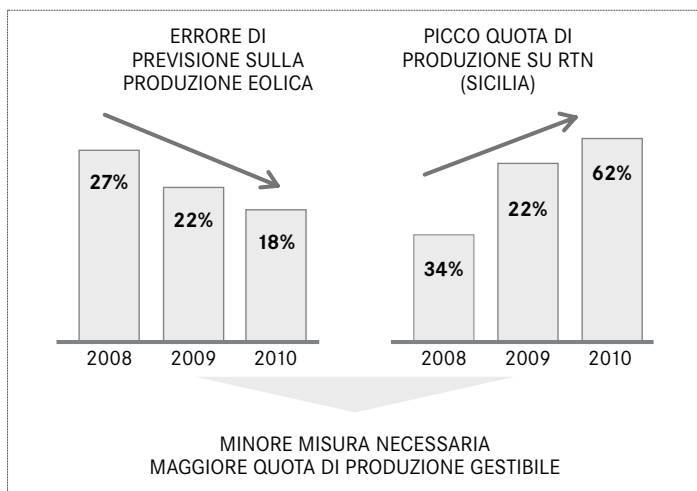


FIGURA 21. INCREMENTO DELLA GENERAZIONE EOLICA IN SICILIA GRAZIE ALLE PREVISIONI METEOROLOGICHE

Fonte: P.F. Zanuzzi, *La programmazione in rete della produzione da fonti rinnovabili*, Giornata di studio su “La programmazione dell’immissione in rete della produzione da fonti rinnovabili e il «Virtual Power Plant»”, Firenze, 2011.

È intuitivo che le cose vadano così, ma grazie a studi in materia è possibile quantificarne l’effetto, che già si manifesta quando il numero di impianti installati è limitato.

Per esempio, valutando la percentuale della potenza di targa resa effettivamente disponibile sull’arco di 24 ore da cinque impianti eolici collocati in cinque siti diversi, fra loro isolati, nel Texas nel caso dell’impianto con prestazioni peggiori, questa variava da meno del 20% al 100%. Con i cinque impianti connessi in rete, la frazione della potenza totale disponibile era meno volatile, variando fra il 25% e il 55%⁵⁰.

Per il FV, l’Energy Lab dell’Università di Berkeley ha utilizzato i dati storici degli *Atmospheric Radiation Measurements* nel *Southern Great Plains* (SGP): esteso su 143.000 km² nell’Oklahoma e in piccola parte nel Kansas, una superficie pari a poco meno della metà di quella italiana, SGP è il più

vasto e più strumentato campo di ricerca sul clima al mondo.

I dati solari utilizzati dallo studio sono relativi alla media minuto per minuto dal 2004 al 2009 in 23 siti diversi, che distano fra loro tra 20 km e 440 km⁵¹. La Figura 22 riporta l'andamento della potenza resa disponibile in rete in una giornata parzialmente nuvolosa da un solo sito, da 5 siti adiacenti, da tutti i 23 siti presi in esame. L'aumento, benché ancora modesto, delle installazioni porta a una rilevante riduzione dell'aleatorietà.

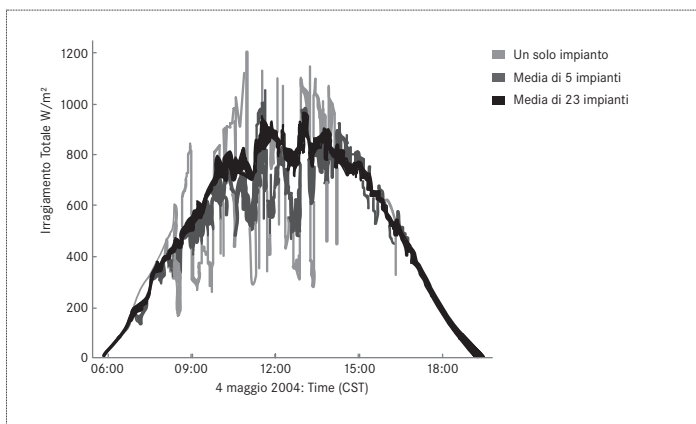


FIGURA 22. VARIAZIONE DELLA POTENZA FV DISPONIBILE COL NUMERO DELLE INSTALLAZIONI

Fonte: A. Mills, R. Wiser, *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short - Term Variability of Solar Power*, Rapporto LBNL-3884E, 2010.

Questo, naturalmente, purché gli impianti (eolici o solari) siano non solo interconnessi, ma la capacità della rete sia tale da non creare congestioni, come potrebbe accadere con il picco della produzione fotovoltaica, necessariamente coincidente con quello della domanda. Un ulteriore segnale del ruolo che le reti sono destinate ad assumere con la crescita della produzione elettrica con fonti rinnovabili (Capitolo VII).

Al fine di “normalizzare” le prestazioni delle rinnovabili, hanno acquistato importanza anche le tecnologie per l'accumulo energetico, grazie in

particolare ai notevoli progressi realizzati in quello elettrochimico, di cui pure si tratterà nel Capitolo VII.

SITUAZIONE E PROSPETTIVE DELL'ITALIA

La Tabella XIX riporta il contributo di tutte le fonti rinnovabili di energia alla produzione elettrica lorda nazionale dal 2003 al 2010.

Tabella XIX - Produzione lorda di elettricità da rinnovabili in Italia (GWh)

Fonte	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Idrica	36.669,8	42.337,9	36.066,7	36.994,3	32.815,2	41.623,0	49.137,5	51.116,8
Biomassa	3.587,1	4.498,9	4845,0	5.286,3	5.441,1	5.966,3	7.556,7	9.440,1
Eolica	1.458,4	1.846,5	2.343,4	2.970,7	4.034,4	4.861,3	6.542,9	9.125,9
Geoterm.	5.340,5	5.437,3	5.324,5	5.527,4	5.569,1	5.520,3	5.341,8	5.375,9
FV	5,0	4,0	4,0	2,3	39,0	193,0	676,5	1.905,7
Totale	47.060,8	54.124,6	48.583,6	50.781,0	47.898,8	58.163,9	69.255,4	76.964,4

Rielaborazione dei dati Terna - *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia- 2010: Produzione, Roma, 2011.*

Complessivamente nel 2010 le fonti rinnovabili hanno coperto il 25,7 % della produzione elettrica lorda in Italia (302.062,2 GWh), così centrando l'obiettivo assegnato al nostro paese dalla Direttiva europea 2001/77/CE (25% al 2010), dal nostro governo abbassato al 22% per timore di non farcela.

A parte la volatilità dell'apporto dell'idroelettrico, causata dalla variabilità delle condizioni climatiche, si nota la sostanziale invarianza del contributo dell'energia geotermica. L'unica fra le fonti rinnovabili di energia "tradizionali" a denotare una crescita sensibile (2,6 volte in sette anni), soprattutto nell'ultima parte del decennio, è la biomassa, dizione che riassume i contributi di:

- biomasse solide e rifiuti solidi urbani biodegradabili;
- biogas;
- bioliquidi.

Molto più consistente la crescita dell'energia eolica, che in sette anni si moltiplica per quasi 6,3. Per il FV, nonostante il suo decollo più ritardato, è significativa la crescita del 28% fra 2009 e 2010, dato solo parzialmente rappresentativo dell'andamento reale, a causa dell'addensamento dell'en-

trata in servizio di nuovi impianti nell'ultimo periodo del 2010. Infatti, già nel 2011 il FV ha contribuito per circa il 3% alla produzione nazionale di energia elettrica.

Infine, il contributo delle nuove tecnologie (eolico, FV) alla produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili passa da 3,1% nel 2003 a 14,3% nel 2010, malgrado il primo anno sia caratterizzato da una bassa idraulicità e il secondo da una molto alta: una progressione destinata a continuare in futuro.

Note

1. Attivi anche in Italia, con ricerche i cui risultati hanno aperto la strada a sviluppi più avanzati, come nel caso del prof. Giovanni Francia, che a S. Ilario, presso Genova, realizzò un innovativo impianto solare termodinamico.
2. Complice il contemporaneo successo di uno studio commissionato dal Club di Roma: D.H. Meadows et. al., *I limiti dello sviluppo*, Milano, 1972.
3. Malgrado l'evidenza scientifica del riscaldamento globale, non sono pochi i negazionisti o coloro che attribuiscono il fenomeno ad altre cause. Per un'analisi approfondita delle motivazioni degli oppositori si rinvia a G.B. Zorzoli, *I condizionamenti culturali*, "Economia delle Fonti di Energia e dell'Ambiente", n. 1, 2010.
4. G.B. Zorzoli, *Verde ma non solo*, "alfabeta2", n. 5, 2010.
5. Nell'intero ciclo di vita, dall'estrazione delle materie prime allo smaltimento finale, sono viceversa possibili emissioni chimiche e climalteranti, che complessivamente hanno però un impatto ambientale contenuto rispetto ad altre modalità di produzione energetica: fra un quinto e un decimo di un ciclo combinato (A. Rabl, J. Spadaro coordinators, *Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications*, Bruxelles, 2005).
6. REN21, *Renewables 2011- Global Status Report*, Parigi, 2011.
7. IEA, *World Energy Outlook 2010*, Parigi, 2010.
8. Si veda ad esempio European Renewable Energy Council, Greenpeace, *energy [r]evolution - towards a fully renewable energy supply in the EU 27*, Bruxelles, 2010.
9. U. Eco, G.B. Zorzoli, *Storia figurata delle invenzioni*, Milano, 1961.
10. The World Wind Energy Association, *Half-year Report 2001*, Bonn, 2011.
11. Global Wind World Energy Council, *Market Forecast 2011-2015*, Bruxelles, 2011.
12. Global Industry Analysts, *Wind Energy: a global strategic business report*, San Jose, 2011.
13. La gara bandita in agosto 2011 dalla brasiliana *National Electric Power Agency* ha vi-

- sto scendere il costo dell'energia per impianti eolici a 61.79 \$/MWh, mentre per i cicli combinati si è fermato a 63.98 \$/MWh (H.K. Trabish, *How Did Wind Beat the Price of Natural Gas in Brazil?*, www.greentechmedia.com, 29 agosto 2011).
14. L'energia cinetica che nell'unità di tempo il vento trasferisce all'unità di superficie della pala è proporzionale a μv^2 , dove μ è la massa che impatta nell'unità di tempo sull'unità di superficie, per cui $\mu = \rho v$, dove ρ è la densità dell'aria. Quindi la potenza è proporzionale al cubo della velocità. Le odierne macchine eoliche riescono a sfruttare al massimo il 59,3% dell'energia del vento; tale efficienza però è molto difficile da raggiungere: un aerogeneratore con un'efficienza compresa tra il 40% ed il 50% viene considerato ottimo.
 15. In Italia le persistenti e molteplici opposizioni a impianti eolici *offshore* impongono il condizionale.
 16. EWEA, *Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030*, Bruxelles, 2011.
 17. Carbon Trust, *Off-shore Wind Green Growth Paper*, Londra, 2011.
 18. Un'innovazione è definita *incrementale* quando modifica un processo produttivo o un prodotto esistente, *radicale* quando introduce un processo o un prodotto nuovo (R. Galli, *Innovazione*, Roma, 1995).
 19. M. Canale, L. Fagiano, M. Milanese, M. Ippolito, *KiteGen project: control as key technology for a quantum leap in wind energy generators*, Proceedings of American Control Conference, New York, 2007.
 20. C. Casale, E. Lembo, S. Viani, G. Zanetta, *Gli impianti minieolici in Italia: macchine, quadro normativo, valutazioni tecnico-economiche, Rapporto ERSE*, Milano, 2010.
 21. Renewable UK, *Small Wind Systems-UK Market Report*, Londra, 2011.
 22. GSE, *Incentivazione delle fonti rinnovabili: Certificati Verdi e Tariffe Onnicomprensive. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2010*, Roma, 2011.
 23. Per maggiori informazioni si rinvia a U. Farinelli, *Le tecnologie*, in "Elettricità dal sole", Santarcangelo di Romagna, 2010.
 24. M. Thirsk, *Choosing Cost Reduction Strategies for c-Si Manufacturing*, www.renewableenergyworld.com, 9 agosto 2011.
 25. *Ivi*.
 26. Per avere un'idea della rapidità dei cambiamenti, in un volume edito a metà 2008 (G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Siena, 2008) ho scritto: "i moduli FV incidono sul costo complessivo per circa il 65%-70%".
 27. Avendo un'installazione fissa, solo per brevi intervalli di tempo e in determinate stagioni, i moduli FV si troveranno ad essere perpendicolari ai raggi del sole, cioè nella condizione in cui ricevono la maggior quantità di energia solare possibile.

28. Greenpeace, EPIA, *Solar Generation VI*, Amsterdam, 2011.
29. Valore assunto per lo scenario intermedio in Greenpeace, Epia, *cit*.
30. *Supply problems await areas other than silicon*, "Photon International", luglio 2006.
31. *Ivi*.
32. D. Chianese, E. Burà, A. Bernasconi, *Flat roof integration - CPT Solar, Annual Report 2005*, Lugano, 2006; D. Chianese, I. Pola, E. Burà, A. Bernasconi, *Flat roof integration - CPT Solar, Annual Report 2006*, Lugano, 2007.
33. Greenpeace, Epia, *cit*.
34. G.B. Zorzoli, *Il mercato*, "Elettricità dal sole", Santarcangelo di Romagna, 2010. Per la specifica segmentazione del mercato italiano si veda Energy & Strategy Group, *Solar Energy Report*, Milano, 2011.
35. National Renewable Energy Laboratory, *Spectrolab raises solar PV efficiency to 40.7 percent*, Comunicato del 7 dicembre 2006.
36. M. La Monica, *Solar Junction claims cell efficiency record*, <http://news.cnet.com>, 14 aprile 2011.
37. EuPD Research, *Global Off-Grid PV Markets*, 2009.
38. G.B. Zorzoli, *cit*.
39. EPIA, *Solar Photovoltaics is competing in the Energy Sector*, Bruxelles, 2011.
40. *Ivi*.
41. *Ivi*.
42. G.B. Zorzoli, *PV vs. CSP: alternative technologies?*, relazione alla "Conference on Sustainable Energy: Challenges and Opportunities", Lošinj, 2010.
43. G.B. Zorzoli, *Riflessioni sul progetto Archimede*, "Energia", n. 3, 2004.
44. M. Vignolini et al., *Il Progetto Solare Termodinamico dell'ENEA: un importante risultato scientifico e un'opportunità per l'economia italiana*, "Energia, Ambiente e Innovazione", marzo-aprile, 2010.
45. REN21, *cit*.
46. IEA, *World Energy Outlook*, *cit*.
47. Greenpeace, *Global Concentrating Solar Power - Outlook 09*, Bruxelles, 2010
48. Steve Leone, *500 MW of California Solar Shifts from CSP to PV*, renewableenergyworld.com, 18 agosto 2011.
49. REN21, *cit*.
50. L. Hansen, J. Levine, *Intermittent Renewables in the Next Generation Utility*, "Power-Gen-RE 2008 conference & Exhibition", Las Vegas, 2008.
51. A: Mills, R. Wiser, *Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power*, Rapporto LBNL-3884E, 2010.



Capitolo VII

CAMBI DI PARADIGMA

Le nuove problematiche create alle reti dalla diffusione della generazione elettrica con rinnovabili dipendono sia dalla loro aleatorietà e, per il FV, dall'allaccio prevalente alle reti di distribuzione, sia dalla loro natura di fonti sito dipendenti, che impedisce di ubicare liberamente gli impianti.

Il secondo vincolo è assai cogente nel caso dell'eolico, in quanto il regime dei venti è estremamente variabile anche all'interno di un'area limitata, costringendo a concentrare gli aerogeneratori là dove sussistono condizioni favorevoli.

Vincoli così stringenti non esistono per le tecnologie che sfruttano direttamente l'energia solare, ma la disponibilità di aree a elevato irraggiamento e sostanzialmente prive di altre destinazioni d'uso per motivazioni economiche spinge nella medesima direzione.

LE CONCENTRAZIONI

Se, dove le condizioni anemologiche lo consentono, per i parchi eolici a terra si arriva a centinaia di aerogeneratori per sito, nelle installazioni *offshore* si cerca di concentrare su una singola piattaforma potenze tendenzialmente più elevate, in questo facilitati dalla possibilità di trasportare via mare pale di dimensioni che a terra creerebbero problemi logistici. La taglia media degli impianti offshore, 72,1 MW nel 2009, era salita nel 2010 a 155, 3 MW, mentre a inizio 2011 erano in costruzione 3.000 MW, ripartiti in soli 10 parchi, con una media di 300 MW per sito¹.

Secondo le previsioni riportate in Tabella XX, nel 2020 la potenza installata sugli impianti *offshore* nei mari del Nord dovrebbe aggirarsi intorno a 34.000 MW nello scenario conservativo e a 45.000 MW nel-

lo scenario ad alto sviluppo. Nel 2010, sono stati investiti 2,6 miliardi di euro, che dovrebbero salire 10,4 nel 2020 e a 17,1 nel 2030².

Tabella XX - Previsioni sviluppo offshore nei mari del Nord al 2020

Paese	Scenario conservativo	Scenario avanzato
Belgio	1.880 MW	2.000 MW
Danimarca	2.300 MW	2.500 MW
Francia	400 MW	1.000 MW
Germania	8.000 MW	10.000 MW
Irlanda	1.000 MW	1.000 MW
Olanda	4.500 MW	6.000
Regno Unito	13.000 MW	20.000 MW
Svezia	3.000 MW	3.000 MW
Totale	34.000 MW	44.500 MW

Elaborazione dati EWEA, *Pure Power - Wind energy targets for 2020 and 2030*, Bruxelles 2011.

Un'elevata concentrazione di potenza eolica è prevista anche in Cina: già prima nel mondo per potenza installata, nel decennio 2011-2020 dovrebbe arrivare a disporre in totale di almeno 150 GW, per la maggior parte ubicati nella fascia settentrionale del paese. La sola Mongolia interna ne ospiterà un terzo. Se aggiungiamo i contributi del Xinjiang, del Gansu, del Jilin, tutte regioni dell'estremo nord, arriviamo a 135 GW su un totale di 150 GW³.

Considerazioni analoghe hanno portato l'Europa a prendere in considerazione la costa meridionale del Mediterraneo, dotata di importanti risorse di energia rinnovabile e di ampi spazi liberi. La regione possiede in particolare alcuni tra i più promettenti siti per il solare. Le ore di irraggiamento annuo nelle zone più favorite sono comprese fra 2.650 a 3400 e la radiazione media va da 1.300 kWh/m²-a nelle aree costiere a 2.500 kWh/m²-a nelle regioni più interne⁴.

Inoltre, sulla sponda meridionale del Mediterraneo la forte crescita demografica porterà ad avere nel 2020 circa 330 milioni di abitanti, con un incremento dei consumi energetici cui occorrerà fare fronte.

Da questa constatazione nel 2008 è nato il Piano Solare Mediterraneo, pro-

mosso dall'Europa con l'obiettivo di sviluppare, entro il 2020, impianti a energie rinnovabili (solare termodinamico, fotovoltaico, eolico) per un totale di 20 GW, allacciati a una rete di trasmissione capace di collegare i sistemi elettrici nazionali e in grado di trasferire nel nostro continente, attraverso Spagna e Italia, grandi quantità di elettricità dai paesi della sponda sud del Mediterraneo (Marocco, Algeria, Tunisia, Libia). Fino al 2011 i risultati pratici del Piano Solare Mediterraneo sono stati davvero magri e contraddittori⁵, come spesso accade a iniziative politiche europee con grandi ambizioni internazionali.

Ambizioni, nel caso specifico, bene indirizzate. Infatti, la strategia del Piano è del tipo *bottom up*, con progetti proposti dai singoli paesi della sponda sud, e graduale, prevedendo un portafoglio di progetti pilota con taglie ragionevolmente contenute (alcuni MW per il fotovoltaico, circa 50 MW per il solare a concentrazione e 100 MW per l'eolico), che permetterebbe di verificare l'appropriatezza delle singole soluzioni, così da potere eventualmente orientare in modo diverso le scelte successive.

Ancora più ambiziosa, ma sorretta da solidi soggetti economici, è l'iniziativa varata da dodici società tedesche⁶ con il *Memorandum of Understanding*, firmato a Monaco il 13 luglio 2009, che ha dato il via formale alla *Desertec Industrial Initiative*, il cui obiettivo è l'analisi del quadro tecnico, economico, politico, sociale ed ecologico atto a garantire la realizzazione di generazione elettrica *carbon-free*, tramite soprattutto sistemi a concentrazione (fotovoltaici e termodinamici) nel Nord Africa e nel Medio Oriente. L'investimento previsto è di 400 miliardi di euro in quarant'anni.

Inquadrato in un'ambiziosa strategia di sviluppo dei paesi coinvolti (non solo soddisfacimento dei loro crescenti fabbisogni energetici, ma anche produzione di acqua dissalata, crescita occupazionale, ecc.⁷), il progetto Desertec prevede di convogliare verso l'Europa una potenza in assoluto eccezionale: circa 100 GW (grosso modo il doppio dell'attuale potenza di punta in Italia).

Per l'impostazione *top down*, la scelta di impianti di grosse dimensioni con possibile impatto territoriale negativo e l'obiettivo di dirottare verso l'Europa almeno 15% dell'energia prodotta, Desertec rischia di apparire agli occhi dei paesi destinatari un'inedita forma di neocolonialismo⁸, per di più rischiosa anche per il Vecchio Continente. Che cosa sarebbe successo se il progetto fosse già stato pienamente in funzione durante il conflitto libico? Quasi certamente impianti costosi, come quelli solari a concentrazione e fotovoltaici, sarebbero

stati facilmente danneggiati, se non addirittura distrutti. Tuttavia, ancora più del danno economico, cruciale sarebbe stata l'assenza di "scorte" di energia elettrica, in grado di compensare il deficit di fornitura, come fanno le riserve di petrolio e di gas. Non si può dirottare verso l'Europa navi cariche di chilowattora, come invece si è fatto con il petrolio e il gas venuto meno per la crisi libica. Neppure le connessioni elettriche dell'Europa con l'est avrebbero potuto erogare elettricità in misura tale da compensare un calo del 15% nell'offerta⁹. Insomma, diminuire la dipendenza dal greggio e dal gas dell'Africa settentrionale, per sostituirla con quella, più rigida e meno facilmente rimpiazzabile, del sole e del vento, non appare politica particolarmente saggia. Eppure, malgrado l'avvertimento libico, i promotori del progetto sembrano intenzionati a proseguire¹⁰.

La tendenza alla concentrazione spaziale della generazione elettrica per via solare è invece fenomeno già in atto all'interno degli Stati Uniti. A fine 2010 gli impianti americani CSP erano per la maggior parte ubicati in Arizona, California e Nevada, e i restanti suddivisi fra Colorado, New Mexico e Texas, cioè nel sud-ovest del paese. Questi stessi stati ospitano una parte rilevante dei grandi impianti fotovoltaici americani, per quasi tutto il resto concentrati nel nord-est (Delaware, Illinois, Maryland, New Jersey, New York, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee).

L'insieme delle problematiche nuove create dalla diffusione della generazione elettrica con fonti rinnovabili sta quindi obbligando a un triplice cambio di paradigma¹¹:

- un *upgrading* tecnologico di tutte le reti, anche se per la distribuzione si tratta di innovazioni radicali e nella trasmissione solo di innovazioni incrementali;
- la necessità e non solo la convenienza di adottare appropriate tecnologie di accumulo a tutti i livelli, non escluso il consumatore finale;
- la generalizzazione a tutti i livelli di metodologie per il *demand side management*.

Al crescere dell'apporto al mix produttivo elettrico delle rinnovabili e della cogenerazione diffusa, si andrà quindi verso una gestione sempre più integrata di tutte le linee elettriche, chiamate ad affrontare problematiche molto simili, fino a diversificarsi essenzialmente solo per il livello di tensione.

LE SUPERGRID

Il 17 novembre 2010 la Commissione europea ha presentato la comunicazione sulle infrastrutture energetiche¹², che contiene indirizzi strategici per la loro modernizzazione e l'adeguamento a un mix energetico in cui crescerà l'apporto delle fonti rinnovabili.

Il documento ritiene necessaria la realizzazione di future "autostrade elettriche", integrate con accumuli di energia su larga scala, che dovranno essere in grado di:

- a. integrare il surplus di produzione eolica, in continua crescita nel Mar del Nord e nel Mar Baltico e nelle zone prospicienti, e accrescere la produzione da fonti rinnovabili in Europa orientale e meridionale e anche in Nord Africa;
- b. connettere questi nuovi poli di produzione con le principali capacità di accumulo nei paesi nordici e nelle Alpi e con i principali centri di consumo nell'Europa centrale;
- c. far fronte a una domanda e a un'offerta di elettricità sempre più flessibili e decentralizzate.

A tal fine entro il 2020 saranno necessari investimenti per circa 200 miliardi di euro per le sole reti di trasmissione. Una cifra da far tremar le vene e i polsi, difficile da coprire per intero con i normali meccanismi di finanziamento tramite le tariffe. Infatti, è prevista una quota di finanziamenti pubblici, ripartiti fra risorse nazionali e comunitarie, mentre, per superare le difficoltà autorizzative, il documento stabilisce l'introduzione del principio della "realizzazione di interesse europeo", che comporta una drastica riduzione sia dell'iter procedurale, sia delle autorità coinvolte nel processo autorizzativo.

Obiettivo intermedio, "nel 2015 nessun paese membro dovrà essere isolato dal mercato interno dell'energia".

L'iniziativa di Bruxelles ha il merito di porre al centro delle strategie energetiche i problemi delle infrastrutture, che soprattutto nel caso elettrico pagano lo scotto di una storica subordinazione agli obiettivi della produzione. Insomma, un atteggiamento analogo alla napoleonica "l'intendance suivra", che il documento comunitario intende modificare.

Per l'*offshore* nei mari del Nord il documento fornisce la cornice e il supporto europeo a una iniziativa avviata con la dichiarazione politica dei governi di Belgio,

Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Olanda, Svezia e Regno Unito¹³, cui ha fatto seguito la firma di un *Memorandum of Understanding*, con la quale è stata lanciata la *North Sea Countries' Offshore Grid Initiative*, finalizzata fra l'altro a:

1. individuare eventuali vincoli allo sviluppo delle reti;
2. delineare le infrastrutture di rete più idonee, avendo come orizzonte il 2030;
3. sulla base delle conclusioni dei punti precedenti, identificare tre o quattro plausibili scenari al 2030, che aiutino a evitare le possibili strozzature nello sviluppo a lungo termine delle infrastrutture *onshore* e *offshore*;
4. valutare costi e benefici delle configurazioni di rete plausibili;
5. identificare incompatibilità e barriere provocate dalle normative e dai processi autorizzativi dei singoli stati e avanzare proposte per il loro superamento e la riduzione dei tempi necessari per ottenere le autorizzazioni¹⁴.

In quest'ambito nel 2011 TenneT, una società attiva come operatore di reti di trasmissione, ha assegnato ad ABB una commessa di circa 1 miliardo di euro per la realizzazione di un sistema HVDC ad alta efficienza (perdite a ciascun convertitore inferiori a 1%), con una capacità di più di 900 MW, per connettere parchi eolici *offshore* alla rete continentale della Germania, a cominciare dal parco tedesco *Gode Wind II* da 400 MW.

Analoghe iniziative sono state varate per le connessioni con l'Africa settentrionale. Oltre a Desertec, nel 2010, al Cairo, in occasione di un incontro degli Stati membri dell'Unione per il Mediterraneo, si è dato vita al progetto *Transgreen*, per il quale è stata creata la omonima società, cui hanno aderito diverse imprese, compreso TERNA. Per quanto fortemente voluto dal governo francese, a parere di alcuni non a caso inserito nel quadro del Piano Solare Mediterraneo per fare da controcanto a Desertec, promosso dalla Germania, le imprese che vi partecipano affermano di volere portare avanti le attività del progetto *Transgreen* in stretto coordinamento con Desertec. Infine, all'interno del pacchetto del 2008 di stimolo all'economia americana (più di 800 miliardi di dollari) è stato introdotto un contributo alla realizzazione di 3.000 miglia di nuove linee elettriche, per veicolare dall'ovest e dal sud al resto del paese l'elettricità ivi prodotta dagli impianti eolici e solari in eccesso rispetto al soddisfacimento della domanda locale.

Questo insieme di decisioni prefigura radicali cambiamenti nella geografia delle

linee di trasmissione ad altissima tensione, sia in Europa che negli Stati Uniti (Figura 23 a e b).

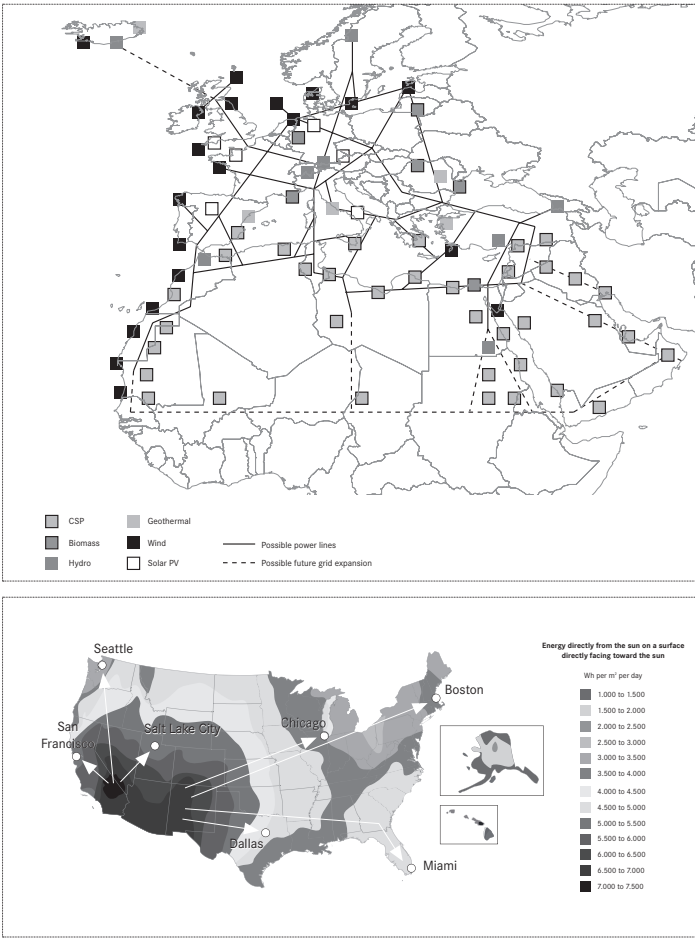


FIGURA 23 a e b - SVILUPPO DELLE SUPERGRID IN EUROPA E NEGLI STATI UNITI

LE SMART GRID

Poiché le reti di trasmissione (Capitolo IV) sono già abbastanza “intelligenti”, nel loro caso, come si è visto, si richiede soprattutto il salto tecnologico che gli consenta di veicolare elevate potenze a grande distanza (linee in continua ad altissima tensione) oppure di attuare i potenziamenti necessari per gestire al meglio concentrazioni locali di impianti a fonti rinnovabili scarsamente programmabili.

Al contrario, le reti di distribuzione sono state finora progettate per servire essenzialmente *carichi passivi* (i consumatori) sulla base di un flusso monodirezionale di energia, che arriva dalla rete di trasmissione e, attraverso quella di distribuzione, giunge ai consumatori.

Chiaramente la generazione diffusa altera queste premesse e, anche per la sua ridotta programmabilità, potrebbe creare situazioni di degrado della qualità dell'energia erogata e dell'affidabilità del sistema, che gli attuali criteri di regolazione e controllo non saprebbero gestire, anche perché scarsamente attrezzati per individuare le specifiche sorgenti di tale degrado.

Innanzitutto, l'immissione in rete di generazione diffusa contribuisce a innalzarne il profilo di tensione: si possono quindi determinare criticità, soprattutto in termini di sovratensioni. L'entità di tale innalzamento dipende da diversi fattori, quali la taglia dei generatori, la loro posizione sulla linea, sia assoluta, sia relativa alla distribuzione dei carichi passivi e degli altri generatori.

La presenza di generatori può interferire con i sistemi di regolazione della tensione, in particolare con i regolatori di tensione sottocarico, posti nella stazioni di trasformazione.

Per quanto riguarda i sistemi di protezioni delle reti, si può verificare un aumento delle correnti di corto circuito, la cui entità dipende dalla tipologia e dalla taglia dei generatori, dal loro grado di penetrazione e dalla distanza dalle stazioni di trasformazione.

Critico è anche il problema delle correnti di corto circuito, con riferimento alla possibile perdita di selettività delle protezioni, correlato non solo all'aumento del livello delle correnti di corto circuito, ma anche a una diversa distribuzione dei flussi di potenza. Vi è il rischio di apertura intempestiva di una linea sana, a causa del contributo alla corrente di

cortocircuito da parte di un generatore allacciato a un'altra linea afferente allo stesso sistema di sbarre¹⁵.

Il mero potenziamento fisico della rete (linee e stazioni), per renderla idonea a fronteggiare tutte le condizioni operative di generazione e carico, risulterebbe troppo oneroso. Di qui l'esigenza di sviluppare una rete elettrica attiva (*smart grid*), che integri le azioni di tutti gli attori collegati alla rete: generatori, consumatori - che possono anche essere generatori (*prosumers*) - secondo lo schema sintetizzato in Figura 24, in modo da:

- facilitare la connessione e l'esercizio dei generatori diffusi di tutte le taglie e di tutte le tecnologie, gestendoli come un unico impianto di produzione virtuale;
- coinvolgere i consumatori nella gestione del sistema;
- garantire elevati livelli di affidabilità e sicurezza della fornitura.

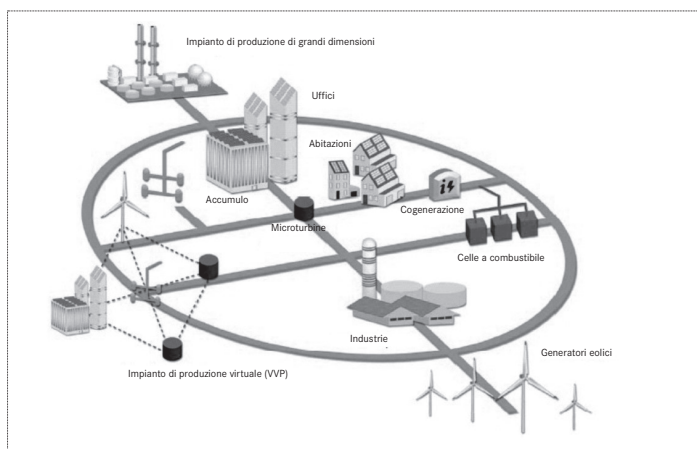


FIGURA 24 - SCHEMA SMART GRID

Gli elementi più innovativi della *smart grid* rispetto alla rete tradizionale sono un sistema di acquisizione dati da tutti i dispositivi di misura necessari e un'infrastruttura bidirezionale di comunicazione. Ciò comporta lo sviluppo integrato della rete elettrica e di una rete telematica: in tal modo la

rilevazione di dati distribuiti lungo la rete e la circolazione di queste informazioni consentono alla *smart grid* di svolgere funzioni che vanno al di là di quelle tradizionali di regolazione e controllo.

In una rete così strutturata è possibile sfruttare le informazioni disponibili per assicurare la consegna dell'energia al minor costo possibile e nel modo più efficiente e affidabile, in quanto tutti i consumatori ricevono in tempo reale dati relativi alle tariffe, ai superi di potenza, ecc. Così, anche il cliente di piccole dimensioni diventa "attivo", contribuisce a garantire il funzionamento della rete e la qualità del servizio erogato.

Sotto il profilo tecnologico le innovazioni più rilevanti sono l'introduzione di:

- infrastrutture di telecomunicazione e di protocolli per lo scambio di informazioni¹⁶, nonché di sistemi informatici (simulatori, sistemi di controllo, sistemi di gestione delle informazioni, sistemi di previsione);
- sistemi di misura (il contatore elettronico rappresenta di per sé la base per lo *smart metering* presso i carichi passivi);
- sistemi di supporto all'operatore (ad esempio gestione del rischio, previsioni);
- sistemi per l'accumulo dell'energia (vedi prossimi paragrafi).

Molte delle tecnologie per la rete telematica sono già disponibili, ma, data la numerosità dei componenti richiesti da una *smart grid*, questi devono avere costi contenuti senza penalizzazioni in termini di affidabilità, condizione essenziale per lo sviluppo commerciale delle reti attive.

Inoltre, le infrastrutture di telecomunicazione e di scambio delle informazioni sono fisicamente vulnerabili ad eventi estremi o ad attacchi terroristici, ma anche ad azioni da parte di *hacker*: occorre quindi sviluppare architetture, sistemi e piani di difesa integrati.

Poiché per il suo buon funzionamento una rete attiva può decidere il disinserimento di impianti a fonti rinnovabili, al fine di minimizzare le ricadute negative sui *prosumer* e sull'ambiente (maggiori emissioni di CO₂), oltre a sistemi di accumuli, alla *smart grid* vanno interfacciati *smart building*, cioè edifici a elevata efficienza energetica, dotati di sistemi di generazione diffusa e con gestione integrata degli apparati elettrici presenti all'interno sulla base delle informazioni ricevute dalla rete, in una logica di *demand side management*: «la rete di distribuzione è "smart" se

gli utenti connessi sono “smart” (flessibili)»¹⁷.

Data la rilevanza delle reti attive per la futura gestione dei sistemi elettrici, a livello comunitario è stata varata la *European SmartGrids Technology Platform*¹⁸, che ha il compito di definire le *policy* e i percorsi di R&S e innovazione più appropriati per lo sviluppo del settore. Molti i progetti specifici finanziati dalla Commissione Europea¹⁹; di particolare rilevanza il progetto *Address*, coordinato da Enel Distribuzione, che intende in particolare sviluppare soluzioni tecniche sia di sistema, sia di utente, identificare le possibili barriere e le soluzioni per rimuoverle, mettere a punto meccanismi ad hoc di mercato e contrattuali.

Gli obiettivi dell'Unione Europea al 2020 sono coerenti con la previsione per quella data di circa un terzo dell'offerta elettrica derivante da fonti rinnovabili, che imporrà il passaggio a reti attive per il 50% della distribuzione europea. Di conseguenza, il giro d'affari annuo nel settore raddoppierà in Europa dai 2 miliardi di dollari del 2011 ad oltre 4 miliardi di dollari nel 2012, per arrivare a sfiorare i 10 miliardi di dollari tra il 2015 e il 2018²⁰.

LE DIVERSE FUNZIONI DELL'ACCUMULO

L'accumulo può essere richiesto per necessità tecniche, ma anche perché economicamente conveniente, come nel caso degli impianti di pompaggio (Capitolo V). Inoltre, in funzione del servizio che è chiamato a svolgere, deve essere in grado di mettere a disposizione una potenza elevata per un breve periodo oppure, all'estremo opposto, un'energia significativa per un lungo periodo; ovviamente con situazioni intermedie fra le due.

In ordine di durata (un secondo - qualche minuto) una prima tipologia di accumuli (condensatori) garantisce il *power balancing*, interviene cioè molto rapidamente (in meno di un secondo) per mantenere la frequenza e la tensione entro valori che consentono alla rete di funzionare in condizioni ottimali. Una seconda tipologia (volani, alcuni tipi di accumuli elettrochimici) garantisce la *power quality*, compensa cioè le variazioni rapide di produzioni aleatorie e/o dei carichi. La durata di questi interventi varia fra dieci secondi e l'ora.

Molto più articolate sono le tecnologie per la funzione di *time shift* (ad

esempio batterie Redox, accumulo ad aria compressa, impianti di pompaggio), quando l'energia viene accumulata per ore con finalità diverse:

- renderla disponibile quando la domanda di potenza dell'utente altrimenti supererebbe il limite contrattuale (*peak shaving*);
- ridurre gli investimenti nelle reti, evitando che il flusso superi determinati valori;
- utilizzarla quando il prezzo di vendita è più elevato.

La Tabella XXI riporta la potenza globale accumulata con le tecnologie più diffuse.

Tabella XXI - Potenza accumulata nel mondo

Tecnologia	Potenza accumulata (MWe)
Pompaggio	127.000
Aria compressa	440
Batteria sodio-zolfo	316
Batteria al piombo	~ 35
Batteria nichel - cadmio	27
Volani	< 25
Batteria a ioni di litio	~ 20
Batteria Redox	< 3

Fonte: EPRI, *Electricity Energy Storage Technology Options, Technical Update*, dicembre 2010

IL RUOLO DEGLI IMPIANTI DI POMPAGGIO (E DEI CICLI COMBINATI)

La tecnologia di accumulo più diffusa nel mondo è quella degli impianti di pompaggio (più del 90% del totale).

In Italia ammontano a circa 8.000 MW, ma il loro utilizzo è in calo. Il fenomeno è strettamente correlato alla singolarità di un parco termoelettrico dominato da impianti a cicli combinati. Poiché il loro costo proporzionale è molto elevato (70-75% del totale), utilizzarli per alimentare centrali di pompaggio, con una perdita di energia pari a circa un terzo, diventa con-

veniente solo quando si prevedono prezzi di vendita del kWh nelle ore di punta sufficientemente elevati.

Viceversa le centrali di pompaggio sono molto utili quando si ha una produzione da fonti rinnovabili così alta che la rete non è in grado di veicolarela completamente. Dato il costo proporzionale praticamente nullo di queste energie, con l'eccezione di quella da biomassa, in qualunque ora ciò si verifichi, si ha convenienza sia economica, sia ambientale a utilizzarle per il pompaggio.

È quanto accade oggi in Italia per una parte della generazione degli impianti eolici, che non riescono a collegarsi alla rete. Purtroppo le centrali di pompaggio esistenti sono quasi tutte ubicate nel settentrione, mentre i parchi eolici sono in larga misura concentrati in alcune zone del sud, dove esistono regimi del vento favorevoli. È dunque conveniente realizzarne di nuove in quelle parti d'Italia, dove è localizzata una parte importante del potenziale italiano per impianti di pompaggio²¹.

Al crescere dell'apporto della generazione distribuita, la flessibilità dei cicli combinati sovrabbondanti, accresciuta se si utilizza soltanto il ciclo a gas, potrà essere sfruttata per compensare la non programmabilità della produzione da rinnovabili. In questa direzione vanno le modifiche introdotte dall'Autorità per l'energia alle regole che governavano il *capacity payment*²² (strumento che incentiva i produttori a rendere disponibili impianti di generazione in grado di intervenire immediatamente su richiesta).

ACCUMULO ELETTROCHIMICO

La generazione distribuita ha promosso lo sviluppo delle *smart grid*. I vantaggi per la gestione delle *smart grid* che verrebbero dagli accumuli distribuiti rappresentati dai veicoli elettrici in fase di ricarica, ha convinto i distributori elettrici ad associarsi all'industria automobilistica nel promuovere la loro diffusione, a sua volta resa possibile dalla disponibilità, a prezzi decrescenti e con prestazioni in continuo miglioramento, di batterie a ioni di litio²³.

Queste, infatti, hanno prestazioni buone, se confrontate con i tradizionali sistemi di accumulo elettrochimico, in termini di tempi di risposta, di

efficienza, di durata e di costo²⁴, che rendono realistica la prospettiva di utilizzarle in reti elettriche, cui sono allacciate quantità significative di generazione diffusa non programmabile; applicazione per la quale suscitano interesse anche le batterie sodio/zolfo e al sodio e ioduri metallici. Se si escludono soluzioni destinate solo a interventi di brevissimo periodo, come i supercapacitori, o, sul versante temporale opposto, alle tecnologie Redox ai sali di vanadio (VRB), operativamente interessanti soprattutto in situazioni *stand alone*, per le altre applicazioni di interesse per il buon funzionamento delle reti sono queste le tecnologie disponibili, con le batterie a ioni di litio in *pole position*.

Per esempio a Tehachapi, nella California meridionale, dove è in esercizio un parco eolico di circa 800 MW, saranno installati 8 MW di batterie agli ioni di litio con una capacità di 32 MWh. Progetti analoghi stanno decollando in Cile e sono programmati altrove.

Ovviamente è in fase di sviluppo anche l'utilizzo di accumuli elettrochimici a ioni di litio a livello delle cabine primarie delle reti di distribuzione e, in prospettiva, su cabine secondarie.

Infine, circolano le prime offerte di accumuli per utenze finali: piccoli aggregati (25-30 kW di accumulo)²⁵ o singoli utenti (5 kW), cui si potranno associare accumuli di altra natura, come lo *storage* di frigoriferi all'interno dei frigoriferi intelligenti. Se teniamo conto anche dell'accumulo distribuito connesso alla futura ricarica dei veicoli elettrici e degli ibridi *plug-in*, si può affermare che si sta configurando un'articolazione di sistemi di accumulo che vanno da quelli di grandi dimensioni, associati alla rete di trasmissione, a quelli di dimensioni intermedie per le reti di distribuzione, fino ai piccolissimi installati presso i consumatori finali.

CONCLUSIONI

La non programmabilità di alcune fonti rinnovabili è tecnicamente superabile, purché si abbia chiaro che l'obiettivo può essere conseguito con l'adozione congiunta di tutte le tecnologie dotate di flessibilità adeguata a svolgere funzioni sia di *time shift*, sia di *power balancing*, sia ancillari di rete (come la regolazione frequenza/tensione), tramite sistemi di accumulo e/o di regolazione avanzata, anche se è tutt'altro da escludere la

nascita di nuove criticità - oggi soltanto intuibili - provocate dalla coesistenza di interventi (di accumulo, di regolazione) a molteplici livelli, per loro natura poco gerarchizzabili, che includono anche il consumatore finale nella duplice veste di *prosumer* e di gestore intelligente del proprio *smart building*.

Pur tenendo conto di questo *caveat*, sotto il profilo tecnico i problemi posti dalla forte crescita futura nel mix produttivo dell'energia generata da impianti a fonti rinnovabili sembrano in prospettiva risolvibili.

Le difficoltà maggiori potrebbero essere di natura economica. Come abbiamo visto, di qui al 2020 nell'Unione Europea il solo adeguamento delle reti di trasmissione richiederà investimenti per circa 200 miliardi di euro, ai quali ne vanno aggiunti almeno 80 per rendere attive le reti di distribuzione. Aggiungiamo gli oneri specifici per l'adozione di accumuli a tutti i livelli e per lo sviluppo di edifici intelligenti.

Saranno integralmente finanziabili? Come? Da chi? Questi, gli interrogativi per ora maggiormente privi di attendibili risposte²⁶.

Note

1. EWEA, *The European offshore wind industry key trends and statistics 2010*, Bruxelles, 2011.
2. EWEA, *Pure Power*, cit.
3. G.B. Zorzoli, *Un ponte sul futuro*, "Staffetta Quotidiana", 15 ottobre 2010.
4. R. Vigotti, *Sole del Sud*, "QualEnergia", aprile/maggio 2011.
5. *Ivi*.
6. ABB, ABENGOA Solar, Cevital, Deutsche Bank, E.ON, HSH Nordbank, MAN Solar Millennium, Munich Re, M+W Zander, RWE, SCHOTT Solar, Siemens. All'iniziativa hanno successivamente aderito molte altre aziende, fra cui Enel Green Power e TERNA.
7. Desertec Foundation, *Clean Power from Deserts*, White Book - 4th Edition, Bonn, 2009.
8. "L'Unione Europea, dopo aver parlato tanto di partenariato e alleanza Nord-Sud, ha continuato a favorire progetti post coloniali" (A. Ferrari, *Non dobbiamo rimanere spettatori*, "Corriere della Sera", 23 agosto 2011).
9. G.B. Zorzoli, *Fiducia cieca in Desertec*, "Staffetta Quotidiana", 11 marzo 2011.
10. K. Beckman, *Desertec sees positive side to political change*, "European Energy Review", 3 marzo 2011.
11. G.B. Zorzoli, *Il paradigma che cambia*, "QualEnergia", settembre-ottobre 2011.
12. Commissione europea, *Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre - Piano per*

- una rete energetica europea integrata, COM(2010) 677, Bruxelles, 2010.
13. *Political declaration on the North Seas Countries Offshore Grid Initiative*, 7 dicembre 2009.
 14. *The North Sea Countries' Offshore Grid Initiative Memorandum of Understanding*, 3 dicembre 2010.
 15. Per un'analisi dettagliata si rinvia a M. Delfanti, M. Merlo, A. Silvestri, M. Gallanti, *Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione*, Rapporto all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Milano, 2009.
 16. W. K. Sood, D. Fisher, J. M. Eklund, T. Brown, *Developing a Communications Infrastructure for the Smart Grid*, relazione alla "IEEE Electrical and Power Conference", Montreal, 2009.
 17. M. Gallanti, *Smart Grids: definizione, applicazione e modelli: l'evoluzione del sistema elettrico verso le reti attive*, relazione al "1° Smart Grid International Forum", Roma, 2010.
 18. Commissione Europea, *European SmartGrids Technology Platform*, Lussemburgo, 2006.
 19. Un elenco esaustivo è contenuto in Energy Lab, *Smart Grid. Le reti elettriche di domani*, Roma, 2011.
 20. Pike Research, *Smart Grids in Europe*, 2011.
 21. A. Frigerio, M. Meghella, G. Bruno, G. Stella, *Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema elettrico italiano*, Rapporto RSE, Milano, 2011.
 22. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379*, Deliberazione ARG/elt 98/11.
 23. G. Mauri, *Auto elettrica e reti intelligenti*, "L'energia elettrica", n. 1, 2010.
 24. L. Mazzocchi, M. Meghella, E. Micolano, *Studi e sperimentazioni sulle tecnologie di accumulo energetico*, relazione al "Convegno Trasporto e Stoccaggio dell'Energia: Come diventare «Smart»", Milano, 11 luglio 2011.
 25. EPRI, *Electricity Energy Storage Technology Options*, Technical Update, dicembre 2010.
 26. G.B. Zorzoli, *Il paradigma che cambia*, cit.



Capitolo VIII

IL NUCLEARE DOPO FUKUSHIMA

Quando un neutrone interagisce col nucleo di particolari isotopi dell'uranio o del plutonio può spezzarlo in due frammenti radioattivi, liberando nel contempo una grande quantità di energia e due o tre neutroni, che a loro volta possono spezzare altri nuclei. Questo processo è noto come *reazione di fissione*, mentre gli atomi i cui nuclei la subiscono, vengono chiamati *fissili*¹.

TIPOLOGIE DI IMPIANTI NUCLEARI

La configurazione di un tipico impianto nucleare ad acqua in pressione (PWR - *Pressurized Water Reactor*, la tecnologia più diffusa nel mondo) è schematizzata in Figura 25. All'interno di un contenitore in pressione le barre di ossido di uranio, racchiuse in uno strato sottile di Zircaloy (lega di zirconio) che impedisce la fuoriuscita dei frammenti di fissione, e disposte a formare un reticolo quadrato (*combustibile nucleare*), sono circondate da acqua a elevata pressione. I neutroni, urtando contro i nuclei degli atomi dell'acqua, perdono rapidamente energia fino a raggiungere quella propria delle molecole dell'acqua, che svolge quindi la funzione di *moderatore*. I neutroni vanno rallentati perché a basse energie è molto maggiore la probabilità di provocare fissioni nell'uranio. I due frammenti in cui si divide il nucleo perdono rapidamente per attrito la loro energia cinetica all'interno del combustibile nucleare, energia che si trasforma in calore. Poiché l'acqua non è ferma, ma scorre parallelamente al combustibile, riesce in tal modo ad asportare con continuità all'esterno il calore generato nel combustibile: essa funge quindi anche da *refrigerante*.

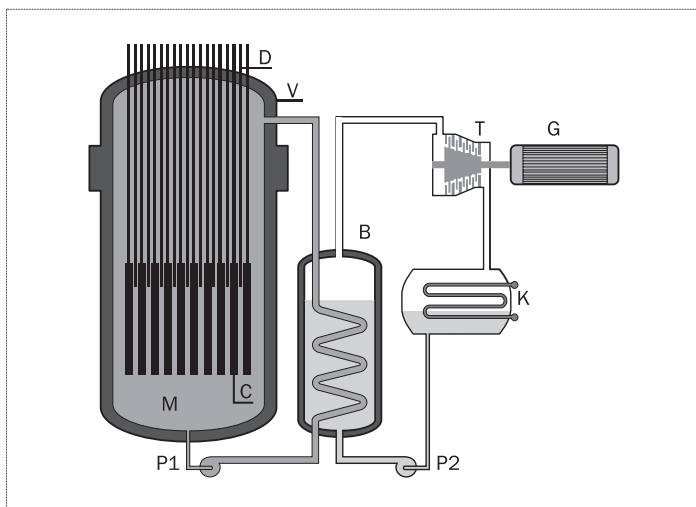


FIGURA 25 - SCHEMA DI UN IMPIANTO PWR

P: pompe M: moderatore C: combustibile D: barre di controllo V: recipiente in pressione
B: vapore T: turbina G: generatore elettrico K: condensatore

L'acqua è a pressione abbastanza alta (intorno a 15 MPa) per uscire dal nocciolo ancora in fase liquida, ma con una temperatura sufficientemente elevata da consentirle di trasformare, in uno scambiatore di calore acqua-acqua, quella fluente nell'altro ramo in vapore saturo, che viene inviato in turbina. Se l'acqua all'interno del contenitore è a pressione più bassa (intorno a 7 MPa), bolle all'interno del nocciolo e la frazione di vapore saturo così prodotta viene inviata direttamente in turbina: secondo per diffusione: questo tipo di impianto è denominato BWR (*Boiling Water Reactor*).

Minore fortuna hanno avuto gli impianti moderati e refrigerati ad acqua pesante, prodotta mediante un processo industriale che separa le molecole, presenti in piccolissime quantità nell'acqua, in cui al posto degli atomi di idrogeno ci sono quelli di deuterio (un isotopo dell'idrogeno che pesa il doppio). Poiché il deuterio cattura i neutroni molto meno dell'idrogeno, l'acqua pesante è un moderatore più efficiente, che permette di utilizzare uranio naturale, mentre PWR e BWR richiedono uranio arricchito in U^{235} . Questa

tecnologia, denominata PHWR (*Pressurized Heavy Water Reactor*) o più comunemente CANDU, perché sviluppata principalmente in Canada, non ha avuto grande diffusione al di fuori di questo paese.

Ancora minore fortuna hanno avuto i reattori moderati a grafite e refrigerati da un gas, prevalentemente sviluppati in Francia e nel Regno Unito, dove la versione più moderna è l'AGR (*Advanced Gas Reactor*).

L'URSS puntò inizialmente sul famigerato reattore RBMK, moderato a grafite e refrigerato ad acqua, intrinsecamente meno sicuro di quelli occidentali, come tragicamente si sperimentò a Chernobyl (anche per una dissennata prova effettuata con il reattore portato volutamente in uno stato di instabilità).

Fallimentari si sono infine rivelati i tentativi di arrivare alla commercializzazione dei *reattori veloci*, così denominati perché in essi manca il moderatore. In un reattore veloce si riesce a produrre più plutonio dalla cattura di neutroni nell' U^{238} di quanto materiale fissile venga distrutto dalle fissioni, così da riuscire non solo a rialimentare l'impianto stesso, ma anche a fornire materiale fissile per nuovi reattori. In tal modo circa il 60% dell'uranio naturale potrebbe essere convertito in fissile, contro qualche per cento nel caso dei reattori a neutroni termici.

Questa soluzione, già preconizzata da Enrico Fermi, si è scontrata però con enormi difficoltà tecnologiche, in particolare a causa del refrigerante alla fine prescelto, sodio allo stato liquido. Anche i francesi, che più a lungo e con maggiore impegno di altri l'avevano perseguita, arrivando a costruire un impianto da 1.200 MW (*Superphénix*), alla fine hanno abbandonato l'impresa, cui partecipò anche Enel.

Per quanto riguarda la potenza in esercizio nel mondo, per quasi due terzi è coperta da impianti PWR, mentre poco più di un quarto è fornita da impianti BWR. In totale i reattori ad acqua rappresentano quindi circa i sei settimi della potenza elettronucleare in esercizio, la restante parte essendo suddivisa fra reattori ad acqua pesante, reattori a gas, reattori RBMK, ecc.

LE CONSEGUENZE DI UNA CRESCITA TROPPO RAPIDA

"Too cheap to meter": inutile spendere i soldi per i contatori elettrici, quando dovranno misurare il consumo di energia elettrica prodotta per via nucleare, perché non costerà quasi nulla. Siamo nel 1954, a pro-

nunciare questa incauta affermazione è Lewis Strauss, allora presidente dell'*US Atomic Energy Commission*.

In forma meno enfatica, la visione di una fonte primaria in grado di generare elettricità a prezzi radicalmente inferiori a qualsiasi alternativa fu dominante alla prima Conferenza di Ginevra delle Nazioni Unite sugli usi pacifici dell'energia nucleare (1955), dove si diffuse un ottimismo acritico sul futuro di questa tecnologia. Almeno fino a metà degli anni '60 i decisori politici ed economici, ma anche l'uomo della strada, continuarono a vedere nell'energia nucleare la soluzione dei problemi connessi con la produzione di energia elettrica. Inoltre, come si è ricordato nel Capitolo III, nel primo dopoguerra le riserve di petrolio furono stimate talmente scarse da considerare non solo l'energia nucleare come fonte obbligata per la generazione elettrica del futuro, ma anche estremamente urgente il suo sviluppo.

Non è possibile valutare in quale misura i numerosi errori di previsione commessi all'epoca abbiano influenzato i programmi nucleari, ma è lecito chiedersi se sarebbe stato possibile giustificare in toto la loro accelerazione, qualora si fosse saputo che le riserve di idrocarburi erano di un ordine di grandezza maggiori dei valori a quel tempo ritenuti più probabili. Previsioni più realistiche avrebbero consigliato di non accelerare eccessivamente la realizzazione di impianti nucleari, che viceversa avvenne a tappe forzate, compressa in un lasso di tempo più che dimezzato rispetto a quello considerato fisiologico per una tecnologia così complessa; uso il condizionale, perché si continuò su questa strada (quasi certamente in difesa degli interessi coinvolti) anche quando, a metà anni '60, divenne evidente che le riserve di idrocarburi erano sufficienti per almeno mezzo secolo.

La principale e più rischiosa sfida tecnologica imposta dall'obiettivo di uno sviluppo così accelerato fu l'anomala contrazione dei tempi di crescita della potenza unitaria degli impianti². Negli Stati Uniti, dal primo impianto civile di Shippingport (circa 60 MW), derivato praticamente senza modifiche sostanziali dal progetto del reattore del sottomarino Nautilus, impianto messo in esercizio nel 1957, si passò direttamente ai 205 MW dello Yankee e ai 210 MW di Dresden 1, entrambi in esercizio nel 1960; subito dopo a 460 MW (San Onofre 1, in esercizio nel 1967), a 600 MW (Haddam Neck, nel 1968), a 850 MW (Palisades, Dresden 2 e 3, nel 1971), per superare i 1.000 MW con Zion 1 e 2, entrati in esercizio nel 1973.

Un potenziamento di quasi venti volte in appena sedici anni! Poiché le date riportate si riferiscono all'anno in cui è stato prodotto il primo kWh, visti i tempi di costruzione richiesti, l'impianto di potenza unitaria superiore era già in cantiere prima che si potesse trarre esperienza dall'esercizio di quelli della generazione precedente, spesso addirittura prima che fossero avviati. Nel 1970 nel mondo erano installati impianti nucleari per una potenza complessiva di circa 16 GWe; nel 1980 per circa 135 GWe: quasi 8,5 volte! Per aumentare la sua quota di mercato dallo 0,5% al 5,0% il nucleare ha richiesto appena tredici anni, dal 1972 al 1985, contro circa mezzo secolo nell'esperienza storica delle altre fonti primarie; fra il 1970 e il 1988 il tasso di crescita medio annuo è stato maggiore del 16%, addirittura più di tre volte superiore a quello del petrolio nei primi decenni del suo sfruttamento commerciale.

Come per tutti gli eccessi, alla fine la cruda realtà dei fatti ha presentato il conto. Uno sviluppo meno accelerato avrebbe consentito tempi più ragionevoli per la sedimentazione delle nozioni acquisite, evitando non solo diversi errori che si sono compiuti (con i relativi, costosi inconvenienti in fase di realizzazione e di esercizio), ma lasciando anche il tempo necessario per prendere in seria considerazione alcune critiche più di principio nei confronti di determinate opzioni strategiche (si è ad esempio ignorato il filone dei reattori a sicurezza passiva fino a metà anni '80, quando fu "riscoperto" dopo l'incidente di Chernobyl³).

Tipica conseguenza di queste anomalie, i reattori PWR nella loro struttura concettuale sono rimasti sostanzialmente identici al sistema ideato per i sottomarini negli anni '40. E' cresciuto a dismisura il numero di pompe, di valvole, di tubazioni e, naturalmente, la complessità dell'insieme, ma le uniche autentiche innovazioni tecnologiche hanno riguardato da un lato i materiali, in quanto imposte dall'incremento delle dimensioni e dello spessore di tubi e contenitori, dall'altro i sistemi di controllo, la cui crescente complessità ha richiesto nuovi sviluppi nell'interfaccia uomo/macchina, contribuendo non poco all'evoluzione della prima generazione dei calcolatori elettronici e della robotica. Al vertice di questa logica da "albero di Natale" si colloca il reattore francese EPR, classificato di terza generazione⁴, che non a caso incontra difficoltà in fase di costruzione e costi in continua crescita⁵.

Non meno grave è stata la sottovalutazione delle specificità della tecnologia, che ha portato ad adottare acriticamente criteri di sviluppo utilizzati per i tradizionali impianti termoelettrici. Non solo si è puntato su potenze delle singole unità il più possibile elevate, per garantire i massimi benefici in termini economici, derivanti dall'effetto scala, ma anche su potenze specifiche molto spinte nel combustibile nucleare, densità di potenza altissime all'interno del reattore, condizioni sfidanti per l'estrazione del calore dalle barre di uranio. Obiettivi perseguiti per i primi decenni di sviluppo del nucleare con zelo degno di miglior causa, col risultato di allontanare sempre di più gli impianti dalle condizioni per cui non sarebbe stato necessario un piano di emergenza.

Paradossalmente, proprio dopo la prima crisi petrolifera del 1973, che avrebbe dovuto rafforzarne le prospettive, questa tecnologia entrò in crisi in quasi tutti i paesi, a partire dagli Stati Uniti, con la sola eccezione della Francia, che proprio allora varò un massiccio programma nucleare.

Molte sono state le cause di questo apparente paradosso e quindi una spiegazione esauriente del processo di rigetto del nucleare in quasi tutti i paesi industrializzati richiederebbe un volume di non piccole dimensioni. Qui di seguito ci si limiterà pertanto a brevi cenni su quelle che a giudizio dell'autore hanno avuto un ruolo dominante, partendo da una constatazione difficilmente contestabile: oggi questo modo di generare energia non è popolare neanche nel paese nucleare *par excellence*⁶.

Anche se poco pubblicizzata, la perdita di entusiasmo si è verificata innanzi tutto ai livelli decisionali delle imprese elettriche, a partire dagli Stati Uniti, dove i bilanci di aziende prevalentemente private hanno dovuto fare i conti con costi crescenti in corso d'opera, in parte dovuti alle modifiche richieste dall'autorità di sicurezza, in parte ai ritardi enormi rispetto ai tempi di realizzazione previsti.

Negli anni '70, prima del 1979 (quando si verificò l'incidente di *Three Mile Island*) negli Stati Uniti furono cancellate le realizzazioni, già decise, di 35 unità nucleari per una potenza totale di 38.348 MW. Non a caso fra il 1980 e il 1990, quando a pesare furono in larga misura le decisioni prese nel decennio precedente, la crescita della potenza nucleare globalmente installata, se pur ancora consistente, fu molto inferiore rispetto al periodo 1970-1980: solo 2,4 volte.

Il nucleare diventa sempre meno popolare anche nell'opinione pubblica. Un siffatto fenomeno non è liquidabile come mero frutto di comportamenti irrazionali ed emotivi (che pure sono presenti). Vanno innanzi tutto chiamate in causa le responsabilità di chi ha gestito il settore (nel contesto mondiale l'Italia rappresenta un caso a sé stante, una sorta di metafora della più generale incapacità della sua classe dirigente di sviluppare e gestire i grandi sistemi complessi⁷).

Prima responsabilità, non essersi posti per tempo il problema dell'accettazione sociale della tecnologia nucleare, nella convinzione che il dissenso (o il semplice dubbio) fossero essenzialmente «manifestazioni irrazionali», benevolo eufemismo, sostitutivo di ben più crude espressioni largamente usate dagli addetti ai lavori nella prima fase di sviluppo dell'opposizione al nucleare. Una cecità diffusa, derivante da un complesso di superiorità, da un'arroganza tecnocratica⁸ cui pochi, nel settore, si sottrassero.

Questo, non perché la tecnologia nucleare portasse in sé il rischio congenito di un'involuzione antidemocratica, come sostenevano e sostengono alcuni oppositori. L'opposizione al nucleare ha piuttosto messo a nudo un vizio proprio di tutte le corporazioni (tecnocratiche, finanziarie, militari, ecc.): l'autodifesa - sovente cieca - da «ingerenze» esterne. Ovvero la logica del non disturbare il manovratore. Atteggiamenti cui ha certamente contribuito l'accelerazione anomala che caratterizzò il settore appena dopo il suo decollo. La fretta è cattiva consigliera e suggerì allora metodi spicci per liquidare le prime diffidenze e ostilità nei confronti degli insediamenti nucleari.

L'arroganza degli addetti ai lavori non è però risposta sufficiente all'interrogativo: perché la tecnologia nucleare è stata la prima a essere messa così radicalmente in discussione da contestarne in toto l'utilizzo?

Questo, si badi bene, prima ancora degli incidenti di Three Mile Island, di Chernobyl, di Fukushima, che hanno semplicemente amplificato ed esteso il dissenso.

Oltre al timore suscitato dall'associazione del nucleare a un possibile olocausto planetario, ha contribuito a rafforzare le opposizioni la scelta, per altro obbligata avendo rifiutato l'alternativa del nucleare passivo, di prendere in considerazione in modo esplicito - e pubblico - la possibilità di incidenti con effetti rilevanti sulle popolazioni.

Avere progettato (e realizzato) impianti che ammettevano il rischio (benché minimo) di fuoriuscita dal perimetro di sostanze radioattive, rendendo così necessario un piano di emergenza per l'eventuale sgombero della popolazione circostante, anche se presentato come un eccesso di scrupolo finalizzato alla massima protezione della gente, non poteva non indurre timori e remore alla convivenza con insediamenti nucleari. Ne conseguirono pressanti richieste per garanzie di sicurezza aggiuntive, che più di una volta misero in luce sottostime della pericolosità di determinate catene di eventi, aumentando ulteriormente diffidenze e paure. Lo stesso esito lo hanno provocato le continue modifiche ai sistemi di sicurezza (o ai criteri di progetto) decise al fine di rendere più affidabile il comportamento dell'impianto⁹. Modifiche che, allungando i tempi di costruzione e aumentando i costi, contribuirono in parallelo ad accrescere l'impopolarità del nucleare fra i vertici delle industrie elettriche, che negli Stati Uniti, sede della sua più consistente espansione iniziale, vedeva attive nel settore società prive delle dimensioni e delle competenze richieste per «assorbire» una tecnologia così complessa. Eppure, pur «non avendo l'età», in quei decenni realizzarono il loro impianto nucleare. Risultato: all'inizio degli anni '80 in USA ben sedici società elettriche possedevano soltanto un'unità nucleare o addirittura una sua frazione in comproprietà con altri. Di conseguenza, si costruirono impianti per nulla unificati nella concezione e nella realizzazione: si può anzi affermare che negli Stati Uniti ciascun impianto abbia fatto storia a sé, quindi senza giovare delle esperienze (realizzative, di esercizio) che l'esistenza di impianti identici (e possibilmente gestiti dalla medesima impresa) avrebbe consentito. Infine, sempre a causa della sottostima dei problemi e della troppo rapida moltiplicazione degli impianti, per parecchi anni gli addetti ai lavori prestarono insufficiente attenzione alla parte del ciclo del combustibile nucleare a valle del reattore, in particolare ai problemi posti dalla presenza di plutonio nel combustibile esaurito e dallo smaltimento delle scorie radioattive. Pochi parvero rendersi conto che se l'intero sistema, incluso l'inserimento nell'ambiente, non stava insieme in modo coerente, alla lunga poteva essere rifiutato in blocco. In particolare per il plutonio molti accettarono acriticamente l'ipotesi di riciclarlo nei reattori veloci che, senza alcuna reale dimostrazione di fattibilità tecnologica e commerciale,

avevano dominato le strategie energetiche fin dagli albori dello sviluppo degli usi civili dell'energia nucleare. Le voci contrarie furono soffocate da una sorta di diffuso fideismo ("al momento opportuno i tecnologi troveranno le soluzioni adeguate"), alla cui genesi non furono estranei alcuni corposi interessi¹⁰.

Questo equilibrio precario forse avrebbe retto (non dovunque, però), se i piani di emergenza non fossero mai stati messi in pratica. Circostanza, viceversa, verificatasi tre volte. Non rappresenta attenuante il fatto che nel primo caso (incidente all'impianto americano di *Three Mile Island*) il piano sia stato attuato per errore¹¹; anzi, ciò ha messo in evidenza una disorganizzazione del sistema almeno altrettanto preoccupante e in stridente contrasto con il complesso di superiorità sempre esibito da chi eserciva impianti nucleari o aveva il compito di sorvegliarli. Poi è venuto l'incidente a uno dei reattori RBMK di Chernobyl¹². Infine, in Giappone, dopo una serie di incidenti sui quali i diretti responsabili e le autorità di controllo hanno informato l'opinione pubblica con ritardo o sono stati addirittura reticenti¹³, e l'avvertimento del terremoto nella prefettura di Niigata del 2004, che ha danneggiato uno dei reattori dell'impianto di Kashiwazakai-Kariwa, è arrivato Fukushima¹⁴.

DA THREE MILE ISLAND A FUKUSHIMA

Nei tre incidenti più gravi della storia del nucleare civile la corporazione nucleare ha scontato duramente un altro errore d'impostazione, il non avere mai riconosciuto esplicitamente gli squilibri presenti nello sviluppo del settore, in qualche caso così marcati da rendere incomparabili la sicurezza e l'affidabilità degli impianti nelle differenti aree del globo. Volendo salvare e coprire tutto e tutti, la corporazione ha sminuito la credibilità anche di chi affrontava questi temi in modo più critico e quindi più responsabile.

Tre esempi fra i tanti possibili.

Il primo concerne l'omertà - non si può usare altra parola - sui limiti di sicurezza degli impianti sovietici del tipo RBMK. Dopo Chernobyl ci sono stati vaghi e sporadici cenni a relazioni riservate in mano all'*International Atomic Energy Agency* (IAEA) dell'ONU, contenenti critiche a tale tecnologia, ma una persona come l'autore - per quanto allora par-

tecipe e in posizione non marginale di istituzioni che si occupavano del nucleare - prima non ne aveva mai saputo nulla. Se si fosse scelto di affrontare esplicitamente e pubblicamente il problema dell'affidabilità e della sicurezza dei reattori RBMK, oltre a esercitare una pressione più che doverosa sull'Unione Sovietica, i responsabili occidentali avrebbero consentito all'opinione pubblica di distinguere con chiarezza fra tale tecnologia e quelle sviluppate in USA e in Europa (e riprese nella stessa URSS). Il silenzio ha quindi reso più agevole l'identificazione delle centrali tipo RBMK con le centrali nucleari *tout court*.

Secondo esempio. Perché non mettere per tempo in chiaro che una tecnologia come quella nucleare, la cui complessità ne impone l'inserimento in un appropriato sistema istituzionale, realizzativo, operativo, di controllo, non è paracadutabile ovunque e comunque? Dove il suddetto sistema non presenta tutte le caratteristiche richieste, la stessa sicurezza del singolo impianto (anche se copia conforme di quelli installati altrove) risulta almeno in parte indebolita, come è accaduto a *Three Mile Island*, le cui quattro unità appartenevano in compartecipazione alla *Pennsylvania Electric Company*, alla *Jersey Central Power & Light Company* e alla *Metropolitan Edison Company*, che le avevano acquistate «chiavi in mano» (cioè a scatola chiusa, quindi con ridotte conoscenze sul loro funzionamento), affidandole poi in gestione alla *Metropolitan Edison Company*: una piccola società con competenze tecniche inadeguate (il personale d'esercizio era scadente¹⁵) e, per altro verso, posta in difficoltà ogni qual volta in un'unità dell'impianto si verificavano fuori servizio non programmati, in quanto le dimensioni complessive di *Three Mile Island* (1.700 MW) corrispondevano a una quota non trascurabile della potenza totale delle tre società proprietarie. Alcune manovre, che sarebbe stato più opportuno non eseguire con il reattore al 97% della potenza nominale, ma ciò nonostante attuate per non ridurre in misura eccessiva la potenza immessa in rete, innescarono la sequenza di eventi che portarono all'incidente; oltre tutto, per la palese imperizia del personale di esercizio, gestiti in modo tale da provocare il peggio, cioè la fusione parziale del nocciolo (tuttavia, a differenza di Chernobyl, senza conseguenze per l'ambiente esterno, grazie alla diversa qualità del progetto¹⁶).

Se questi problemi fossero stati preventivamente dibattuti e possibilmen-

te risolti dalla corporazione nucleare (che perciò stesso si sarebbe trasformata da corporazione in comunità aperta), forse una piccola società come la *Metropolitan Edison* avrebbe incontrato difficoltà e opposizioni alla sua scelta di farsi carico di un impianto per lei troppo rischioso. Comunque, a incidente avvenuto sarebbe risultato evidente agli occhi dell'opinione pubblica che nel nucleare non tutti i gatti sono bigi.

Terzo esempio. "Rischi analoghi corre il nucleare ... in Giappone", ammoniva l'autore di questo libro solo tre anni fa¹⁷. Puntuale è arrivato un sisma di proporzioni inusitate, accompagnato da uno tsunami che ha provocato un disastro di livello 7 della scala INES¹⁸ (fusione del nocciolo con fuoriuscita di materiale radioattivo), lo stesso dell'incidente di Chernobyl, anche se più contenuto per estensione territoriale.

Due, gli aspetti conturbanti del caso Fukushima. Un insediamento nucleare ubicato presso la costa di un oceano, contrariamente al suo nome, tutt'altro che pacifico, fu realizzato con una meticolosa attenzione al rischio sismico, trascurando invece le minacce che potevano venire dal mare. Che un rischio come lo tsunami, non difficile da individuare, anzi, evidente, non sia stato preso in considerazione, confligge con l'arroganza particolarmente manifesta nel *milieu* nucleare nipponico¹⁹.

Ancora più gravi da parte delle autorità giapponesi e della Tepco, proprietaria dell'impianto, le reticenze, le sottostime, i ritardi nell'informare in modo completo e trasparente la popolazione e prendere i necessari provvedimenti²⁰.

L'incidente di Fukushima ha altresì rafforzato un'altra obiezione di fondo al nucleare, così riassumibile: è in pratica impossibile effettuare analisi della sicurezza dei reattori che contemplino tutte le possibili sequenze di eventi, circostanza resa evidente dai non molti, ma drammatici incidenti in cui si è avuta fuoriuscita all'esterno dell'impianto di sostanze radioattive. Lo riconosce una persona certo non ostile al nucleare, Stephanie Cook, che dirige il *Nuclear Intelligence Weekly*: "un reattore nucleare è così enormemente complesso che le sequenze di eventi che potrebbero portare a un incidente sono innumerevoli. Ogni qual volta si è verificato un incidente, è stato provocato da una sequenza di eventi diversa dai casi precedenti"²¹. Di conseguenza, sia negli impianti nuovi, sia in quelli in esercizio, dopo un incidente si sono affrontati e tecnicamente risolti gli

inconvenienti che l'avevano provocato, non solo complicando ulteriormente gli impianti, ma restando lo stesso indifesi di fronte all'incidente successivo, prodotto da una causa ancora diversa.

Ogni nuovo incidente di elevato livello sembra insomma rendere sempre più plausibile l'ipotesi che la complessità del sistema e delle sue interazioni con l'uomo potrebbe rendere impossibili analisi della sicurezza degli impianti onnicomprensive, non solo a causa delle elevatissime variabili tecniche in gioco, ma anche di quelle umane, fra cui, non ultima, la possibilità di sottostime od omissioni nell'analisi dei rischi.

Last but not least, l'incidente di Fukushima, con le conseguenze disastrose sul bilancio della Tepco²², ha rinvigorito le preoccupazioni politiche e imprenditoriali sulla convenienza economica dell'opzione nucleare.

IL RINASCIMENTO NUCLEARE È GIÀ FINITO?

Con la fine degli anni '80 la spinta nucleare sembra essersi esaurita. Nel corso degli anni '90 la potenza nucleare installata nel mondo cresce poco più del 6%.

Alle condizioni al contorno negative già esaminate se ne aggiunge infatti un'altra, non di poco conto: la liberalizzazione di molti mercati elettrici, la cui logica, come si è anticipato nel Capitolo V, è poco coerente con le caratteristiche degli impianti nucleari.

Per questi ultimi l'entità e l'incertezza degli investimenti richiesti, elevati sia per i costi unitari, sia per le taglie (1600 MW per gli EPR francesi, che rappresentano oggi l'opzione tecnologica più avanzata), i tempi autorizzativi e di costruzione di gran lunga superiori a quelli delle tecnologie alternative e molto più aleatori, impediscono di fatto di accedere a un normale *project financing*.

L'incertezza sui costi di investimento è quasi una costante universale nella realizzazione di questi impianti, come confermano i più recenti esempi di Olkiluoto e di Flamanville. Rispetto alla cifra preventivata inizialmente vi sono innanzi tutto le variazioni prezzi dovute a modifiche rispetto progetto primitivo imposte da revisioni in corso d'opera, spesso a causa di inconvenienti incontrati nel corso della costruzione, oppure per iniziativa delle autorità di sicurezza. L'esperienza accumulata nel corso di mezzo secolo

conferma che di solito gli scarti fra preventivo e consuntivo sono rilevanti. Tuttavia, supponiamo pure che il costo di investimento *overnight*²³ rimanga immutato (nessuna variazione dei prezzi). Il costo di investimento finale sarà noto solo dopo avere definito le condizioni di finanziamento, perché a quello *overnight* occorre aggiungere gli oneri finanziari durante la costruzione. In proposito Moody's ha ammonito le *utility* americane che stanno programmando la costruzione di impianti nucleari: "to move into strategic partnerships and restructure themselves lest Moody's be forced to downgrade their ratings"²⁴.

Anche dopo avere acquisito queste conoscenze, rimane incognito l'impatto dei tempi effettivi di realizzazione sul costo finale dell'impianto (che pesa per circa il 70% su quello del kWh). Mediamente il tempo di realizzazione (fra apertura del cantiere e primo parallelo) degli impianti entrati in esercizio fra inizio 2001 e novembre 2010 è stato pari a 97,3 mesi, cioè più di 8 anni²⁵, una durata superiore di non poco a quelle inizialmente previste.

Inoltre, le condizioni che si ottengono in un *project financing* sono tanto più vantaggiose quanto maggiore è la quota dell'energia prodotta che si riesce a collocare anticipatamente mediante PPA (*Power Purchasing Agreement*) e minore quella che si ipotizza di vendere nel mercato spot sulla base di ragionevoli (e accettate dalla controparte finanziatrice) previsioni (*merchant energy*).

Nel caso del nucleare, dati i tempi lunghi di realizzazione, in pratica si arriverebbe a una quota di *merchant energy* prossima al 100%, per di più, essendo la durata del cantiere aleatoria, stimabile con maggiori margini di incertezza rispetto ai cicli combinati; in queste condizioni diventa davvero molto problematico l'ottenimento di un *project financing*, che risulterebbe comunque talmente oneroso da penalizzare in misura rilevante il costo del kWh.

Ne discende un paradosso: un impianto nucleare, anche nell'ipotesi di costi di produzione inferiori a quelli delle tecnologie alternative, incontra enormi difficoltà di finanziamento in un mercato effettivamente liberalizzato. Il rilancio del nucleare richiede pertanto interventi ad hoc, volti a creare condizioni di miglior favore, che non a caso sono stati introdotti nel decennio 2000-2010, quando si è incominciato a promuovere il "rinscimento nucleare".

Il primo impianto EPR (Olkiluoto-3) di cui è stata avviata la costruzione in un paese, la Finlandia, dove il mercato elettrico funziona, non è stato prescelto in autonomia da un produttore elettrico, come dovrebbe avvenire in un settore economico liberalizzato. Si è partiti nel 1997 con l'*Energy Strategy Report* del governo finlandese, approvato nello stesso anno dal parlamento, in cui si affermava che “devono essere messi in atto tutti i preparativi necessari all’opzione di costruire una nuova centrale nucleare”²⁶.

Sulla base di questo indirizzo, nel 1998 la società Teollisuuden Voima Oy (TVO), proprietaria di due reattori BWR da 840 MW ciascuno, localizzati a Olkiluoto, ha avviato una serie di studi di fattibilità e di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) relativi al possibile sito, ai criteri di progetto, alla stima dei costi, confrontandoli con quelli delle alternative tecnologiche²⁷. Nel novembre 2000 la TVO ha sottoposto al governo finlandese la richiesta per una “decisione di principio” (DIP, in Finlandia secondo gradino autorizzativo dopo la VIA) “per una centrale BWR o PWR con potenza tra 1000 e 1600 MW”. Dopo una serie di audizioni pubbliche, a gennaio 2002 il Governo ha concesso la DIP e nel maggio 2002 il Parlamento ha ratificato la decisione del governo con 107 voti a favore e 92 contrari.

La TVO ha quindi definito le specifiche di gara, che sono state emesse nel settembre 2002 con presentazione delle offerte entro marzo 2003. Nell’ottobre 2003 è avvenuta la scelta definitiva del sito di Olkiluoto e nel dicembre 2003 quella di un impianto EPR da 1600 MW, il cui prezzo era di circa 3 miliardi di euro, mentre nel gennaio 2004 è stato richiesto al governo il “permesso alla costruzione”, con apertura del cantiere nel 2005 e previsione di inizio del funzionamento commerciale per il 2009. Nell’accordare il permesso, il governo ha assunto a suo carico gli oneri relativi al trattamento e al deposito finale delle scorie radioattive, mentre un consorzio di imprese finniche ha accettato di acquistare per dieci anni l’energia prodotta da Olkiluoto-3 a prezzi concordati, risolvendo così il problema della bancabilità dell’impianto.

Da questa dettagliata disamina emergono:

- la complessità della procedura che si è dovuta seguire per realizzare un solo impianto in un paese dove l’opposizione al nucleare è contenuta e le istituzioni godono di grande prestigio;
- un iter che ha comportato alcune scelte anomale all’interno di un

- sistema liberalizzato, quali la decisione politica preventiva, gli oneri per le scorie a carico del bilancio pubblico, l'energia tutta collocata per dieci anni al di fuori delle usuali prassi di mercato;
- un tempo decisionale e realizzativo molto lungo, dodici anni (dal 1997 al 2009) nell'ipotesi che le previsioni della TVO fossero rispettate (così non è stato).

Un approccio diverso è stato seguito negli Stati Uniti con l'Energy Policy Act del 2005, promosso dal presidente Bush. Nello specifico la legge concede ai primi 6.000 MW da impianti nucleari della terza generazione avanzata (considerati prototipi industriali) un credito agevolato per l'80% dei costi di realizzazione e una garanzia di copertura degli oneri finanziari derivanti da possibili ritardi nelle attività di costruzione, imputabili alla pubblica amministrazione (per accedere a questa forma di garanzia, il costruttore deve comunque stipulare un'apposita assicurazione a titolo oneroso).

Utilizzando l'*Energy Policy Act*, nel 2010 l'amministrazione Obama ha approvato la richiesta di un prestito agevolato per 8,3 miliardi di dollari alla *Southern Company*, che ha in programma la costruzione di due reattori AP1000 in Georgia.

Più sfumata in materia è la delibera a favore del nucleare, presa nel 2008 dal governo britannico, che ha però introdotto strumenti di sostegno con il Libro bianco sulla politica energetica del 2011, su cui torneremo nel Capitolo XVI.

Molto articolata è stata la normativa prescelta dall'Italia, quando nel 2008 il governo decise di riaprire il dossier nucleare, chiuso con un voto del parlamento a fine anni '80, dopo i referendum del 1987²⁸. Fra le molte norme a favore del nucleare, si riporta qui quella più significativa. In un mercato liberalizzato, la libertà d'impresa comporta anche il rischio di fallimento di iniziative imprenditoriali e, al limite, dell'impresa stessa. Per il nucleare questo principio fondamentale non valeva più. "Entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze sono individuati gli strumenti di copertura finanziaria ed assicurativa contro il rischio di ritardi nei tempi di costruzione

e messa in esercizio degli impianti per motivi indipendenti dal titolare dell'autorizzazione unica, con esclusione per i rischi derivanti dai rapporti contrattuali con i fornitori" (D.lgs. 31/10, art. 17).

A rinforzo di questa tesi, l'Autorità per l'energia in un documento di consultazione del 2009 ("Orientamenti in materia di misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico") sottolinea che nel caso di alcune tecnologie, come il nucleare, caratterizzate da "elevati costi fissi" e da "elevati livelli di salvaguardia ambientale", il mercato non è in grado di valorizzare a sufficienza "né la maggiore adeguatezza del sistema, prodotta da scelte di investimento in capacità produttiva contraddistinta da elevata affidabilità in fase di approvvigionamento della fonte di energia, né le esternalità che tali scelte generano in termini di maggiore affidabilità della restante capacità produttiva". Di conseguenza, nel caso del nucleare l'Autorità riteneva necessario introdurre dei meccanismi di copertura dei rischi di mercato e dei rischi industriali, il cui costo almeno in parte andava ribaltato sulle tariffe dei consumatori di elettricità. Tutto ciò al fine di garantire le banche, in modo che i finanziamenti per la realizzazione di impianti nucleari fossero erogati a condizioni non troppo onerose.

L'Autorità per l'energia è ritornata sul tema col documento di consultazione del 15 novembre 2010, intitolato "Orientamenti finali e confronti internazionali sul mercato della capacità produttiva di energia elettrica". Uno dei due temi affrontati: come "rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti derivati sull'energia elettrica (coperture) ultradecennali per la gestione dei rischi di mercato su orizzonti temporali coerenti con lo sviluppo di capacità di generazione caratterizzata da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti (es. impianti termonucleari)". Anche in questo caso si prevedeva un ribaltamento almeno parziale degli oneri sui consumatori elettrici²⁹.

Questa carrellata, necessariamente concisa, mette in evidenza che il governo, il legislatore, l'Autorità preposta al settore ritenevano impossibile che il nucleare ritornasse in Italia senza introdurre condizioni specifiche e concrete che limitassero la valenza delle norme generali e astratte poste a regolare il mercato elettrico liberalizzato.

Nonostante gli interventi ad hoc, almeno in Occidente il rinascimento nucleare è rimasto sostanzialmente sulla carta. Negli anni 2000 vi è stata indubbiamente una ripresa nell'avvio della costruzione di impianti nucleari (Figura 26), ma vi ha contribuito sostanzialmente il resto del mondo; i 22 impianti la cui costruzione è iniziata nel 2008 e nel 2009, sono localizzati in tre paesi: Cina, Corea del Sud, Russia³⁰. Di particolare rilevanza i programmi cinesi, con circa 50.000 MW da realizzarsi entro il 2020 (da confrontare però con i 60.000- 70.000 MW a carbone installati ogni anno).

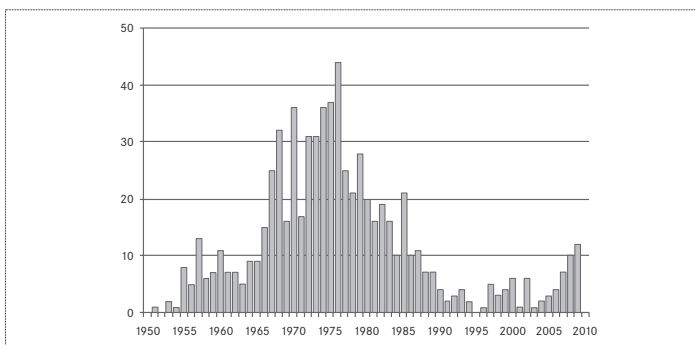


FIGURA 26 - NUMERO DI IMPIANTI NUCLEARI DI CUI INIZIA LA COSTRUZIONE OGNI ANNO

Fonte: IAEA, *International Status and Prospects of Nuclear Power*, Vienna, 2010

Se si considera il contributo percentuale e assoluto della produzione nucleare all'offerta mondiale di energia elettrica, il primo decennio del secolo XXI non registra però alcun rinascimento nucleare (Figura 27). Questo, malgrado fra il 1993 e il 2002 la disponibilità degli impianti nucleari sia mediamente passata dal 74% all'84% (è come se fossero stati avviati ex-novo ben 35.000 nuovi MW³¹) e successivamente non sia mai scesa sotto l'80%.

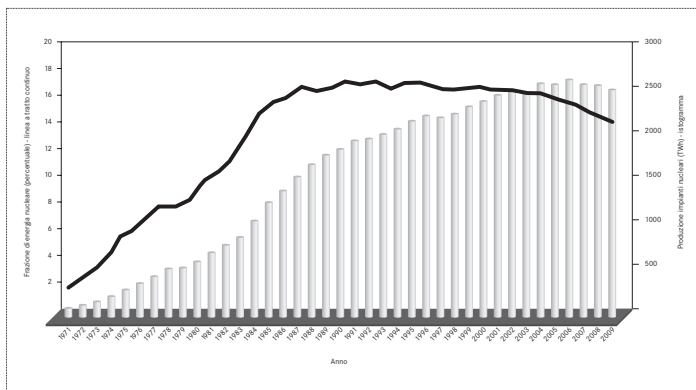


FIGURA 27 - ANDAMENTO DEL CONTRIBUTO PERCENTUALE E ASSOLUTO DELLA PRODUZIONE NUCLEARE ALL'OFFERTA MONDIALE DI ENERGIA ELETTRICA

Fonte: World Nuclear Association, *Nuclear Power in the World Today*, www.world-nuclear.org/info, 2011

Anche se fare previsioni è sempre rischioso, l'incidente di Fukushima dovrebbe influire negativamente sulle prospettive di sviluppo del nucleare, almeno a giudicare dagli effetti immediati.

Il 25 maggio 2011 il Consiglio federale elvetico ha deciso che le centrali nucleari esistenti dovranno essere disattivate alla fine del loro ciclo di vita e non saranno sostituite.

Dopo avere sospeso la precedente decisione di estendere la vita utile degli impianti in esercizio e avere chiuso temporaneamente i sette reattori entrati in funzione prima del 1980, il 30 maggio 2011 il governo tedesco ha deciso di trasformare la chiusura da provvisoria in definitiva e di dismettere gli altri nove impianti fra il 2021 e il 2022.

Il 12 e 13 giugno 2011 il 57% degli italiani aventi diritto al voto hanno per il 94,75% detto sì all'abrogazione di tutte le norme volte a rilanciare il nucleare in Italia.

Nello stesso Giappone la strategia del governo è volta a ridurre in futuro, per quanto possibile, il ricorso al nucleare. Formulazione generica e ambigua, che rappresenta però un drastico cambiamento di indirizzo rispetto al passato.

Anche là dove non sono state prese decisioni drastiche, peserà l'età media delle sei unità della centrale Fukushima Daiichi: la prima è entrata in esercizio nel 1970, l'ultima nel 1979. Al momento dell'incidente avevano quindi alle spalle da 32 a 41 anni di funzionamento. Nel decennio 2000-2010 i produttori di elettricità hanno svolto un'intensa (ed efficace) opera di convincimento nei confronti delle autorità di sicurezza per ottenere il prolungamento della vita dei reattori da 40 ad almeno 60 anni. Dopo Fukushima sarà come minimo più difficile realizzare obiettivi del genere. Verifiche più stringenti s'impongono per gli impianti nucleari localizzati in zone sismiche, in particolare quando sono ubicati sulle coste del Pacifico a rischio tsunami.

Al di là dei programmi di *stress test* sugli impianti in esercizio, varati dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti, in futuro non si potrà più considerare impossibile che, contemporaneamente, manchi l'alimentazione dalla rete e non entri in funzione il sistema di emergenza per l'alimentazione delle pompe di raffreddamento del nocciolo, ipotesi assunta per la centrale di Fukushima Daiichi, dove viceversa il 13 marzo 2011 si sono verificati entrambi gli eventi. In particolare è inevitabile una rivisitazione dei criteri di sicurezza assunti per i reattori di terza generazione (*in primis* EPR e AP1000) con i conseguenti ritardi (e maggiori costi) per gli impianti in costruzione o in fase autorizzativa. Anche perché, dopo Fukushima, nell'opinione pubblica è indubbiamente cresciuta l'ostilità, o per lo meno la diffidenza, verso il nucleare.

Questo, anche in Francia, dove peraltro lo stesso governo considera scontata la diminuzione della quota di energia elettrica prodotta per via nucleare: da più del 75% del 2011 a due terzi e, in prospettiva, al 50%, se non altro per ottemperare agli obiettivi sulle rinnovabili al 2020 (dal 12,4% al 23%)³².

Insomma, nel breve e medio termine, per lo meno nei mercati liberalizzati o dove sussiste una dialettica democratica, il futuro del nucleare non è roseo, come conferma l'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica (IAEA) di Vienna: nello scenario più favorevole la quota di mercato non dovrebbe variare di molto rispetto al 13,5% (quota raggiunta nel 2010) del totale di elettricità generata. Lo scenario peggiore delineato dall'Agenzia invece prevede un calo della quota di mercato del nucleare all'11,8% nel 2030 e al 6,2% nel 2050.

LE CONDIZIONI PER UN'EVENTUALE RIPRESA

La prima condizione per un eventuale rilancio sul lungo periodo del nucleare consiste nel recupero della fiducia da parte dell'opinione pubblica, possibile solo se si introducono innovazioni radicali rispetto alle tecnologie oggi disponibili.

Il massimo impegno in materia è stato avviato con la costituzione, per iniziativa del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti e con la partecipazione di diversi paesi (fra cui dal 2007 anche l'Italia), del GIF (*Generation IV International Forum*) per lo sviluppo di sistemi nucleari che possano essere progettati, sperimentati e realizzati a livello di prototipo entro il 2030, allorquando molti reattori, tutt'ora in produzione, saranno alla fine delle loro licenze operative.

Definiti di quarta generazione, presentano, sia pure in diversa misura, le seguenti caratteristiche³³:

- *sostenibilità*: tempi di funzionamento molto lunghi, sfruttamento elevato delle risorse di uranio, minimizzazione dei residui radioattivi, in particolare di quelli a lunga vita;
- *economicità*: costi dell'energia prodotta inferiori rispetto alle tecnologie concorrenti, livelli del rischio finanziario comparabili con quelli degli altri impianti di generazione;
- *affidabilità e sicurezza*: massima affidabilità, bassissima probabilità e gravità di danni al nocciolo del reattore, completa eliminazione di piani di emergenza riguardanti l'ambiente e il territorio esterni all'impianto;
- *protezione fisica dell'impianto e ostacoli alla proliferazione nucleare*: maggiore protezione contro rischi di proliferazione nucleare e attentati.

La Tabella XXII riporta le tipologie di reattori che verranno studiati nel quadro del GIF.

Tabella XXII - Reattori di IV generazione

Tecnologia	Acronimo
Gas-Cooled Fast Reactor	GFR
Lead-Cooled Fast Reactor	LFR
Molten Salt Reactor	MSR

Tecnologia	Acronimo
Sodium-Cooled Fast Reactor	SFR
Supercritical Water- Cooled Reactor	SCWR
Very High Temperature Reactor	VHTR

Quattro delle tecnologie di Tabella XXII ripropongono soluzioni già sviluppate senza successo negli scorsi decenni (MSR, GFR, SFR, VHTR), cui si aggiunge il reattore veloce raffreddato con piombo fuso (LFR), che presenta difficoltà inferiori a quelle del SFR. Meno complesso sembra il concetto del SCWR. Al di là dei dubbi sul futuro di questi progetti, molto (in alcuni casi troppo) sfidanti, resta il fatto che nessuno di loro ha per obiettivo la realizzazione di impianti costruibili in tempi brevi e di taglia contenuta, cioè più funzionali alle condizioni poste da sistemi elettrici liberalizzati.

Caratteristiche, queste, presenti viceversa in alcuni dei progetti della cosiddetta *Generation III+*, che rappresenta la transizione dalla terza alla quarta e, basandosi sul miglioramento dei processi degli attuali reattori senza innovarne la tecnologia di base, almeno sulla carta ne rende la realizzabilità più agevole, i possibili tempi di entrata in servizio più ravvicinati, le caratteristiche, inclusa la sicurezza, significativamente migliori di quelle dei reattori attuali³⁴. In particolare soddisferebbe anche le esigenze del mercato elettrico il reattore IRIS, un progetto internazionale al cui sviluppo partecipano strutture industriali e di ricerca italiane, che presenta le seguenti caratteristiche³⁵: lunga vita del combustibile entro il reattore, miglioramento delle protezioni contro i rischi di proliferazione nucleare e atti terroristici, 350 MW di potenza, sicurezza passiva, costruzione degli impianti in circa tre anni.

Inoltre, sotto un profilo strettamente tecnico, per una ripresa della tecnologia nucleare andrebbe affrontato e risolto in modo soddisfacente il problema dello smaltimento finale dei residui radioattivi. In linea di principio sono possibili tre diverse soluzioni:

- a. immagazzinamento tale quale del combustibile irraggiato;
- b. separazione del plutonio mediante processi chimici, con successivi vetrificazione e immagazzinamento delle scorie radioattive;

- c. rispetto alla soluzione b), ulteriore separazione dei prodotti radioattivi a vita lunga e loro trasmutazione all'interno di reattori nucleari.

La soluzione a) presenta il vantaggio di non mettere in circolazione un materiale utilizzabile militarmente come il plutonio, ma è troppo ingombrante. La soluzione b), quella più intensamente perseguita, consente il riciclo del plutonio, ammesso che si trovi il modo di utilizzarlo, e riduce all'incirca di un fattore dieci l'ingombro delle scorie, ma incontra molte opposizioni, soprattutto locali. La soluzione c) è la più costosa, ne deve essere dimostrata la piena fattibilità, ma presenta il duplice vantaggio di ridurre l'ingombro di un fattore circa cento e di non richiedere che l'immagazzinamento delle scorie duri centinaia di migliaia di anni, in quanto i prodotti radioattivi a vita più lunga sono stati preventivamente separati e trasmutati.

Anche se tutti i problemi fin qui menzionati fossero risolti, l'energia nucleare avrà un futuro?

Nel medio - lungo termine il suo cammino potrebbe essere comunque sbarrato dalle nuove tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e dagli impianti a combustibili fossili dotati di CCS, se saranno in grado di produrre energia elettrica a costi inferiori. Ipotesi, questa, per nulla improbabile.

Viceversa, quando diverrà sempre più pressante l'esigenza di diminuire drasticamente l'immissione di CO₂ nell'atmosfera, non si può escludere a priori il ricorso anche al nucleare. Di conseguenza, anche chi oggi ritiene non necessaria la sua utilizzazione, dovrà porsi il problema di quali azioni a livello di R&S perseguire (o non ostacolare) per mantenere aperta l'opzione di un ricorso al nucleare per lo meno *come ultima istanza*.

Dalle granitiche certezze di metà del secolo XX alle forti incertezze dell'inizio del secolo XXI: fra questi due stati d'animo previsionali sono oggi rinchiusi le vicende delle applicazioni pacifiche dell'energia nucleare.

Note

1. I più comuni materiali fissili sono l'U²³⁵, un isotopo dell'uranio che costituisce il 7 per mille dell'uranio presente in natura, mentre la restante parte è costituita da U²³⁸, per

cui è quasi sempre necessario “arricchire” l’uranio naturale in U^{235} attraverso processi industriali complessi e costosi, e il plutonio, che non esiste in natura, ma viene prodotto dall’uranio quando il nucleo di U^{238} cattura un neutrone.

2. O. Bernardini, *L’energia nucleare fra errori di previsione e necessità reali*, cit.
3. Gli impianti a sicurezza passiva sono progettati in modo da non richiedere l’intervento rapido di sistemi di arresto in caso di incidente, in quanto la successiva evoluzione delle condizioni chimico-fisiche del sistema è così lenta da riuscire ad evitare la fuoriuscita di prodotti radioattivi, anche se risultassero praticabili solo interventi manuali a distanza di diverse ore da quando si è verificato l’incidente.
4. Convenzionalmente sono definiti della prima generazione i prototipi commerciali realizzati negli anni ‘50 e primi ‘60, della seconda gli impianti per produzione commerciale degli anni ‘70 e ‘80 (in sostanza PWR, BWR, PHWR e AGR), della terza i reattori ad acqua leggera avanzati, come l’EPR o l’AP1000, sviluppato da Toshiba - Westinghouse.
5. Secondo gli accordi del 2003 il primo EPR, localizzato a Olkiluoto in Finlandia, doveva essere ultimato entro il 2009 e costare 3 miliardi di euro: le previsioni a inizio 2011 parlano di uno slittamento al 2013 e di costi che toccano i 6 miliardi. Per il secondo impianto EPR, localizzato a Flamanville in Francia (in un sito già sede di impianti nucleari e nel paese con maggiore esperienza in materia), che doveva entrare in funzione nel 2012, a metà 2011 è stato annunciato da EdF lo slittamento al 2016 e un aumento del costo da 3,3 a 6 miliardi di euro. La più autorevole critica all’EPR viene dal rapporto commissionato da Sarkozy all’ex-presidente dell’EdF François Roussely (*Avenir de la filière française du nucléaire civil*, Parigi, 2010): “la crédibilité à la fois du modèle EPR et de la capacité de l’industrie nucléaire française à réussir de nouvelles constructions de centrales ont été sérieusement ébranlées par les difficultés rencontrées sur le chantier finlandais d’Olkiluoto et sur celui de la troisième tranche de Flamanville”. E più avanti: “La complexité de l’EPR résultant des choix de conception, notamment du niveau de puissance, de l’enceinte, du récupérateur de corium (*core catcher*) et de la redondance des systèmes de sécurité est certainement un handicap pour sa réalisation et donc ses coûts”.
6. I sondaggi successivi all’incidente di Fukushima hanno registrato spostamenti nell’atteggiamento verso il nucleare dei francesi: precedentemente in modo inequivocabile a favore, ora i pro e i contro oscillano intorno al 50%.
7. G.B. Zorzoli, *Il rischio e la necessità*, Milano, 1986.
8. Forse il massimo rappresentante di questa categoria è stato in Italia il professor Mario Silvestri, come confermano i suoi scritti in materia: per tutti si citano qui *Il costo della menzogna*, Torino, 1968 e *Il futuro dell’energia*, Torino, 1988.

9. G.B. Zorzoli, *Un tema fuori moda*, "Economia delle fonti di Energia", n. 40, 1990.
10. Alla fine il plutonio è stato parzialmente utilizzato in miscela con l'uranio (MOX - *mixed oxide*) nel combustibile di un certo numero di reattori termici, fra l'altro a Fukushima, dove la presenza di questo elemento, chimicamente molto tossico, ha aggiunto un altro problema ai tanti da affrontare nell'emergenza.
11. *Report of the President's Commission on the Accident at ThreeMile Island*, Washington, 1979.
12. United Kingdom Atomic Energy Authority, *The Chernobyl Accident and its Consequences*, Londra, 1988.
13. BBC on line network, *Nuclear accident shakes Japan*, 30 settembre 1999.
14. Fra la ricchissima documentazione in materia, si segnalano gli interventi pubblicati insieme alla cronaca dettagliata dell'incidente su "Energia", n. 2, 2011.
15. *Report of the President's Commission on the Accident at ThreeMile Island*, cit.
16. *Ivi*.
17. G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Siena, 2008.
18. La scala INES (*International Nuclear Event Scale*) è stata istituita dalla IAEA (*International Atomic Energy Agency*) e dalla NEA (*Nuclear Energy Agency*), i massimi organismi internazionali in materia di sicurezza nucleare. Gli incidenti nelle centrali nucleari sono classificati su una scala da 0 (semplice guasto) a 7 (incidente molto grave); l'andamento della scala non è di tipo lineare, ma, con una certa approssimazione, di tipo logaritmico a base 10.
19. G.B. Zorzoli, *Fukushima, interrogativi preoccupanti*, "Staffetta Quotidiana", 15 marzo 2011.
20. W.J. Broad, *From Far Labs, a Vivid Picture Emerges of Japan Crisis*, "The New York Times", 2 aprile 2011; N. Onishi, K. Belson, *Culture of Complicity Tied to Stricken Nuclear Plant*, "The New York Times", 26 aprile 2011.
21. Stephanie Cook, *Japan's Nuclear Uncertainty: Examining the Scope and Risks*, "Nuclear Intelligence Weekly", 15 marzo 2011; si veda anche S. Pfeffer, *Meltdown battle revives concern over reactor safety*, "Financial Times", 16 marzo 2011.
22. H. Johnstone, *Japan's Tepco reports \$7.4bn quarterly loss*, "Power Engineering International", 10 agosto 2011.
23. Il costo di investimento *overnight* è quello contenuto nel contratto di acquisto, che a consuntivo non muterebbe se l'impianto fosse magicamente realizzato fra la sera del giorno della firma del contratto e il mattino successivo.
24. *Moody's Threatens US Newbuild Utilities With Downgrades*, "Uranium Intelligence Weekly", 13 luglio 2009.
25. L. De Paoli, *Quanto tempo ci vuole per costruire una centrale nucleare?*, "Staffetta Quotidiana", 3 dicembre 2010.

26. A. Rastas, *Status of New Nuclear Construction in Finland*, relazione al “2003 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants”, Cordoba, 2003.
27. A. Clerici, *Il nucleare nel mondo ed il suo impatto economico*, relazione alla “Conferenza PETROLIO & ATOMO: democrazie alla prova”, Roma, 2005, da cui è tratta tutta la cronologia relativa a Olkiluoto-3.
28. Un’efficace sintesi della prima vicenda nucleare italiana e della sua conclusione si trova in A. Clò, *Si fa presto a dire nucleare*, Bologna, 2010, che contiene anche una corrosiva denuncia dell’improvvisazione e del dilettantismo con cui la questione nucleare è stata riaperta nel 2008.
29. G.B. Zorzoli, *Chi paga il rischio nucleare*, “Staffetta Quotidiana”, 26 novembre 2010.
30. IAEA, *International Status and Prospects of Nuclear Power*, Vienna, 2010.
31. IAEA, *Factors contributing to increased nuclear electricity production 1990-2004*, “Nuclear Power Newsletter”, 3 settembre 2005. Nel 2007 il fattore di disponibilità degli impianti nucleari americani ha raggiunto il 91,8%.
32. G. Rajgor, *A nuclear phase out for France: Is it really on the cards?*, “Nuclear Energy Insider”, www.nuclearenergyinsider.com, 1 settembre 2011.
33. U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, *A Technology Roadmap for Generation IV*, Washington, 2002.
34. C. Lombardi, *Il nucleare ci sarà*, “La Termotecnica”, marzo 2006.
35. United States Department of Energy, *The Global Nuclear Energy Partnership (GNEP)*, www.gnep.energy.gov.

Capitolo IX

UNA RISORSA AGGIUNTIVA: L'EFFICIENZA ELETTRICA

Aumentare l'*efficienza energetica* di un componente, di un impianto o di un sistema consente di contenere la domanda di energia a parità di servizio reso ai consumatori finali, mentre un maggiore *risparmio energetico* discende da scelte individuali dei consumatori (ad esempio non accendere il condizionamento finché il calore estivo diventa davvero insopportabile), per loro stessa natura non strutturali, a meno che non si traducano in cambiamenti di stile di vita largamente condivisi, ipotesi che esula dalle tematiche del presente volume.

Le motivazioni a favore di un efficientamento energetico nel settore elettrico sono le stesse che hanno portato allo sviluppo delle fonti rinnovabili: nel corso degli anni '70 era il contenimento dei consumi di combustibili fossili, oggi la mitigazione dell'impatto ambientale, soprattutto del riscaldamento globale, in parallelo e in modo complementare alle rinnovabili. Allora come oggi l'efficientamento rappresenta quindi una risorsa *aggiuntiva*, anche se *virtuale*.

L'obiettivo di una maggiore efficienza elettrica può essere conseguito sia aumentando il rendimento della generazione, sia riducendo le perdite di trasporto e distribuzione, sia con interventi che, a parità di servizio reso, riducano il consumo di elettricità da parte degli utilizzatori finali.

Quando si parla di politiche di efficientamento si fa in genere riferimento a interventi aggiuntivi rispetto agli incrementi di efficienza indotti dalla normale evoluzione delle tecnologie e delle modalità di esercizio degli impianti, obiettivi perseguiti fin dagli albori dell'era elettrica. Per restare al caso italiano, i consumi specifici medi degli impianti termoelettrici a condensazione sono scesi da 2462 kcal/kWh nel 1963 (anno della nazionalizzazione) a 1997 kcal/kWh nel 2010, come risultato dell'innovazione tecnologica e dell'incremento nelle taglie, fattori che hanno inciso sull'evoluzione del settore fin dagli albori dell'industria elettrica¹.

A titolo di confronto, il primo impianto elettrico italiano, quello di Santa Radegonda a Milano (vedi Capitolo I), bruciava 0,5708 kg di carbone per kWh prodotto, corrispondente a un consumo specifico di circa 4.000 kcal/kWh, mentre nel 2010 i cicli combinati italiani hanno mediamente richiesto 1.676 kcal/kWh: una riduzione del 58% in quasi 130 anni.

Parallelamente si è assistito al progressivo calo delle perdite dovute al trasporto e alla distribuzione dell'energia elettrica. Sulla rete italiana fra il 1963 e il 2003 sono diminuite di circa il 30%, attestandosi intorno al 6-7%, percentuale che non rende pienamente conto dell'efficientamento conseguito, in quanto il percorso medio dell'energia elettrica immessa sulla rete ad alta tensione dagli anni '80 è ricominciato a salire a causa dell'importazione crescente di energia e, dopo la liberalizzazione, per lo sviluppo delle transazioni commerciali.

Lo sviluppo della generazione diffusa, che solo in parte utilizza la rete di distribuzione e in misura estremamente ridotta quella di trasmissione, contribuirà a ridurre le perdite.

EFFICIENTAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO

Nella generazione elettrica la dominanza dei cicli combinati fra gli impianti che bruciano combustibili fossili, fa del nostro paese quello probabilmente più efficiente al mondo nel comparto termoelettrico. Se si tiene conto del contributo del 25,7% al mix energetico dato dalle rinnovabili nel 2010 (vedi Capitolo V), in Italia per produrre un kWh bastano 1.484 kcal. Un contributo ulteriore alla riduzione del consumo di combustibili fossili viene dalla *cogenerazione* (Capitolo IV), di cui saranno esaminate le specifiche applicazioni *diffuse*, cioè di piccole dimensioni, esplicitamente promosse a livello europeo e italiano per il loro contributo all'efficientamento energetico.

Per quanto concerne le reti, sia il potenziamento di quelle di trasmissione, che consente di veicolare al meglio l'energia eolica prodotta, evitando altresì congestioni, con conseguente maggiore possibilità di utilizzare gli impianti più efficienti, sia la trasformazione delle reti di distribuzione in rete attive, perché possano gestire al meglio la generazione diffusa, contribuiscono all'efficientamento della generazione elettrica.

Anche l'aumento medio della tensione e la razionalizzazione della lunghezza delle linee, riducendo le perdite, aumentano l'efficienza delle reti di trasmissione e distribuzione. Per queste ultime un notevole efficientamento si ha con l'installazione, soprattutto nelle cabine primarie, di trasformatori a bassissime perdite rispetto allo standard medio di mercato. Infine, le perdite nelle reti diminuiscono al crescere del fattore di potenza ($\cos\varphi$) del carico connesso alla rete. In Italia la regolamentazione attuale prevede un sistema di penalità per i prelievi dalla rete oltre un dato livello di potenza impegnata, se $\cos\varphi$ è inferiore a 0,90. Un incremento del fattore di potenza (ad esempio da 0,90 a 0,95) tramite il rifasamento dei prelievi presso gli utenti industriali e del terziario, produrrebbe una rilevante riduzione delle perdite di rete.

Più articolati e con effetti verificabili solo in modo aggregato, sono gli interventi di efficientamento presso i consumatori.

Le principali soluzioni tecnologiche per migliorare l'efficienza elettrica sul lato della domanda sono:

- a. installazione di motori elettrici a efficienza più elevata oppure ottimizzazione dei relativi sistemi di regolazione e gestione, in particolare mediante controllo elettronico della velocità;
- b. installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità dei sistemi di illuminazione (dai più tradizionali temporizzatori e sensori di occupazione a sistemi che attenuano l'illuminazione delle zone periferiche quando è disponibile illuminazione naturale);
- c. nell'edilizia, installazione di sistemi di illuminazione più efficienti (lampadine fluorescenti a diametro ridotto e migliore resa di colore, alimentazione elettronica ad alta frequenza in luogo dei reattori elettromagnetici, riflettori speculari e a geometria ottimizzata, lampade alogene con filtri per la radiazione infrarossa, deviatori e diffusori della luce naturale verso l'interno dell'edificio sono alcune delle opzioni più interessanti); in prospettiva illuminazione con LED;
- d. nell'illuminazione pubblica, lampade efficienti (LED) e sistemi di regolazione del flusso luminoso;
- e. installazione di apparecchiature a basso consumo in *stand-by* o dispositivi per la riduzione del consumo in *stand-by* di apparecchiature esistenti;

- f. sistemi di posizionamento in *stand-by* di apparecchiature di uso sal-tuario;
- g. sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in *stand-by* (un normale televisore, lasciato sempre in tale posizione, può con-sumare più energia quando non è utilizzato che durante le ore di visione);
- h. interventi per la riduzione della domanda di energia elettrica da par-te degli impianti di climatizzazione (migliore isolamento termico degli edifici, controllo della radiazione entrante, ecc.);
- i. elettrodomestici, pompe di circolazione dell'acqua e apparecchiature per ufficio (computer, stampanti, fax, ecc.) a elevata efficienza (la ridu-zione dei consumi mediante sostituzione di vecchi apparecchi con elet-trodomestici ad alta efficienza è ad esempio stimabile intorno al 30%);
- j. essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza;
- k. fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento;
- l. interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici (per acqua calda sanitaria o per lavastoviglie, lavatrici, ecc.) con dispositivi alimentati da fonti rinnovabili, ibridi o a più alta efficienza, oppure mediante teleriscaldamento;
- m. installazione di pompe di calore elettriche o a gas per riscaldamento e raffreddamento;
- n. installazione di inverter su motori elettrici e compressori;
- o. sistemi di automazione dei processi industriali continui;
- p. sistemi di telegestione.

In più, nel settore industriale importanti miglioramenti nell'efficienza conducono a cambiamenti nel processo produttivo, alla sostituzione di componenti e sottosistemi e all'ottimizzazione dei parametri di esercizio degli impianti.

LE BARRIERE

Nel 2016 complessivamente il risparmio energetico annuo atteso in Italia nel settore residenziale rappresenta il 47,5% di quello totale², a conferma della miniera di inefficienza presente fra le mura domestiche.

Non è solo l'eventuale insufficienza delle misure di sostegno (Capitolo XIII) ad avere rallentato, rispetto alle potenzialità, gli interventi di efficientamento energetico. Anche il sistema creditizio italiano, spesso riluttante a finanziare investimenti innovativi, non è fra gli ostacoli principali. Le barriere più rilevanti sono costituite dalla mancanza di una adeguata informazione di massa e da una insufficiente professionalità e qualificazione dei moltissimi piccoli operatori diffusi sul territorio.

Come è noto, il deficit di informazione rappresenta uno degli ostacoli principali allo sviluppo di qualsiasi iniziativa energetica. Al di là di generiche dichiarazioni di principio, in materia la storica carenza di azioni incisive da parte delle amministrazioni pubbliche per colmare il gap è così evidente che nessuno osa contestarla. Anche quando una legge ha previsto stanziamenti ad hoc, questi sono stati regolarmente "cancellati" dalle Finanziarie successive alla sua emanazione³.

In proposito il Decreto legislativo 28/2011 individua tre azioni:

- realizzazione da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) di un portale informatico;
- accordi del GSE con le autorità locali e regionali, per elaborare programmi d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sui benefici e sugli aspetti pratici dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili;
- modalità (da stabilire) con cui fornitori o installatori informano i clienti sui costi e le prestazioni degli impianti.

Ancora più decisiva è un'adeguata formazione professionale dei piccoli operatori; in materia l'articolo 15 del Decreto legislativo 28/2011 introduce prescrizioni molto puntuali sulla formazione degli operatori per interventi di efficientamento energetico nell'edilizia.

A decorrere dal 1° agosto 2013, i requisiti tecnico - professionali per i suddetti interventi si intendono rispettati quando il titolo di formazione professionale viene rilasciato da corsi di formazione, che devono comprendere una parte teorica e una pratica. Al termine della formazione, gli installatori devono possedere le capacità richieste per installare apparecchiature e sistemi rispondenti alle esigenze dei clienti in termini di prestazioni e di affidabilità ed essere in grado di offrire un servizio di qualità,

nonché di rispettare tutti i codici e le norme applicabili, ivi comprese le norme in materia di marchi energetici e di qualità ecologica.

L'intenzione è evidentemente quella di estendere a tutta la penisola il modello "Alto Adige", che in provincia di Bolzano tanto successo ha avuto nella diffusione dei collettori solari termici. Come conferma l'ormai lunga esperienza della provincia di Bolzano, una volta acquisito il necessario know-how, gli installatori sono in grado di apprezzare la convenienza, per loro, in termini di ritorno economico, di suggerire ai clienti la scelta di prodotti o di soluzioni energeticamente più efficienti (di solito il loro costo è maggiore, anche se di norma i minori consumi consentono un saldo netto positivo anche sotto il profilo economico).

In questa nuova funzione di efficaci e capillari diffusori dell'informazione energetica, oggi così carente nel comune cittadino, i piccoli operatori diventano la versione aggiornata della mano invisibile di Adam Smith: perseguendo il proprio interesse, contribuiscono anche a quello della collettività e dell'ambiente⁴.

LA COGENERAZIONE DIFFUSA

Come si è accennato a conclusione del Capitolo V, la cogenerazione (trigenerazione) diffusa mira a ottenere su scala ridotta i medesimi obiettivi, in termini di efficienza, della grande cogenerazione, anche se le taglie ridotte non consentono di considerare scontata la convenienza economica. Tuttavia, a suo favore, come per tutta la generazione diffusa (GD), emerge un ulteriore vantaggio, in prospettiva altrettanto importante: come si è accennato più sopra, l'energia elettrica prodotta dalla GD grava in misura minima sulle linee di trasmissione, in quanto i relativi impianti sono connessi direttamente con le linee elettriche di distribuzione, su cui, salvo situazioni eccezionali, è confinato il loro eventuale interscambio con la rete. Il potenziamento delle linee di trasmissione, soprattutto in territori densamente antropizzati come gli europei, risulta infatti molto difficoltoso, dovendo fare i conti con opposizioni locali spesso più determinate di quelle che si frappongono alla realizzazione di nuovi impianti di generazione. Analoghi problemi si incontrano in aree altrettanto antropizzate, come quella nord-orientale degli Stati Uniti, dove infatti la GD incomincia a es-

sere considerata un contributo essenziale alla loro soluzione⁵. Per contro, a riprova che nessun pasto è gratuito, come tutta la GD la cogenerazione diffusa comporta un diverso modo di utilizzo delle reti di distribuzione, per cui anche la sua crescente diffusione richiede lo sviluppo di reti attive. Ulteriori vantaggi rispetto a quelli già ricordati (maggiore efficienza energetica, alleggerimento dei carichi sulla rete di trasmissione) vengono dalle dimensioni ridotte degli impianti per la cogenerazione, che in tal modo creano minori problemi di localizzazione rispetto alle tradizionali centrali elettriche, anche se la loro diffusione allargata può creare qualche allarme ambientale quando le emissioni specifiche non sono minori di quelle delle caldaie che sostituiscono: problema comunque risolvibile con interventi durante il processo di combustione o a valle del medesimo⁶. Anche i tempi di consegna e di installazione risultano molto contenuti. Sotto questo profilo la cogenerazione diffusa rappresenta una risposta quasi ideale alla crescita della domanda elettrica, in quanto i modesti incrementi di potenza propri di queste installazioni consentono di adeguarsi praticamente con continuità.

Se a ciò aggiungiamo le mancate perdite di energia che si verificano a partire dalle sottostazioni di trasformazione delle grandi centrali elettriche, lungo la rete di trasmissione e di distribuzione, ne discendono risparmi anche in termini economici, che in misura diversa da caso a caso vanno a controbilanciare i maggiori costi unitari di produzione rispetto ai grandi impianti tradizionali. Per contro i costi di esercizio e manutenzione risultano proporzionalmente maggiori, a meno di non disporre di una società di servizi energetici (ESCO) in grado di gestire in modo ottimale un numero sufficiente di installazioni ubicate in una determinata area⁷.

Nella cogenerazione diffusa la scelta del motore primo e della sua taglia è in genere determinata dalla curva di carico termico (richiesta di calorie o frigorie) dell'utenza. Si tende normalmente a sottodimensionare l'impianto, in modo da utilizzarlo il più possibile e ridurre al minimo i tempi di ritorno dell'investimento; in tal caso, però, occorre una caldaia ausiliaria in grado di coprire le punte nella domanda di calore. Inoltre, l'impianto è normalmente gestito inseguendo il carico termico e gli eventuali sbilanciamenti tra domanda e produzione di energia elettrica sono compensati dalla rete; si tende quindi a scegliere motori primi che consentano

un'offerta in grado di approssimare al meglio il rapporto domanda termica/domanda elettrica. Frequente è la decisione di installare sistemi modulari, che non solo limitano al minimo il rischio di interruzioni del servizio all'utente finale e consentono di adeguare più agevolmente la produzione alla domanda, ma, se in numero ridondante, possono essere utilizzati a rotazione, così da effettuare gli interventi di manutenzione senza interferire con il funzionamento dell'impianto.

Nel quadro della Direttiva del 2003 sulle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, l'Unione Europea considera facenti parte della GD gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione⁸, mentre la Direttiva del 2004 per la promozione della cogenerazione suddivide la GD cogenerativa in ⁹:

- microcogenerazione, quando la potenza elettrica è inferiore a 50 kW;
- piccola cogenerazione, quando la potenza elettrica è inferiore a 1 MW.

L'Autorità per l'energia, sulla base di quanto previsto dalla normativa nazionale, fornisce invece le seguenti definizioni¹⁰:

- generazione diffusa (GD): l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA;
- sottoinsieme della GD è la microgenerazione (MG), che include gli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione elettrica non superiore a 1 MW.

Le principali tecnologie utilizzate negli ambiti della GD e della MG che operano in cogenerazione, sono le seguenti:

- a. impianti tradizionali a turbina a vapore a contropressione o a condensazione con spillamento di vapore,
- b. cicli combinati;
- c. turbine a gas tradizionali;
- d. microturbine;
- e. motori a combustione interna;
- f. motori Stirling.

Se tuttavia si assumono come riferimento i limiti posti dalle definizioni europee, più consone al concetto di GD, con potenze massime ammissi-

bili non superiori al MW, le tecnologie di cui ai punti a) e b) sono di fatto escluse, con l'eccezione degli impianti a ciclo ORC (vedi Capitolo V). Inoltre, poiché le applicazioni di motori Stirling sono molto limitate, la cogenerazione diffusa italiana si avvale in pratica delle tecnologie c), d) ed e). Le turbine a gas, anche nelle taglie richieste dalla cogenerazione diffusa, sono caratterizzate da un'elevata affidabilità, bassi costi di generazione di energia elettrica, possibilità di cogenerazione con produzione di vapore ad alta pressione (utilizzabile in ambito industriale: industrie alimentari, tessili, per la produzione di carta, gomme ecc., o nell'ambito del condizionamento dell'aria, in aeroporti, centri commerciali, ospedali, ecc.) e basse emissioni. Come applicazioni di GD le turbine a gas rappresentano una delle tecnologie con più basso costo di manutenzione. Rispetto ai motori a combustione interna, le turbine a gas hanno inoltre il vantaggio di avere migliori rapporti peso-potenza e ingombro-potenza. Per contro, le turbine a gas lavorano preferibilmente a carico costante, mentre i motori a combustione interna inseguono meglio il carico. Inoltre, la necessità di essere alimentate con gas ad alta pressione può costituire una significativa barriera alla diffusione di piccole turbine (sotto i 5 MW).

Soprattutto nei centri urbani, per la GD si ricade normalmente su piccole taglie, dove i motori endotermici rappresentano la soluzione più adottata, perché in assoluto la più economica. La scelta della tipologia di motore dipende da diversi fattori. Generalmente si utilizzano motori Diesel, che hanno bassi costi di installazione, sono sistemi compatti con elevata potenza e, dove il gas non è disponibile o è troppo costoso, possono funzionare a gasolio. I motori Otto (a gas) si impiegano invece quando si hanno restrizioni sulle emissioni gassose e i costi di manutenzione sono più importanti dei costi di installazione. Le condizioni ambientali possono avere un'influenza non trascurabile sulla potenza elettrica erogata, soprattutto quando fa molto caldo, in quanto la temperatura ambiente determina la densità dell'aria aspirata nel cilindro, e quindi la potenza. I motori endotermici impiegati hanno in generale una buona capacità di inseguimento del carico, di avviamento e di arresto, nonché un'elevata affidabilità; richiedono quindi pochi interventi manutentivi e garantiscono disponibilità molto alte (fino al 95%).

Per impianti di piccole dimensioni (orientativamente non molto superio-

ri ai 100 kW e alle 150.000 kcal/h) sono addirittura disponibili sistemi già assemblati a “monoblocco”.

Accanto alle tecnologie per la GD già presenti da tempo sul mercato (motori a combustione interna, turbogas), è attualmente disponibile anche l'opzione delle microturbine, che si basano su una concezione originale del motore primo, sviluppata di recente, quindi presumibilmente soggetta a ulteriori innovazioni¹¹. Sono macchine di dimensioni contenute, costituite da un monoblocco che ospita tutto l'impianto composto da:

- compressore centrifugo;
- turbina radiale centripeta, calettata su di un albero operante a velocità dell'ordine di 50.000 -120.000 giri/min;
- rigeneratore, con scambio termico aria/gas (per conseguire rendimenti di ciclo accettabili con i limitati rapporti di compressione consentiti dalla tipologia delle turbomacchine impiegate) nel quale, mediante l'utilizzo del calore dei gas uscenti dalla turbina, è riscaldata l'aria prima del suo ingresso nella camera di combustione. In questo modo il calore recuperato riduce la quantità di combustibile necessario a pari temperatura di ingresso del gas in turbina, con aumento del rendimento del ciclo termodinamico;
- combustore, che consente di ridurre le emissioni di NO_x di un ordine di grandezza rispetto ai motori alternativi a gas, senza la necessità di introdurre allo scarico processi di abbattimento dedicati;
- sistema di recupero termico, costituito da uno scambiatore di calore che riutilizza l'energia termica dai gas di scarico producendo, ad esempio, acqua calda o vapore a bassa pressione;
- generatore elettrico, associato a un sistema di conversione della frequenza che modifica la frequenza dell'energia elettrica prodotta (fra 1.500 Hz e 4.000 Hz), portandola al valore della frequenza nominale di rete (50 Hz in Europa) mediante un convertitore statico a raddrizzatore e inverter.

Per le potenze contenute (da 30 kW a centinaia di kW), anche le microturbine sono disponibili in monoblocchi di dimensioni estremamente contenute.

Le microturbine in assetto cogenerativo rappresentano un'innovazione tecnologica piuttosto recente, ma con ottime prospettive, anche economi-

che, nel campo delle piccole taglie, dove si concentrano i maggiori interessi nel caso di utenze urbane (residenziali, centri commerciali, terziario, ecc.). Rispetto ai motori alternativi, i vantaggi più rilevanti delle micro-turbine sono le riduzioni di ingombro, peso e livelli di rumorosità, la quasi assenza di vibrazioni e una cogenerazione coerente con elevati rapporti domanda termica/domanda elettrica, la larga flessibilità di esercizio (ampio intervallo di potenza termica disponibile a parità di potenza meccanica prodotta, grazie al dispositivo di by-pass presente sul lato fumi), la ridotta manutenzione, grazie ai cuscinetti ad aria e la conseguente assenza di olio lubrificante.

Un'altra opportunità per la cogenerazione diffusa potrebbe venire dalle celle a combustibile, composte da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita, al cui interno si produce energia elettrica attraverso un processo elettrochimico che utilizza un combustibile (idrogeno) e un ossidante (ossigeno o aria) provenienti dall'esterno. Gli elettrodi fungono da siti catalitici per le reazioni di cella, che consumano fondamentalmente idrogeno ed ossigeno, con produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. L'elettrolita ha la funzione di condurre gli ioni prodotti da una reazione e consumati dall'altra, chiudendo il circuito elettrico all'interno della cella a combustibile (Figura 28).

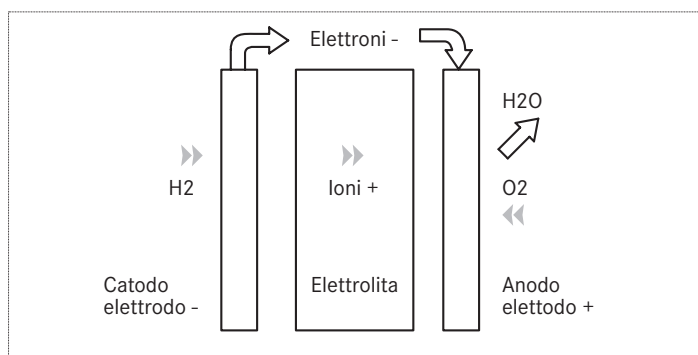


FIGURA 28. SCHEMA DI CELLA A COMBUSTIBILE

Le celle a combustibile presentano le seguenti caratteristiche:

- in linea di principio possono utilizzare una vasta gamma di combustibili primari: metanolo, gas naturale, gas di sintesi (prodotto da combustibili liquidi, dalla gassificazione del carbone o da biomassa);
- sono modulari, consentendo di accrescere con gradualità la potenza installata all'aumentare della domanda di energia elettrica, con potenziali risparmi sul piano economico-finanziario e tempi di costruzione notevolmente ridotti;
- il rendimento è poco sensibile alle variazioni del carico elettrico, diversamente da quanto avviene con gli impianti convenzionali; in pratica si può funzionare fra il 30 e il 100% di carico senza consistenti perdite di efficienza;
- il rendimento è indipendente dalla potenza installata entro un ampio intervallo di potenza, mentre negli impianti tradizionali il rendimento diminuisce al decrescere della taglia;
- hanno un ridottissimo impatto ambientale (anche acustico), che consente di collocare gli impianti in aree residenziali, rendendo il sistema particolarmente adatto alla generazione diffusa.

Le prospettive di impianti cogenerativi equipaggiati con celle a combustibile sono però di lungo periodo e dipenderanno essenzialmente dalla loro capacità di garantire una sufficiente affidabilità e costi competitivi. Purtroppo le difficoltà da superare per raggiungere tali obiettivi sono ancora notevoli, come conferma la Tabella XXIII: le celle a combustibile per la GD, diversamente dagli utilizzi in apparecchi portatili (PC, cellulari), sono fra quelle con molti problemi ancora da risolvere.

Tabella XXIII - Difficoltà da superare per le diverse applicazioni delle celle a combustibile

Applicazione	Barriere	Difficoltà
Trasporto	Costo	Alta
	Durata	Alta
	Infrastrutture per idrogeno	Alta
	Accumulo idrogeno	Alta

Applicazione	Barriere	Difficoltà
Generazione distribuita	Costo	Alta
	Durata	Medio-alta
	Infrastrutture per idrogeno	Bassa
	Accumulo idrogeno	Media
Portatili	Costo	Media
	Durata	Media
	Miniaturizzazione sistema	Alta
	Packaging idrogeno	Media

Fonte: US Department of Energy, *Fuel Cell Report to the Congress*, Washington, 2003.

Dato il loro livello di sviluppo, molto probabilmente le prime applicazioni su scala significativa di celle a combustibile in impianti di cogenerazione utilizzeranno la tecnologia a carbonati fusi¹². Grazie alle elevate temperature di funzionamento, le celle a carbonati fusi possono essere alimentate direttamente con gas naturale o biogas che, miscelato con vapore, consente il reforming interno con produzione di idrogeno, e rendono disponibile calore a livello entalpico sufficientemente alto da consentire l'alimentazione di una turbina a gas (*ciclo ibrido*). In una prospettiva ancora più lontana, le celle combustibili a ossidi solidi¹³, grazie alle ancora più elevate temperature di esercizio, potrebbero realizzare cicli ibridi con rendimenti elettrici del 70%.

Nel 2009 la cogenerazione con potenza elettrica non superiore a 1 MWe, ha contribuito con una produzione lorda di energia elettrica di 294 GWh¹⁴, con un incremento del 33% rispetto al 2006 (221 GWh¹⁵). Mentre nel 2006 il 78,1% era generato bruciando combustibili fossili o loro derivati (soprattutto gas naturale) e il resto biomasse, nel 2009 il primo apporto è sceso al 62,3%, sempre con dominanza del gas naturale.

LA COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO

Anche la cogenerazione di taglia superiore al MW contribuisce ovviamente ad una maggiore efficienza energetica complessiva del sistema energetico nazionale. Questo, in particolare, quando è ad alto rendimento.

La Direttiva europea 2004/8/CE, recepita in Italia, ha fissato le condizioni

che la quota di cogenerazione deve soddisfare per poter essere definita “Cogenerazione ad Alto Rendimento” (CAR).

Innanzitutto, il risparmio di energia primaria (PES) è calcolato con la formula seguente:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \times 100 \%$$

dove

CHP H η : rendimento termico della produzione mediante cogenerazione, definito come il rendimento annuo di calore utile diviso per il combustibile di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

Ref H η : valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore;

CHP E η : rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione, definito come elettricità annua da cogenerazione divisa per il carburante di alimentazione usato per produrre la somma del rendimento annuo di calore utile e dell'elettricità da cogenerazione;

Ref E η : valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità.

La cogenerazione è ad alto rendimento quando:

- la produzione mediante cogenerazione delle unità di cogenerazione fornisce un PES pari almeno al 10 % rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e di calore;
- la produzione avviene mediante unità di piccola cogenerazione e di micro-cogenerazione che forniscono un risparmio di energia primaria.

c. Per la CAR sono previsti in Italia particolare incentivi (Capitolo XIII).

Nel 2007, ultimo anno per il quale è disponibile un censimento degli impianti, la potenza installata con CAR di dimensioni mediamente superiori a quelle classificate come GD dall'Autorità per l'energia è riportata in Tabella XXIV.

Tabella XXIV - Taglia media degli impianti CAR per categorie di attività economica (anno 2007)

Attività industriale	Potenza installata media	Rendimento medio (%)
Tessile	1,3 MW	77,3
Ceramica	3,8 MW	79,6
Concerie	4,0 MW	65,2
Elettronica	9,0 MW	63,0
Lavorazione legno	9,6 MW	80,3
Alimentare	11,6 MW	82,4
Teleriscaldamento	14,3 MW	64,6
Non identificata	18,7 MW	-
Cartaria	20,8 MW	69,3
Automobilistica	30,5 MW	54,3
Chimica e petrolchimica	32,6 MW	66,8
Raffinerie	195,7 MW	54,6

Elaborazione dati GSE, *Relazione sullo sviluppo della CAR in Italia: la produzione 2007*, Roma 2009.

Come si vede, con l'eccezione delle raffinerie e dell'industria automobilistica, i rendimenti totali medi sono sempre superiori al 60% con punte sopra 80%, garantendo quindi un notevole efficientamento.

GLI OBIETTIVI AL 2020

Il Piano d'azione nazionale per le rinnovabili, elaborato dal Ministero dello sviluppo economico in conformità con quanto previsto dalla Diret-

tiva 2009/28/CE, per il consumo finale lordo di energia elettrica ha posto gli obiettivi indicati in Tabella XXV.

Tabella XXV - Andamento consumo lordo di elettricità (Mtep)

2010	2012	2014	2016	2018	2020
30,704	31,009	31,313	31,618	31,922	32,227

Elaborazione dati Ministero dello sviluppo economico, *Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia*, Roma, 2010.

Trattandosi di consumi elettrici, storicamente caratterizzati da una crescita superiore a quelli totali, l'incremento è quanto mai contenuto: 5% in un decennio. Rispetto all'andamento tendenziale, il risparmio previsto è di 2,8 Mtep.

Note

1. R. Giannetti, *Tecnologia ed economia del sistema elettrico*, in "Storia dell'industria elettrica in Italia", vol. I, Bari, 1992.
2. Ministero dello sviluppo economico, *Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica*, Roma, 2011.
3. Uno dei più convinti sostenitori dell'importanza dell'informazione energetica è Edgar-
do Curcio, e lo è da molto tempo (si veda per esempio E. Curcio, *Una volta per sempre
più educazione al risparmio*, "Nuova Energia", n. 1, 2004).
4. G.B. Zorzoli, *Il ruolo dei piccoli operatori*, relazione al "Forum Internazionale Nuove
energie per lo sviluppo della smart city", Pisa, 27 maggio 2011.
5. T. Casten, S. Casten, *Transforming electricity in the U.S.- Barriers and Opportunities*,
"Cogeneration and On-Site Power Production", novembre-dicembre 2001.
6. E. Macchi, S. Campanari, P. Silva, *La microcogenerazione a gas naturale*, Milano, 2005.
7. G.B. Zorzoli, *La cogenerazione distribuita tra attese e realtà*, "Energia", n. 3, 2006.
8. *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abrogano la Direttiva 96/92/
CE*, Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
9. *Direttiva sulla promozione della cogenerazione basata sulla domanda di calore utile nel mer-
cato interno dell'energia*, Direttiva 2004/8/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio.
10. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di gene-
razione distribuita e di microgenerazione - Effetti della generazione distribuita sul sistema
elettrico*, Roma, 2006.

11. C.M. Soares, *Microturbines Design and Performance Optimization*, New York, 2008.
12. I. Di Giorgio, *Metodologia di analisi del ciclo di vita di una cella a carbonati fusi*. Tesi di Dottorato, Università degli Studi di Napoli Federico II, Napoli, 2005.
13. S.C. Singhal, K. Kendall, *High-temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications*, Oxford, 2006.
14. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2009*, Roma, 2010.
15. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2006*, Roma, 2009.
16. Ministero dello sviluppo economico, *Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia*, Roma, 2010.

PARTE 3

UN SINGOLARE MERCATO

Capitolo X

IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE

A partire dai primi anni '70 per una serie di ragioni che esulano dai temi di questo volume, entra in crisi il modello keynesiano, che in forme diverse e spesso distorte rispetto all'originale aveva orientato le politiche economiche (quindi anche energetiche) dei paesi occidentali¹.

La risposta politica a questa crisi la danno le vittorie di Margaret Thatcher in Gran Bretagna e di Ronald Reagan² negli Stati Uniti, che, una volta al potere, rimettono in discussione il ruolo precedentemente svolto dallo stato in economia, privilegiandone - soprattutto la prima - la funzione di regolatore del mercato. Non a caso è la Lady di ferro a promuovere con la massima determinazione la sistematica dismissione delle attività imprenditoriali sotto controllo pubblico e ad aprire alla concorrenza segmenti di mercato fino ad allora chiusi.

LE CONDIZIONI PER LA LIBERALIZZAZIONE

Coerentemente con questi assunti, si sviluppano processi di liberalizzazione e di privatizzazione nei due comparti dove maggiormente era presente la mano pubblica, se non altro attraverso forme di regolamentazione molto rigide: l'energia elettrica e il gas. Operazioni oltre tutto diventate di più agevole fattibilità nel settore elettrico, in quanto i presupposti che giustificavano e in molti casi rendevano essenziale la presenza dello stato o di monopoli privati, ormai non sussistevano più o erano diventati meno importanti.

Grosso modo fino agli anni '70, per le imprese elettriche l'integrazione verticale e il conseguente monopolio territoriale erano motivati dalla duplice esigenza di realizzare una maggiore efficienza tecnica e gestionale e di raggiungere dimensioni tali da consentire il reperimento delle risorse finanziarie necessarie per i massicci investimenti richiesti dalla crescita

sostenuta della domanda.

Accanto agli inconvenienti di natura economico-politica insiti in situazioni di carattere monopolistico o oligopolistico, va sottolineato che, di fronte alla onerosità degli investimenti, le imprese, se private, in più di un caso tendevano a privilegiare l'utenza più redditizia (obiettivo che contrasta con l'*universalità* del servizio elettrico), se non altro attraverso una politica tariffaria oggettivamente discriminatoria verso soggetti che, per la loro collocazione economica o territoriale (bassi consumi, zone isolate o a ridotta densità di popolazione), diventavano appetibili solo se disposti a sopportare prezzi elevati per l'energia consumata o qualora forme di intervento pubblico avessero coperto i maggiori oneri.

Universalità del servizio e tariffa unica per fascia di utenza sono quindi obiettivi che storicamente hanno contribuito non poco alle scelte a favore delle nazionalizzazioni o di altre forme incisive di intervento pubblico nel settore elettrico.

Viceversa, nel corso degli ultimi anni '70, ma soprattutto durante il decennio successivo, il settore elettrico è protagonista di una serie di cambiamenti la cui concomitanza rende più agevole l'adozione di politiche di liberalizzazione e privatizzazione:

- grazie alla crescita del reddito complessivo e pro capite, diventa economicamente e socialmente meno rilevante un rigido sistema tariffario a protezione dell'utente;
- viene significativamente ridotto il fabbisogno di capitali per il rallentamento nella crescita della domanda (rispetto al 7% l'anno che per decenni aveva caratterizzato il settore) e per il ricorso a una tipologia d'impianto di generazione meno *capital intensive* (cicli combinati);
- le dimensioni e i costi più contenuti dei cicli combinati facilitano lo sviluppo di una pluralità di soggetti attivi nella generazione elettrica.

L'effetto congiunto di questi cambiamenti ridusse il peso delle più importanti motivazioni a favore di grosse imprese verticalmente integrate, sovente di proprietà pubblica, che erogavano elettricità in regime di monopolio alle utenze presenti in un determinato ambito territoriale.

Tuttavia, la liberalizzazione del settore può essere soltanto parziale. Si è in grado di promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendi-

ta di energia elettrica, mentre ai livelli di integrazione raggiunti, le reti (di trasmissione e distribuzione) sono, con qualche sporadica eccezione, monopoli naturali; condizione, questa, particolarmente critica nel primo caso, poiché in un sistema elettrico liberalizzato la rete di trasmissione rappresenta il supporto fisico delle transazioni commerciali di energia elettrica, il luogo del mercato all'ingrosso, dove avviene l'incontro fra offerta e domanda e l'energia elettrica è scambiata con la moneta.

Qualsiasi tentativo di promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendita di elettricità presuppone pertanto l'esistenza di regole di funzionamento delle reti che garantiscano la libertà di accesso a tutti i fornitori e acquirenti di energia, senza discriminazioni o distorsioni e in un regime di massima trasparenza.

LA LIBERALIZZAZIONE NEGLI STATI UNITI

Notevolmente complesse sono le vicende della liberalizzazione negli Stati Uniti, dove già con il *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA), entrato in vigore nel 1978, si stabilirono i presupposti giuridici per una politica di incentivazione ai produttori indipendenti (*Independent Power Producers* - IPP) di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili o assimilate (tipicamente in cogenerazione), mentre più compiutamente la liberalizzazione prese avvio con l'*Energy Policy Act* del 1992.

A causa della struttura federale degli USA e dell'inesistenza di una rete interconnessa nazionale, il processo di liberalizzazione si è perciò sviluppato a macchia di leopardo, interessando di fatto solo un certo numero di stati. Non esiste quindi un mercato elettrico unico, bensì una serie di mercati liberalizzati abbastanza competitivi, in parte interconnessi, mentre il resto del paese si presenta essenzialmente dominato da aziende verticalmente integrate che operano in regime di sostanziale monopolio. Molto simili ai mercati competitivi europei e per certi versi anche più avanzati, con l'eccezione di Michigan, Ohio, Texas, quelli più importanti si trovano sulla costa atlantica degli Stati Uniti:

- NEPOOL - *New England power pool*
- New York
- PJM - *Pennsylvania, New Jersey and Maryland interconnection*, che

nel tempo è arrivato a coprire anche parti del Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Ohio, Tennessee, Virginia, West Virginia e il Distretto di Columbia.

Questi tre mercati sono dotati di borse elettriche efficienti, caratterizzate da dimensioni notevoli ed elevata sofisticazione.

Va notato che il PJM è il più grande mercato elettrico competitivo del mondo ed è stato sempre all'avanguardia nell'introduzione di nuove regole per favorire la concorrenza, quali *i prezzi nodali e il mercato dei diritti di trasmissione*¹.

Ogni qualvolta si verificano congestioni nella rete di trasmissione, questa non è sempre in grado di veicolare l'energia proveniente dagli impianti di produzione, in modo da minimizzare il costo complessivo per il cliente, in quanto la congestione costringe l'operatore a fare entrare in servizio impianti di produzione più costosi.

Il prezzo nodale, definito per ogni punto di immissione e prelievo dell'energia (*nodo*), fornisce a produttori e consumatori un'indicazione che tiene conto di tutti i costi specifici (inclusi quelli derivanti da congestioni) ed è diverso a seconda del luogo dove l'energia viene generata o consumata. I mercati basati sui prezzi nodali sono pertanto più efficienti, in quanto forniscono precisi segnali di prezzo per la localizzazione degli impianti di generazione e dei carichi, specialmente quelli energivori. In parallelo al prezzo nodale si è sviluppato anche un analogo mercato dei diritti di trasmissione, generalmente amministrato dal gestore della rete tramite aste.

Negativa è stata viceversa l'esperienza di liberalizzazione in California, dove una normativa mal concepita ha provocato una grave crisi energetica. In sostanza ai vecchi monopoli è stata sottratta la generazione elettrica, imponendo loro di acquistare l'energia sul mercato libero, mentre dovevano venderla ai loro clienti a tariffe prefissate. Decisione, quest'ultima, presa per consentire a loro di recuperare gli *stranded cost*², grazie al crescente differenziale fra prezzo di acquisto e di vendita dell'energia, in quanto era convinzione diffusa che, con la liberalizzazione, i prezzi di acquisto dai produttori sarebbero inevitabilmente scesi. Di questa situazione anomala, che ha liberalizzato l'offerta, ma non la vendita di energia,

ha invece approfittato la speculazione³, che ha portato prezzi alle stelle, anche fermando impianti in modo ingiustificato. Con i prezzi di vendita bloccati, alcune delle principali aziende elettriche della California hanno fatto bancarotta⁴.

Un commento a parte richiede la gestione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, spesso non ancora competitiva e quindi incompatibile con il mercato, il cui sviluppo negli Stati Uniti può dipendere da:

1. programmi statali che prevedono l'obbligo da parte dei fornitori di elettricità (distributori e *trader*) di acquistare una quota di elettricità proveniente da tali fonti;
2. un credito di imposta, introdotto da anni dal governo federale, indicizzato all'inflazione (in centesimi di dollaro per kWh prodotto), che dura dieci anni. Questo incentivo è stato sempre rinnovato di anno in anno con provvedimenti legislativi ad hoc. La sua incertezza temporale non ha però consentito lo sviluppo di quelle soluzioni che prevedono tempi di realizzazione lunghi. In pratica l'unica fonte ad essersene avvantaggiata è stata l'eolica: i suoi tempi di costruzione, molto contenuti, hanno generalmente permesso di centrare con elevata probabilità la data di entrata in esercizio degli impianti. Il meccanismo di incentivazione fiscale comporta inoltre un'asimmetria competitiva fra i diversi soggetti imprenditoriali: infatti, grandi imprese con notevole imponibile riescono a monetizzare i crediti di imposta, mentre i piccoli produttori indipendenti e i nuovi entranti non godono di una base imponibile che consenta un'analoga monetizzazione dell'incentivo;
3. il programma di stimolo dell'economia americana, varato nel 2008, che, oltre a definire la vigenza del credito di imposta per un triennio, ha aggiunto un nuovo strumento, il *cash grant*, cioè un anticipo dato ai promotori di progetti prima della loro realizzazione, che ne ha enormemente facilitato il finanziamento⁵. La scadenza per l'utilizzo del *cash grant* è il 31 dicembre 2012;
4. i *solar renewable energy credits*, l'equivalente dei nostri Certificati Verdi, che sono stati però introdotti soltanto in alcuni stati. Inoltre, come può facilmente accadere con questa tipologia di strumenti, il loro successo rischia di portare rapidamente a un eccesso di offerta rispetto

alla quota di energia verde che i produttori elettrici sono tenuti ad acquistare nella misura in cui non l'autoproducono⁶ (Capitolo XIII).

LA LIBERALIZZAZIONE IN INGHILTERRA

La prima risposta al problema di creare un mercato partendo da una situazione di monopolio pubblico è venuta dalla Gran Bretagna, dove dopo il 1990 il sistema elettrico è stato liberalizzato e privatizzato con una tempestività esemplare. Febbraio 1988: Libro Bianco del governo Thatcher che illustra i termini del processo previsto. Dal Libro Bianco si passa subito alla stesura di un disegno di legge che, con l'approvazione del Parlamento, nel 1989 diventa l'*Electricity Act*. Fine 1990: collocamento sul mercato azionario delle dodici società regionali di distribuzione. Marzo 1991: collocamento sul mercato azionario di due delle società di produzione, *National Power* e *PowerGen*, fra cui è ripartita la produzione del *Central Electricity Generating Board*.

La terza, *Nuclear Electric*, affidataria degli impianti nucleari, rimane pubblica fino al 1996, quando i suoi impianti più moderni (AGR e PWR) insieme a quelli di *Scottish Nuclear* confluiscono in *British Energy*, a sua volta privatizzata, mentre i più antichi reattori, moderati a grafite e refrigerati a gas, vengono incorporati e successivamente trasferiti alla *British Nuclear Fuels*.

Per la rete di trasmissione fu invece costituita una società ad hoc, la *National Grid Company*, (NGC), controllata dalle dodici società regionali di distribuzione⁶, con libertà di accesso per qualsiasi produttore o venditore di energia elettrica (*Third Party Access*). Inoltre i distributori potevano produrre in proprio il 15% dell'energia elettrica da loro erogata. In Scozia, per le dimensioni più ridotte, il settore fu organizzato in modo più compatto: una società per la gestione temporanea (vedi più sopra) delle centrali nucleari (*Scottish Nuclear*) e due società verticalmente integrate, *Scottish Hydroelectric* e *Scottish Power*.

Fin dall'inizio fu definita una fase di transizione durante la quale, iniziando dai consumatori con impegno di potenza più elevato, a determinate scadenze temporali è stata gradualmente estesa la possibilità di approvvigionarsi direttamente sul mercato a fasce crescenti di consuma-

tori di energia elettrica. Il processo si è concluso nel 2000, quando anche alle utenze domestiche è stata data la possibilità di scegliersi il fornitore di energia elettrica, contrattando con lui le condizioni di acquisto.

Fino a marzo 2005 i sistemi elettrici inglese, scozzese e dell'Irlanda del Nord sono rimasti indipendenti, anche se interconnessi. Da aprile dello stesso anno, per effetto dell'*Energy Act* del 2004 sono stati integrati.

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica venne affidato al *Pool*, una sorta di Borsa, a cui entro le ore 10 di ogni giorno, per ciascun impianto di sua proprietà, ogni produttore doveva trasmettere le proposte per il giorno successivo relative a:

- i prezzi di offerta della fornitura elettrica;
- la dichiarazione della disponibilità di potenza per ciascuno dei 48 intervalli di mezz'ora;
- il prezzo al quale era disponibile a tenere l'unità in riserva calda;
- lo stato dell'impianto (se in funzione, in riserva calda, non in servizio);
- il prezzo al quale era disponibile a fare funzionare l'impianto, per un periodo limitato di tempo, a un livello di potenza maggiore della potenza dichiarata.

Le offerte erano classificate dalla NGC in ordine crescente di prezzo, il cosiddetto *Merit Order*: una grossa novità rispetto al criterio adottato dal monopolista *Central Electricity Generating Board*, basato sui costi di generazione.

Successivamente, in ciascuno degli intervalli di mezz'ora, venivano esaminate le richieste da parte della domanda per il giorno successivo e si accettavano le offerte in grado di soddisfarla in ordine crescente di prezzo.

Il valore dell'ultima offerta accettata (il più alto di tutti) determinava il prezzo di vendita per tutti i produttori (metodo del *marginal price*⁸).

Successivamente, in ciascuno degli intervalli di mezz'ora erano esaminate le previsioni di domanda da parte del sistema per il giorno successivo e calcolato il regime di funzionamento delle diverse unità di generazione che, in assenza di altri vincoli, soddisfaceva la domanda prevista al minor costo. La programmazione effettiva teneva infine conto di vincoli ulteriori, ad esempio:

- in alcuni punti delle linee di trasmissione, in corrispondenza a determinati regimi di offerta e di domanda, si sarebbero potute deter-

- minare condizioni di sovraccarico, che andavano evitate;
- vi erano impianti per i quali la modulazione di potenza presentava particolari difficoltà e andava per quanto possibile evitata;
- occorreva disporre di impianti di riserva, nonché di altri servizi ausiliari.

Alle 15.30 la programmazione effettiva degli impianti di produzione per il giorno successivo era comunicata dalla NGC agli operatori dei medesimi, con la possibilità di richiedere in tempo reale modifiche minori in caso di eventi imprevisi, cui corrispondeva un adeguato aggiustamento dei prezzi. Il produttore che non si adeguava alle disposizioni del dispacciatore, se coerenti con quanto offerto dal produttore stesso, era penalizzato. Il prezzo pagato al produttore per l'energia fornita, il *Pool Purchase Price* (Ppp), era in realtà costituito dalla somma dei due termini, rispettivamente per l'energia e la potenza rese disponibili (il secondo diventava consistente solo nelle ore piene e di punta, quando si riduceva la disponibilità di potenza di riserva). I maggiori costi derivanti dal rispetto dei diversi vincoli (di trasmissione, di riserva, di inflessibilità degli impianti, di aggiustamenti marginali della programmazione, di errori di previsione) e dalla prestazione di servizi vari venivano distribuiti su tutta l'energia trattata dal *Pool* nei periodi di maggiore domanda, costituendo un'addizionale denominata *Uplift*.

Il prezzo pagato da chi ritirava l'energia era costituito dalla somma del *Ppp* più l'*Uplift*.

Fin dal suo decollo il meccanismo previsto dal *Pool* non fu esente da critiche, in quanto facilitava accordi di cartello. Esso trova completa giustificazione solo nella fase iniziale di apertura di un mercato elettrico, in quanto serve a incentivare l'ingresso di nuovi competitori. Costoro, producendo l'energia elettrica da impianti appena realizzati, che si suppongono più efficienti della media del parco esistente, dovrebbero essere in grado di offrire l'energia a prezzi relativamente bassi, così da rientrare più facilmente nella fascia delle offerte accettate, lucrando in tal modo la differenza fra il più elevato prezzo marginale e il proprio costo di produzione.

In effetti il funzionamento è stato spesso insoddisfacente⁹, con transazioni influenzate talvolta da accordi di cartello e comunque dalle condizioni economiche definite nei contratti bilaterali di acquisto dell'energia (*Po-*

wer *Purchasing Agreements - PPA*), stipulati al di fuori del Pool. Sul costo finale dell'energia incidevano anche i cosiddetti oneri di sistema, come il sostegno temporaneo all'industria inglese del carbone e il rimborso alle società private degli *stranded cost*.

Nel 2001 il *Pool* è stato sostituito dai *New Electricity Trade Arrangements* (NETA), che coprono praticamente tutte le transazioni e sostituiscono al meccanismo del *marginal price* quello tradizionale di mercato, per cui il prezzo viene sostanzialmente determinato dall'incrocio fra la singola domanda e la singola offerta (*pay as bid*). In sintesi il NETA funziona nel modo seguente:

- i produttori e i fornitori di energia elettrica comunicano all'Operatore del Sistema (*System Operator*) quanto intendono vendere, gli acquirenti comunicano qual è la loro domanda;
- contestualmente i produttori e i fornitori da un lato, gli acquirenti dall'altro, possono anche sottomettere al Meccanismo di Bilanciamento (*Balancing Mechanism*) *Offer* e *Bid*, dove le *Offer* indicano la disponibilità dei produttori ad aumentare la produzione o degli acquirenti di ridurre la domanda, mentre i *Bid* indicano la disponibilità opposta, contrarre l'offerta o aumentare la domanda;
- l'Operatore del Sistema può accettare determinati *Offer* e *Bid* al fine di regolare il bilanciamento nazionale o locale fra domanda e offerta di energia.

Anche il mercato dei derivati (Capitolo XII), opera all'interno di NETA. Nell'aprile 2005, in occasione dell'integrazione completa della Scozia nel mercato prima limitato a Inghilterra e Galles, NETA ha cambiato nome in BETTA (*British Electricity Trading Arrangements*).

In linea di principio il meccanismo previsto dovrebbe ridurre i rischi di collusioni e abbassare mediamente i prezzi di vendita. Tuttavia sul buon funzionamento di NETA, in particolare sull'effettiva maggiore protezione in termini di prezzi per i consumatori, i giudizi sono stati fin dal suo decollo contrastanti¹⁰. Anche analisi più recenti hanno messo in evidenza che in effetti i prezzi si sono mediamente abbassati su mercato all'ingrosso, ma i piccoli consumatori non ne hanno beneficiato. Per proteggersi dai rischi, oltre a ricorrere, ovviamente, ai derivati, i produttori di elettri-

città hanno aumentato la loro integrazione a valle nel mercato al dettaglio, dominato da sei fornitori che controllano il 99% del mercato domestico¹¹. In tal modo i margini più ridotti nella contrattazione all'ingrosso sono recuperati nei contratti al dettaglio, come conferma la Figura 29.

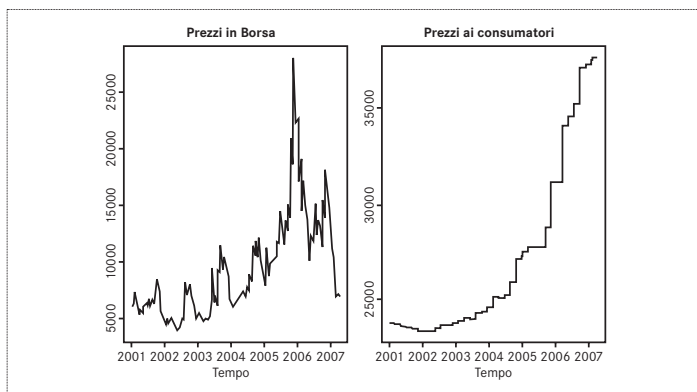


FIGURA 29. ANDAMENTO DEI PREZZI ALL'INGROSSO E AL DETTAGLIO IN GRAN BRETAGNA (IN PENCE PER 3.300 KWH)

Fonte: M. Giulietti, L. Grossi, M. Waterson, *Price transmission in the UK electricity market: was NETA beneficial?*, "Energy Economics", vol. 32, n. 5, 2010.

LA LIBERALIZZAZIONE NEI PAESI SCANDINAVI

Subito dopo la Gran Bretagna è stata la Norvegia ad avviare nel 1991 la riforma del settore elettrico, che nel 1993 portò al varo dello *Starnett Market*, una Borsa elettrica destinata a servire il solo mercato norvegese. Con l'adesione della Svezia si formò il primo mercato multinazionale con la denominazione, che conserva, di *Nord Pool*. Al *Nord Pool* successivamente si sono aggregate Finlandia (1998) e Danimarca (2000). Anche se i contratti bilaterali rimangono ancora la forma prevalente assunta dalle transazioni, una quota significativa di queste passa attraverso la Borsa comune, *Elspot*, che si è attrezzata anche per la negoziazione di derivati elettrici. Malgrado le critiche a cui è stato sottoposto¹², il *Nord Pool* è generalmen-

te considerato il mercato elettrico europeo di maggior successo. Questo, malgrado le aziende produttrici di energia elettrica che vi partecipano siano in maggioranza pubbliche, circostanza che mette in evidenza una debole correlazione fra liberalizzazione e privatizzazione, in qualche misura certamente dovuta alla eccezionale complementarietà dei quattro mercati nazionali (Tabella XXVI).

Tabella XXVI - Potenza elettrica installata nei paesi del Nord Pool

Tecnologia	Danimarca	Finlandia	Norvegia	Svezia	Nord Pool
Idroelettrico	9 MW	3.124 MW	29.913 MW	16.200 MW	49.246 MW
Termoelettrico	9.719 MW	10.901 MW	1.045 MW	8.187 MW	29.850 MW
Nucleare	-	2.696 MW	-	9.151 MW	11.847 MW
Eolico	3.802 MW	197 MW	435 MW	2.163 MW	6.597
Totale	13.530 MW	16.918 MW	31.393 MW	35.713 MW	97.552 MW

Elaborazione dati da Nordic Energy Regulators, *Nordic Market Report 2011*, Rapporto 3/2011.

Nel 2010 la potenza installata in Norvegia era per il 95% idroelettrica e solo per il 3% termica (per la parte restante eolica). Quella svedese era per il 45% idroelettrica, per il 26% nucleare, per il 23% termica, ma in larghissima misura con biomassa come combustibile, per il 6% eolica. La Finlandia aveva invece 64% di potenza termica, pure in buona misura da biomassa, 18% di idroelettrica, 16% di nucleare, 2% di eolico. Viceversa in Danimarca 72% circa della potenza era in impianti termoelettrici, a carbone o a gas naturale, con il restante 28% di origine eolica.

Il *Nord Pool* è quindi caratterizzato da un mix di tecnologie abbastanza diversificato, ma per la maggior parte a costi marginali molto bassi, soprattutto nei due paesi che mediamente sono esportatori netti (Svezia e Norvegia).

Il peso dominante della fonte idrica (poco più del 50% della potenza complessiva) può diventare un fattore destabilizzante in caso di prolungata siccità, come accadde nell'autunno del 2002, il meno piovoso dal 1931 (primo anno per cui si dispone di statistiche attendibili), cosicché gli invasi norvegesi nelle ultime 31 settimane dell'anno ricevettero solo il 56% del normale apporto idrico. Oltre tutto, l'autunno del 2002 fu più freddo del normale, portando a un accelerato utilizzo dell'acqua accumulata negli invasi. La conseguente

scarsità della produzione idroelettrica in un paese, come la Norvegia, esportatore netto di elettricità, portò ovviamente a un aumento dei prezzi, ma il mercato dei derivati, pur registrando un aumento delle quotazioni dei *future*, riuscì a svolgere con sufficiente efficacia il ruolo di copertura dei rischi per cui questi mercati sono stati concepiti¹³.

IL MERCATO UNICO EUROPEO

Con il varo della Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996, “concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”¹⁴, si è aperta una fase nuova nella politica energetica europea. Qualunque fosse la situazione precedente nei singoli paesi membri, secondo questa Direttiva diversi elementi di liberalizzazione andavano comunque introdotti, anche se, per evitare veti incrociati su alcuni temi scottanti, si sono dovute lasciare aperte soluzioni alternative, che riflettevano una situazione di partenza nell’Unione Europea per nulla omogenea: alcuni paesi (fra cui il Regno Unito) stavano portando a termine o avevano già adottato un processo di liberalizzazione; altri avevano invece un sistema elettrico di tipo monopolistico sancito per legge - come in Italia o in Francia - o di fatto oligopolistico, come in Germania.

Tuttavia, pur tenendo conto di alcune ambiguità e di alcuni nodi irrisolti, entrambi prezzi da pagare per rimuovere i veti incrociati (fra cui spicca lo squilibrio tra liberalizzazione della domanda e dell’offerta¹⁵ a favore della prima) la Direttiva del 1996 ha aperto la strada alla liberalizzazione del settore, soprattutto se si pone mente al fatto che gli obblighi di apertura al mercato da essa imposti rappresentavano il minimo a cui i paesi membri dovevano attenersi. D’altra parte, anche se la liberalizzazione si è sviluppata in modo non omogeneo, incontrando in particolare molte resistenze alla sua attuazione in Francia, il processo messo in moto dalla Direttiva ha provocato all’interno di diversi paesi mutamenti che sono andati ben al di là degli obblighi minimi.

Questa tendenza all’accelerazione del processo di liberalizzazione ha trovato conferma con l’approvazione della seconda Direttiva nel 2003¹⁶, molto meno con la terza Direttiva del 2009, uno dei tanti segnali di disincanto nei confronti dell’integrazione europea da parte soprattutto dei

paesi membri che contano¹⁷.

Ad esempio, là dove la Direttiva del 1996 non obbligava a suddividere in più società le imprese integrate verticalmente, limitandosi a imporre che esse tenessero conti separati per la generazione, la trasmissione e la distribuzione, come se tali attività fossero svolte da imprese distinte, al fine di “evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni della concorrenza”, la Direttiva del 2003 ha richiesto anche la separazione societaria¹⁶. Entrando nel merito delle tre funzioni in cui si articola il sistema elettrico, secondo tutte le Direttive non è più consentito il rilascio di diritti esclusivi per la costruzione di nuovi impianti di generazione.

Per quanto attiene la trasmissione e la distribuzione, tutte le Direttive richiedono l'assenza di discriminazioni all'accesso e, per la trasmissione, come minimo, l'istituzione di un Operatore del Sistema indipendente. Ciò premesso, per l'accesso alla rete secondo la Direttiva del 1996 i paesi membri potevano scegliere tra due modalità di organizzazione: l'accesso negoziato fra le parti e quello regolato da un'apposita Autorità. Con la Direttiva del 2003 è stato abrogato l'accesso negoziato, in pratica adottato solo dalla Germania: di conseguenza è diventata obbligatoria l'istituzione di un'Autorità di regolazione, che deve garantire la non discriminazione, l'effettiva competizione e l'efficiente funzionamento del mercato, in particolare definendo sia tariffe non discriminatorie per l'utilizzazione delle reti di trasmissione e distribuzione, sia le modalità di accesso.

La Direttiva del 1996 distingueva altresì fra due categorie di acquirenti: coloro che comperano alcuni servizi per rivenderli, e i consumatori finali. Della prima categoria potevano fare parte i distributori ed eventuali grossisti. I *consumatori finali* erano invece divisi in *clienti vincolati* e *clienti idonei*, liberi questi ultimi di approvvigionarsi di energia sul mercato.

Oltre ai consumatori finali che utilizzavano più di 100 GWh/anno e ai distributori, di diritto classificati fra i clienti idonei, la Direttiva del 1996 definiva un'apertura progressiva del mercato: all'inizio potevano diventare idonei gli utenti con consumo annuo almeno pari a 40 GWh per sito (inclusa l'energia consumata derivante dall'autoproduzione), mentre dopo tre anni la soglia veniva abbassata a 20 GWh e dopo un altro triennio a 9 GWh. Viceversa, la Direttiva del 2003 ha impartito un'accelerazione al processo, ponendo l'1 luglio 2004 come data limite per rendere idonei

tutti i clienti non domestici e l'1 luglio 2007 per i domestici.

Nel rapporto venditori-acquirenti finali la Direttiva del 1966 introduceva la possibilità di istituire una nuova figura, l'Acquirente Unico (AU), definito come "la persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o dell'acquisto e della vendita centralizzati dell'energia elettrica".

Da questi brevi cenni appare evidente come per la generazione le tre Direttive di fatto rinviino l'effettiva concorrenzialità a decisioni in tal senso assunte autonomamente dai paesi membri o all'intrinseca evoluzione del parco di generazione che, tenendo conto dei tassi di crescita e di sostituzione degli impianti, appare proiettata in un futuro assai lontano. In sostanza, si è commesso l'errore (o, come è più probabile, si è stati costretti a commetterlo) di credere che bastasse una rapida apertura del mercato sul lato della domanda, per provocare una significativa riduzione nei prezzi dell'energia (che, non dimentichiamolo, rappresenta la principale giustificazione a favore del libero mercato). Purtroppo non è così: lo confermano casi come quello tedesco, dove l'apertura sul lato della domanda fu subito totale, ma la concorrenza rimase modesta.

Il regolamento comunitario per gli scambi transfrontalieri di elettricità¹⁸, approvato il 26 giugno 2003, aveva infine stabilito i criteri per promuovere il commercio di energia elettrica fra i paesi membri, estendendo il diritto al *Third Party Access* anche agli scambi internazionali, condizione necessaria per lo sviluppo di un effettivo mercato elettrico europeo.

La permanenza di ostacoli alla concorrenza, evidentemente non rimossi dal regolamento del 2003, ha portato il 13 luglio 2009 all'approvazione di un nuovo regolamento degli scambi transfrontalieri di energia elettrica¹⁹, entrato in vigore nel 2011, in base al quale:

- le autorità nazionali di regolamentazione comunicano alla Commissione europea la certificazione di un gestore di sistemi di trasmissione;
- viene istituita la rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (REGST), con il compito di garantire la gestione della rete di trasmissione e di permettere gli scambi e l'approvvigionamento transfrontalieri nella Comunità.

Note

1. C.F. Zorzoli, *Come si "muove" il mercato del kWh a stelle e strisce*, cit.
2. Fra le problematiche specifiche della liberalizzazione dei mercati elettrici non è di poco conto quella dei cosiddetti *stranded costs*, definibili come oneri impropri che rimangono a carico di un'impresa elettrica per il passaggio da una situazione monopolistica a una di mercato.
3. In questo genere di operazioni, spesso illecite, si contraddistinse la famigerata Enron (B. McLean, P. Elkind, *The Smartest Guys in the Room - The Amazing Rise and Scandalous Fall of Enron*, New York, 2003).
4. L. De Paoli; University of California; P. Wright; A. Lorenzoni e M. Parati; G.B. Zorzoli; F. Starace, *Perché è fallita la liberalizzazione del settore elettrico in California?*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 1, 2001.
5. G.B. Zorzoli, *Barack dalle parole ai fatti*, "Nuova Energia", n. 1, 2009.
6. E. Wood, *Post-stimulus financing - Will growth continue?*, "Renewable Energy World", luglio- agosto 2011.
7. P. Wright, S. Thomas, *Empirical reflections on the liberalisation of the UK electricity supply industry*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 2001.
8. Lo stesso metodo è adottato nei mercati degli Stati Uniti ed europei.
9. P. Wright, S. Thomas, cit.
10. F. Roques et al., *Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience*, "Review of Networks Economics", vol. 4, n. 2, 2005; F.A. Wolak, *Lessons from International Experience with Market Monitoring*, Stanford, 2004; Y. Chang, J. L. Lee, T. Chandarasupsang et al., *An Application of HHI to Study Electricity Market Design Issues*, "International Journal of Emerging Electric Power Systems", vol. 6, n. 2, 2006; D. Newbery, *Market Design*, relazione presentata al Convegno "Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables", Bruxelles, 2005.
11. M. Giulietti, L. Grossi, M. Waterson, *Price transmission in the UK electricity market: was NETA beneficial?*, "Energy Economics", vol. 32, n. 5, 2010
12. F.E Banks., *Gli ultimi sviluppi dei derivati elettrici: il caso Nord Pool*, "Energia", n. 4, 2003.
13. D. Finon, T.A. Johnsen, A. Midttun, *After the grace period: economic and political challenges when electricity markets face the investment phase*, Norwegian School of Management, 2004.
14. *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.
15. Un'efficace liberalizzazione sul lato dell'offerta avrebbe comportato fra l'altro la rottura fin dall'inizio del monopolio pubblico dell'*Electricité de France* (EdF), non accettata dalla Francia.

16. *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abrogano la Direttiva 96/92/CE, Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.*
17. *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abrogano la Direttiva 2003/54/CE, Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.*
18. *Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di elettricità, Regolamento (EC) N. 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 26 giugno 2003.*
19. *Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003, 13 luglio 2009.*



Capitolo XI

LA LIBERALIZZAZIONE IN ITALIA

Dopo l’istituzione dell’Enel l’assetto del sistema elettrico italiano rimane sostanzialmente inalterato fino all’inizio degli anni ’90, con la ripartizione del mercato illustrata nella Figura 30, dopo di che incomincia a cambiare e, singolarmente, inizia a farlo sulla base delle indicazioni contenute nell’ultimo Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato nel 1988 che, con la sua programmazione spinta al dettaglio e il ruolo trainante attribuito all’intervento pubblico, riproponeva lo strumento di un’epoca ormai al tramonto.

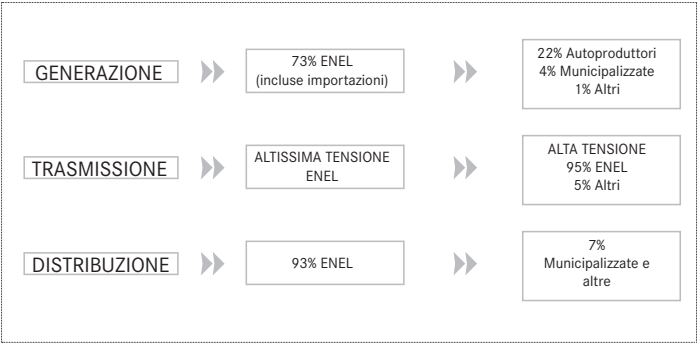


FIGURA 30 - RIPARTIZIONE DEL MERCATO ELETTRICO A INIZIO ANNI '90

Il paradosso si spiega con una forzatura introdotta nella legge n. 9 del 9.1.1991, contenente appunto “norme per l’attuazione del Piano energetico nazionale”¹.

IL CIP6

La “pietra dello scandalo” è l’articolo 22 di tale legge, che toglie il limite di 3 MW posto dalla legge 308/82 alla realizzazione, da parte di soggetti diversi da Enel di impianti per la produzione di energia elettrica non solo da fonti rinnovabili, ma anche da fonti definite “assimilate” (cogenerazione, utilizzo di calore da processi industriali, gassificazione del *tar* delle raffinerie), categoria introdotta nel 1982 al solo scopo di liberalizzare anche la piccola cogenerazione e alcune limitate forme di recupero energetico.

Questa “assimilazione” è trasferita in una legge che non solo autorizza chiunque a realizzare impianti di qualsiasi dimensione rientranti nelle suddette categorie e a utilizzare l’energia prodotta per soddisfare fabbisogni propri o di soggetti giuridicamente collegati, ma prevede l’obbligo da parte di Enel di acquistare l’energia prodotta da tali fonti e non altrimenti utilizzata dai produttori terzi a prezzi incentivanti.

A queste disposizioni è stata data attuazione con il noto provvedimento CIP 6/92² e i suoi successivi aggiornamenti, secondo il quale il prezzo di acquisto dell’energia variava con la tipologia d’impianto e si componeva di due addendi:

- un prezzo base, versato al produttore, il cui livello era lo stesso per tutta l’energia elettrica, generata sia da rinnovabili, sia da assimilate, e teneva conto dei costi evitati da Enel per la mancata realizzazione di un impianto proprio per produrre la stessa quantità di energia (rimunerazione del capitale, spese di esercizio e di manutenzione, costi di combustibile);
- un supplemento sul prezzo base, solo per i primi otto anni di esercizio, diverso per ciascuna delle tecnologie adottate, tenendo conto dei costi aggiuntivi rispetto a un impianto tradizionale.

I prezzi di acquisto dipendevano inoltre dalle condizioni di fornitura: maggiori se era consegnata la totalità dell’energia prodotta o una quantità prefissata; minori nel caso di cessione del solo esubero rispetto ai fabbisogni del produttore.

Più ancora dell’estensione del provvedimento alle assimilate, scandalosi furono:

- la scelta dell'indice per determinare il livello di efficienza di un impianto necessario a classificarlo come "assimilabile", troppo basso rispetto ai rendimenti già conseguiti dai cicli combinati, unica tecnologia di fatto adottata;
- in particolare per gli impianti a cogenerazione, il livello eccessivo del supplemento sul prezzo base³.

Ovviamente con queste condizioni il provvedimento CIP 6/92 ebbe un successo strepitoso, confermato dai risultati raggiunti: oltre 18.000 MW proposti da operatori privati, di cui circa 8.000 MW ammessi a godere dell'incentivo prima che, nel 1997, si ponesse fine all'iniziativa il cui costo stava diventando esorbitante. L'esborso complessivo, come conferma la Tabella XXVII, per la maggior parte è andato e andrà ad impianti alimentati da fonti assimilabili, che in alcuni casi non avrebbero avuto bisogno di incentivazioni o, in altri, di contributi di tale entità, ma proprio per questo molto remunerativi per gli investitori.

Tabella XXVII - Energia CIP6 (GWh)

Tipologia	2006	2007	2008	2009	2010
Totale CIP6	48.340	46.462	41.653	36.194	37.707
Assimilate	39.068	38.268	34.224	29.364	31.558
Rinnovabili	9.272	8.194	7.429	6.830	6.149
% rinnovabili	19,2%	17,6%	17,8%	18,9%	16,3%

Elaborazione dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sui servizi e sull'attività svolta - 2010*, Roma, 2011.

L'andamento totale dell'energia prodotta è tendenzialmente decrescente per la progressiva uscita dai benefici degli impianti dopo otto anni di funzionamento (il dato del 2010 va considerato un'anomalia che non modifica il trend di lungo termine), ma al suo interno l'energia proveniente da fonti rinnovabili rimane costantemente sotto il 20%.

Anche quando la progressiva scadenza degli otto anni di incentivazione ha incominciato a farsi sentire, il peso assoluto e relativo degli incentivi per le fonti assimilate CIP6 ha continuato a essere tutt'altro che trascurabile:

- nel 2009: 1 miliardo di euro, 28,3% del totale degli incentivi sulla voce A3 della bolletta elettrica;
- nel 2010: 949 milioni di euro, 22,7% del totale⁴.

Chiaramente ispirata al PURPA americano (Cap. X), la legge 9/91 rompe per la prima volta il monopolio Enel, aprendo il mercato della produzione elettrica ad altri soggetti, fra cui, di particolare rilievo, le società Edison (gruppo Montedison), Sondel (gruppo Falck), Enipower (gruppo ENI) e aziende controllate dai gruppi Fiat e Merloni. Quantitativamente meno importante ma foriera di futuri sviluppi, è stata la presenza di EdF nella joint-venture per la realizzazione di un impianto CIP6 nello stabilimento siderurgico di Taranto. L'ingresso o il potenziamento di aziende diverse da Enel è la giustificazione che *a posteriori* viene spesso fornita per l'estensione degli incentivi alle fonti assimilate.

I PRIMI CAMBIAMENTI

La seconda modifica dell'assetto preesistente ha luogo nel 1992, quando da ente pubblico economico Enel è trasformato in società per azioni. L'avere anteposto questa decisione alla scelta di liberalizzare il mercato elettrico non è stata casuale.

La trasformazione in società per azioni di diversi enti pubblici e aziende controllati dallo stato, fra cui Enel, decisa nell'estate del 1992, aveva lo scopo dichiarato di consentirne la privatizzazione, come conferma la successiva costituzione di un Comitato ministeriale ad hoc per le privatizzazioni. Nell'estate del 1992 si era infatti verificata una grave crisi della lira, costringendo il governo a drastici interventi per migliorare la situazione dei conti pubblici, fra cui, appunto, la decisione di mettere in vendita in toto o in parte aziende controllate dallo stato.

Scelta comprensibile e senza dubbio necessaria, che ha però marchiato con un vizio d'origine, apparentemente indelebile, il successivo processo di apertura del mercato dell'energia elettrica.

A più riprese è stato infatti palese il conflitto fra un governo fortemente indebitato e sempre in difficoltà nel far quadrare il proprio bilancio, quindi interessato alla valorizzazione degli *asset* di Enel e a massimizzarne gli

utili, e un governo che, con la liberalizzazione del settore, si era posto l'obiettivo di rendere il più possibile concorrenziale il mercato elettrico nazionale. Obiettivo, per altro, attuato solo in seguito all'entrata in vigore della Direttiva europea del 1996 (Capitolo X), mentre, in anticipo rispetto alle indicazioni comunitarie, con la legge 481/95 fu istituita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (cioè otto anni prima della Direttiva del 2003, che la rendeva obbligatoria).

I compiti principali dell'Autorità sono illustrati nella Figura 31.

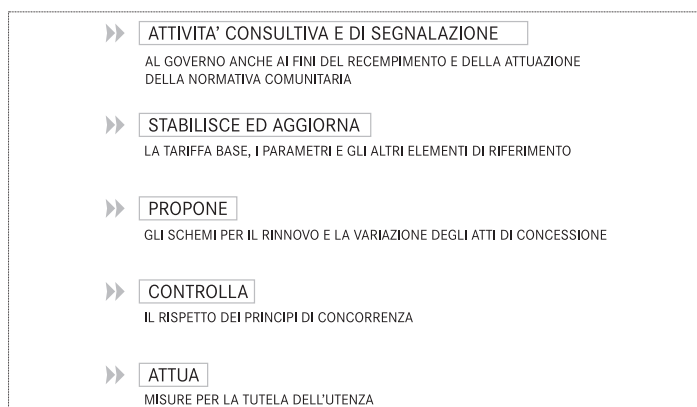


FIGURA 31. COMPITI DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Essi in sostanza mirano a correggere i possibili “fallimenti del mercato” dovuti a:

- la disparità di potere di mercato fra i diversi attori,
- l'esistenza di monopoli naturali,
- le asimmetrie informative fra i diversi *player*, che richiedono quindi forme di tutela per gli utenti vulnerabili.

L'influenza che, probabilmente al di là delle aspettative iniziali, l'Autorità per l'energia è riuscita ad acquisire e poi a conservare anche quando si è cercato di ridimensionarne il ruolo, dipende certo dall'autorevolezza

guadagnata *in itinere*, ma anche dai vuoti, dai ritardi e dai ripensamenti normativi e decisionali che nel settore specifico, come altrove, hanno spesso caratterizzato la vita politica del nostro paese.

Il volume davvero elevato della sua attività è ripartito fra:

- delibere;
- documenti di consultazione in vista delle delibere più impegnative, a cui fa seguito il lavoro di consultazione vero e proprio, che comporta l'analisi delle contro-deduzioni inviate dalle parti interessate e la partecipazione a un certo numero di incontri con i loro rappresentanti;
- documenti di programmazione triennale;
- attività ispettive;
- cura dei numerosi ricorsi al TAR e successivamente al Consiglio di Stato in opposizione a delibere dell'Autorità;
- consulenze e segnalazioni al governo;
- non infrequenti audizioni parlamentari;
- relazione annuale dell'attività svolta, che rappresenta un'occasione importante di confronto con il mondo politico e imprenditoriale;
- relazione annuale al Parlamento, ai sensi della legge 99/09;
- rapporti con le autorità di regolazione di altri paesi, soprattutto europei;
- altri compiti specifici assegnati dalle autorità governative.

Nella lista mancano una serie di altri impegni, fra cui tutti quelli non strettamente istituzionali: partecipazione a convegni, dibattiti e iniziative varie. La forte e continua presenza dell'Autorità per l'energia sulla scena energetica nazionale ha inevitabilmente finito col provocare reazioni da parte del potere politico e degli interessi economici coinvolti, in particolare quando sanzionati. Le accuse di interpretazione troppo estensiva dei propri compiti, di eccessivo dirigismo, di irrigidimenti burocratici non sono certo mancate (anche se spesso soltanto sussurrate fra addetti ai lavori). Tenuto conto della mole di lavoro svolto, è inevitabile che più di una volta le critiche rivolte all'Autorità abbiano trovato un riscontro effettivo, ma tendenzialmente esse sembrano riflettere l'italica insofferenza nei confronti di un'istituzione che ha avuto il "torto" di essere troppo autonoma e indipendente.

Fin dall'inizio l'Autorità per l'energia si è trovata di fronte al problema dell'ex-monopolista, il cui ruolo dominante rappresentava un freno

oggettivo alla liberalizzazione. Problema di non facile soluzione: pur prescindendo dal “peso degli interessi che il tempo ha consentito di coagularsi attorno alla grande impresa pubblica”⁵, la difesa del cosiddetto campione nazionale “in una fase di tumultuose concentrazioni mondiali in tanti settori, che minacciano la fine di molte imprese nazionali”⁶ non poteva essere liquidata alla stregua di pura difesa dello status quo.

Come conciliare questa legittima preoccupazione con i problemi anche gravi che sorgono quando un governo, come azionista, è interessato alla valorizzazione di un’impresa in via di privatizzazione, entrando in conflitto con le esigenze di un’imparziale attività in difesa del consumatore? Sui temi relativi alla produzione e alla vendita dell’energia elettrica l’Autorità ha svolto un’azione non sempre coronata da successo, che tuttavia ha contribuito a rendere più concorrenziale il mercato elettrico italiano, come confermano le Relazioni annuali che si sono succedute dal 1998. Viceversa là dove le sue funzioni sono, anche per legge, fondamentali - tariffe di trasmissione e distribuzione dell’elettricità, qualità del servizio, tutela del consumatore - i risultati sono di grande rilievo⁷ (Capitolo XV). Anche il peso acquisito a livello internazionale è testimoniato dalla conferma, nel 2011, della presidenza del network internazionale dei 315 regolatori dell’energia (IERN).

IL DECRETO BERSANI

L’Italia ha attuato la Direttiva europea soltanto nel 1999, con il varo del Decreto legislativo 79/99⁸, entrato in vigore l’1 aprile 1999 (noto come “Decreto Bersani”, dal nome del ministro dell’Industria *pro tempore*), che su molte questioni rinviava però a ulteriori strumenti attuativi, le cui scadenze, spesso non rispettate, ne hanno ritardato per anni la piena operatività. Il Decreto Bersani è tuttavia andato oltre l’obbligo minimo, allora previsto dalla Direttiva europea, di realizzare la separazione contabile per le imprese verticalmente integrate, imponendo in particolare ad Enel la costituzione di società indipendenti per la produzione, la trasmissione, la distribuzione e la vendita a clienti idonei. Lo stesso obbligo è stato esteso anche alle altre società di distribuzione con più di 300.000 clienti finali, tutte di proprietà di aziende dei servizi pubblici locali.

Mentre dalla Direttiva europea del 1996 era escluso qualsiasi riferimento agli assetti proprietari, il Decreto Bersani impose un tetto del 50% per la produzione e l'importazione di energia elettrica da parte di una singola impresa. Data la situazione illustrata in Figura 30, ne è conseguito l'obbligo per Enel di vendere impianti di produzione per circa 15.000 MW, che nell'estate del 1999 furono suddivisi in lotti e conferiti a tre società (le cosiddette *Genco*). Questa decisione, che avrebbe potuto accrescere notevolmente la concorrenzialità sul lato dell'offerta, è stata però in buona parte vanificata dalla scelta, fatta da Enel e approvata senza modifiche dal governo, degli impianti da collocare nelle tre società e dall'obbligo imposto agli acquirenti di effettuare la trasformazione in cicli combinati di gran parte degli impianti stessi.

In tal modo, come illustra la Tabella XXVIII, è stata ridotta al minimo la già modesta presenza, fra gli impianti da alienare, di quelli idonei a soddisfare la domanda nei periodi di elevata richiesta, i cosiddetti impianti "*mid merit*", lasciati quindi per la quasi totalità alla stessa Enel, che rimase la società maggiormente in grado di determinare il prezzo dell'energia elettrica nelle ore più critiche (e remunerative) della giornata, come a più riprese ha avuto modo di rilevare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che nel 2005 obbligò Enel a cedere capacità produttiva in due macrozone del paese dove il suo "potere di mercato ... ha fissato il prezzo nella maggior parte delle ore a livelli superiori a quello atteso in un contesto concorrenziale"⁹: grosso modo il centro-sud e la Sicilia.

Enel doveva cedere l'utilizzo di propri impianti mediante contratti detti VPP (*Virtual Power Plant*), i quali prevedono che il cedente versi all'acquirente l'eventuale differenza, se positiva, fra il prezzo di mercato e il prezzo pattuito nel contratto (*strike price*). Il ricorso di Enel, avverso alla delibera, ne bloccò l'attuazione¹⁰ fino a quando, per chiudere il procedimento per abuso di posizione dominante, aperto dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Enel si impegnò a cedere VPP negli anni successivi.

L'unico intervento legislativo in materia riguarda la Sardegna, come misura sostitutiva delle tariffe agevolate ai clienti industriali dell'isola, che erano state censurate dall'Unione Europea: "al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico ..., l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ... adotta misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di ener-

gia nella medesima regione mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione con la rete nazionale¹¹.

Tabella XXVIII - Struttura delle Genco prima e dopo la vendita a terzi

Caratteristica Impianti	Prima della vendita	%	Dopo la vendita	%
Di base	1.961 MW	13%	11.421 MW	71%
Mid merit	13.096 MW	87%	4.663 MW	29%
Totale	15.057 MW	100%	16.084 MW	100%

La scelta che ha portato alla situazione sintetizzata in Tabella XXVIII, non è stata casuale. Garantendo a Enel il ruolo così efficacemente analizzato dall'Autorità per l'energia, il governo ha contribuito a valorizzare le azioni della società proprio alla vigilia del collocamento sul mercato di una prima tranche, avvenuta nel novembre 1999. Ne hanno certamente tratto vantaggio allora, come in seguito, le casse dello stato, giacché, quando Enel è in grado di determinare il prezzo del kWh, accresce gli utili degli azionisti (fra cui lo stato è ancora il principale); a danno, però, dei consumatori.

Fin dall'inizio il Decreto Bersani ha ampliato la fascia dei clienti idonei rispetto a quanto indicato da Bruxelles, sia fissando soglie minime di consumo annuo relativamente contenute, sia consentendo, entro determinati limiti, di realizzarle mediante consorzi di acquisto fra consumatori, e prevedendo tempi accelerati per l'ulteriore abbassamento di tali soglie.

Per i primi anni si è trattato però di un'apertura del mercato che non ha prodotto tutti gli effetti possibili, a causa della struttura esistente sul versante dell'offerta.

LA GESTIONE DELLE RETI

Per la rete di trasmissione, il Decreto Bersani fece una scelta ingiustificata sotto il profilo dell'efficienza, separandone la gestione dalla proprietà. Al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), controllato dal

ministero del Tesoro, andò il dispacciamento in tempo reale degli impianti di generazione e la gestione delle interconnessioni transfrontaliere, mentre la proprietà della rete rimase a chi già l'aveva, cioè in larghissima misura alla società TERNA del Gruppo ENEL a cui, sulla base di indirizzi definiti dal GRTN, furono demandati lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione della rete stessa.

La separazione fra esercizio e proprietà, che non trova riscontro nelle scelte effettuate nei paesi europei più importanti, è viceversa adottata in USA, semplicemente perché negli stati ove si è liberalizzato la proprietà delle reti era ovunque privata e per la mentalità americana risultava inaccettabile il cambiamento del loro regime proprietario. Come soluzione di compromesso si diede pertanto vita agli ISO (*Indipendent System Operator*), che però non hanno avuto il successo (e la diffusione) che i proponenti si attendevano¹². Dove è stata scelta questa modalità organizzativa, si è spesso manifestato il rischio di un conflitto d'interesse, ogni qual volta il proprietario della rete, che è anche produttore di elettricità, debba effettuare potenziamenti che possono favorire i concorrenti.

Pur con la consapevolezza dei possibili ostacoli che in tal modo si sarebbero posti al pieno dispiegamento del mercato, nel 1999 all'interno del governo italiano passò la posizione del ministro del tesoro, favorevole a lasciare a Enel la proprietà della rete, in modo da valorizzare ancora di più le azioni della società al momento del loro collocamento sul mercato. Anche in questo caso gli interessi delle casse dello stato prevalsero su quelli dei consumatori.

Fortunatamente con la legge del 27 ottobre 2003 n. 290, rapidamente varata in risposta al *black-out* verificatosi il 28 settembre dello stesso anno, fu saggiamente deciso di affidare i compiti di gestione della RTN a TERNA, ricomponendo le funzioni separate dal Decreto Bersani. Quanto previsto da questa legge trovò applicazione con il varo del DPCM dell'11 maggio 2004, che stabilì le modalità per:

- l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN;
- la privatizzazione della RTN;
- l'incentivazione al passaggio a TERNA delle tratte di rete di trasmissione ancora di proprietà di terzi;
- il varo per la trasmissione di un Codice di rete, successivamente ap-

prontato dall'Autorità per l'energia.

Nel giugno 2004 il gruppo Enel lanciò un'OPV delle azioni di TERNA, che trasferì a privati il 65% circa del pacchetto azionario, mentre la restante quota rimase in mano pubblica.

In parallelo fu avviato il trasferimento a TERNA della quasi totalità delle linee di trasmissione ancora di proprietà di altre imprese. Ovviamente è tornata a TERNA anche la gestione della rete, precedentemente affidata al GRTN, a sua volta trasformato in Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), le cui funzioni saranno esaminate nel Capitolo XIII.

Si è così creata un'azienda con l'azionista di riferimento pubblico, che in pratica possiede e gestisce l'intera rete di trasmissione in modo neutrale e con un unico interesse: potenziarla al fine di garantire l'accesso a tutta la potenza che lo richiede.

La prova provata della positività di questa scelta è nella crescita immediata degli investimenti, dopo il passaggio della proprietà a TERNA: nel 2010 hanno raggiunto la cifra di 1,2 miliardi di euro, quattro volte rispetto al 2005, anno della separazione da Enel.

A completamento di quanto previsto dal Decreto Bersani, il Decreto del ministero delle attività produttive del 21 ottobre 2005 stabilì le modalità con le quali soggetti non titolari di concessioni di trasporto e di distribuzione di energia elettrica che realizzano nuove linee di interconnessione con i sistemi elettrici di altri stati (le cosiddette *merchant lines*) possono richiedere l'esenzione dalla disciplina che regola il diritto di accesso di terzi a tali linee. Si tratta di una deroga al principio del *Third Party Access*, concepita per incentivare investimenti di privati in linee che accrescano l'interconnessione con l'estero.

Per quanto concerne l'importazione di energia elettrica (riguardo alla quale il Decreto Bersani prevedeva che nessun operatore potesse disporre più del 50% dell'import), da fine marzo 2011 questa avviene all'interno di un mercato regionale (europeo) integrato.

L'iniziativa riguarda l'Europa centro-meridionale ed è coordinata dall'Autorità per l'energia italiana, con la partecipazione di Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e con la Svizzera in veste di paese osservatore, in quanto non appartenente all'Unione Europea.

Il principale risultato raggiunto è stato l'accordo fra i diversi gestori delle reti di trasmissione (per l'Italia Terna) di assegnare alla società lussemburghese CASC (*Capacity Allocating Service Company*) lo svolgimento delle procedure d'asta per l'allocatione della capacità di trasporto transfrontaliero su base giornaliera, mensile, annuale.

Poiché CASC svolge la medesima funzione anche per l'Europa centro-occidentale (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda) si prevede un'integrazione fra le due macroregioni europee.

La Figura 32 riporta l'andamento delle importazioni di energia elettrica in Italia per frontiera nel 2009 e nel 2010.

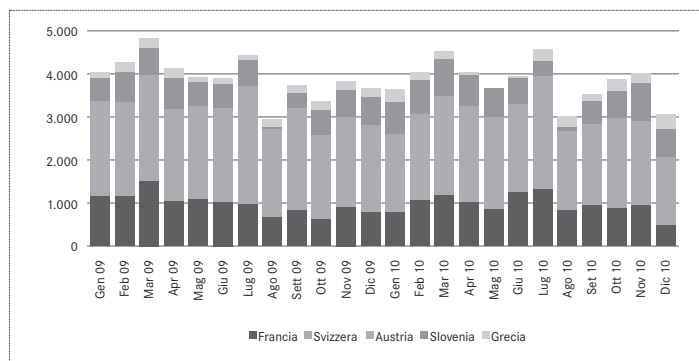


FIGURA 32. IMPORTAZIONI DI ENERGIA ELETTRICA PER FRONTIERA NEL 2009 E NEL 2010 (GWh)

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sui servizi e sull'attività svolta - 2010*, Roma, 2011

L'attività di distribuzione dell'energia elettrica continua invece a svolgersi in un regime di concessione, rilasciata, con durata trentennale, alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del Decreto Bersani. A partire dal 2030 le concessioni di distribuzione verranno assegnate tramite meccanismi di gara in modo tale da coprire ambiti di dimensioni non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali. Il Decreto Bersani ha però stabilito il principio della concessione unica per ogni comune, che in pratica ha interessato solo le aree urbane ove

Enel coesisteva con una azienda locale e, attraverso la procedura prevista per l'unificazione, ha di fatto determinato il passaggio alle aziende locali dell'intera rete di distribuzione. Di conseguenza, la distribuzione controllata da queste ultime è praticamente raddoppiata rispetto al 7% circa del mercato negli anni '90 (Figura 30).

Nel 2010 Enel Distribuzione ha fornito a 31.253.100 punti di prelievo l'86,3% dei volumi totali di energia elettrica, mentre il resto è stato quasi tutto distribuito a 5.329.003 punti di prelievo da aziende dei servizi pubblici locali¹³.

FUNZIONAMENTO DEL MERCATO

In base al Decreto Bersani, sul mercato libero le contrattazioni fra venditore e acquirente potevano avvenire sia nella Borsa elettrica, sia attraverso accordi bilaterali (OTC: *Over The Counter*), previa autorizzazione dell'Autorità per l'energia. Secondo gli orientamenti di quest'ultima, gli OTC dovevano rappresentare l'eccezione alla regola, in quanto, non avvenendo in Borsa, ne riducevano la liquidità (aumentando la volatilità dei prezzi) e la trasparenza nella formazione dei prezzi (quelli degli OTC non sono noti).

Una norma così restrittiva è stata successivamente abrogata, consentendo piena libertà nella scelta della modalità di acquisto/vendita dell'energia, mentre la liquidità in Borsa è stata assicurata chiedendo all'Acquirente Unico (vedi oltre) di approvvigionarsi in misura rilevante in Borsa. Dalla Tabella XXIX, che riporta la composizione del suo portafoglio acquisti nel 2010, appare evidente il peso dei suoi approvvigionamenti in Borsa sulla liquidità di quest'ultima.

Tabella XXIX - *Composizione del portafoglio acquisti AU 2010*

Modalità di acquisto	Percentuale
Borsa senza copertura rischio prezzo	47%
Borsa con copertura rischio prezzo	6%
Contratti bilaterali fisici nazionali	37%
Contratti bilaterali fisici per importazioni pluriennali	6%

Modalità di acquisto	Percentuale
Contratti bilaterali fisici per importazioni annuali	3%
Mercato elettrico a termine	1%

Fonte: Elaborazione dati AU

Per quanto concerne le transazioni commerciali, oltre alla facoltà di stipulare contratti bilaterali fra venditori e acquirenti, pur con i limiti allora imposti, il Decreto Bersani prevedeva l'istituzione di:

- una società, denominata Gestore del Mercato Elettrico (GME), che gestisce il mercato elettrico (la cosiddetta Borsa Elettrica), organizzando un sistema d'asta per incrociare domanda e offerta di energia elettrica al fine di definire quali impianti di produzione soddisfanno la domanda e quanto saranno remunerati (di questo si tratterà in dettaglio nel Capitolo XII); inoltre gestisce il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (Capitolo XIII) e quello degli *Emission Trading*, relativo agli scambi di certificati di emissione di CO₂;
- una società denominata Acquirente Unico (AU) per l'acquisto centralizzato dell'energia per conto dei clienti vincolati.

LA COMPLETA APERTURA DEL MERCATO

Grazie a ulteriori provvedimenti legislativi, da maggio 2003 sono diventati liberi di approvvigionarsi sul mercato tutti i clienti che consumano almeno 0,1 GWh/anno e da luglio 2004 i possessori di partita IVA.

L'1 luglio 2007 anche in Italia è scattata la completa liberalizzazione della domanda di energia, in attuazione dell'art. 21 della direttiva 54/2003/CE (Capitolo X). Per ottemperarvi, il governo ha approvato un decreto legge (73/07), poi convertito con alcune modifiche nella legge 125/07¹⁴.

Innanzitutto, entro sei mesi dall'emanazione del decreto, le aziende di distribuzione con almeno 100.000 clienti sono state obbligate a costituire una o più società separate per la vendita dell'energia elettrica.

La legge 125/07 interviene inoltre sul diritto di recesso, disponendo che *“a decorrere dal 1° luglio 2007 i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti*

vincolati, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore". Con la delibera 144/07 l'Autorità per l'energia ha provveduto in materia.

La legge 125/07 introduce altresì il cosiddetto servizio di maggior tutela, disponendo che in mancanza della scelta da parte del cliente finale di un nuovo fornitore "l'erogazione del servizio per i clienti finali domestici non riforniti di energia elettrica sul mercato libero è garantita dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, e la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico Spa di cui all'art. 4 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di Euro sono automaticamente comprese nel regime di tutela di cui al presente comma".

La legge 125/07 prevede anche un servizio di salvaguardia per i clienti finali che dovessero transitoriamente rimanere senza fornitore.

Le imprese che assicurano il servizio di salvaguardia per un periodo previsto di due anni, sono scelte attraverso un sistema di gare pubbliche su base territoriale, svolte dall'Acquirente Unico, a condizione che il meccanismo così disegnato non disincentivi i clienti finali a passare al mercato libero secondo criteri di gradualità.

Fino all'operatività di questo servizio, avvenuta nel 2008, a garantire la continuità della fornitura sono state le imprese di distribuzione o le società di vendita collegate a tali imprese, che erano tenute a praticare condizioni e prezzi predeterminati, in ragione della funzione pubblica ad esse temporaneamente affidata.

Naturalmente esiste il problema di come difendere da offerte contrattuali troppo onerose i clienti tutelati, che nel 2010 continuano a essere molti e a rappresentare una notevole quota della domanda elettrica (Tabella XXX). Questa preoccupazione, fatta propria sia dal governo sia dall'Autorità per l'energia, riflette un dato di fatto difficilmente controvertibile: il mercato elettrico italiano non è ancora sufficientemente competitivo da garantire di per sé la formazione di prezzi equi nei confronti di clienti con scarso potere contrattuale e altrettanto scarse informazioni in merito.

Tabella XXX - Mercato finale di vendita nel 2010

Mercato di maggior tutela	79.238
Mercato di salvaguardia	6.306
Mercato libero	180.130
Totale	265.764

Elaborazione dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sui servizi e sull'attività svolta - 2010*, Roma, 2011

Di qui il compito, affidato all'Autorità per l'energia, di indicare condizioni standard per l'erogazione del servizio e di definire *prezzi di riferimento* per le forniture di energia, da inserire obbligatoriamente nelle offerte commerciali ai clienti che avranno scelto di rimanere vincolati.

Su questo tema l'Autorità si è pronunciata con la già menzionata delibera 156/07, contenente il testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, dove sono puntualmente precisati criteri e norme, ispirati in particolare al principio della massima trasparenza nei confronti dei clienti finali che scelgono di rimanere vincolati.

Non va infine trascurata l'introduzione nella legge 125/07 di richiami all'uso razionale dell'energia elettrica, in particolare con l'obbligo, per le imprese di vendita, di predisporre le informazioni sul mix energetico impiegato per la produzione di elettricità, in modo che risultino utili ai fini del risparmio energetico.

Nel nuovo sistema sono infine previste forme di agevolazioni sociali. Rispetto alla vecchia tariffa sociale, si tratta di una protezione riguardante solo le categorie più bisognose, caratterizzate da bassi livelli di reddito, elevato numero dei componenti il nucleo familiare, o che sono costrette ad avvalersi di apparecchiature energivore per la cura dei malati.

L'ACQUIRENTE UNICO

Il sistema di tutela di prezzo adottato in Italia, coerente con logiche di mercato, sarebbe stato più difficile da realizzare senza l'istituzione dell'Acquirente Unico (AU), data la presenza di imprese verticalmente in-

tegrate tra generazione e distribuzione. Infatti, l'ex monopolista e la maggior parte delle aziende ex-municipalizzate sono presenti sia nella fase di generazione di energia elettrica, sia in quella di distribuzione.

AU è operativo sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sin dal 2004, praticamente in coincidenza con l'avvio della Borsa elettrica, e a partire da tale data l'Autorità per l'energia ha potuto adottare un meccanismo di aggiornamento del prezzo dell'energia elettrica per i clienti vincolati, basato su costi del portafoglio acquisti di AU.

Per cercare la minimizzazione sia del costo che del rischio, l'approvvigionamento punta sulla diversificazione delle scadenze temporali e su un opportuno mix tra prodotti a prezzo fisso e prodotti indicizzati. In particolare, AU opera nei mercati organizzati a pronti e a termine (Capitolo XII), nonché tramite procedure di aste in proprio.

La domanda di energia elettrica del mercato di maggior tutela nel 2010 è stata di 89 TWh (-6,9% rispetto all'anno precedente), con una quota di circa il 27,3% del consumo totale. Il numero di clienti in maggior tutela a fine 2010 era di circa 29,5 milioni, di cui 24,7 milioni di utenze domestiche e 4,8 milioni di utenze per usi diversi dalle abitazioni, che includono le PMI.

Dall'1 luglio 2007 è passato al mercato libero circa il 18,5% dei clienti domestici (pari a circa 6 milioni di clienti) e circa il 27,7% dei clienti per altri usi. Dall'1 dicembre 2009 l'AU gestisce anche lo Sportello per il Consumatore di Energia, che fornisce informazioni ai consumatori sui diritti e sulle opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati energetici e sui provvedimenti dell'Autorità per l'energia, oltre ad assisterli in caso di controversie relative al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari dei servizi dell'energia elettrica e del gas, non direttamente risolte dai fornitori o distributori.

GLI OPERATORI SUL MERCATO

Dopo la completa apertura del mercato elettrico, i soggetti che vi operano direttamente sono:

- i *produttori* di energia elettrica, siano essi proprietari di impianti oppure soggetti che hanno la disponibilità di impianti di produzione (da VVP oppure - vedi Capitolo XII - mediante *tolling*); possono vendere l'energia prodotta a grossisti o direttamente al consumatore finale;

- gli *importatori* che, essendosi aggiudicati capacità di interconnessione transfrontaliera, effettuano arbitraggi fra l'Italia e i paesi confinanti;
- la *trasmissione e dispacciamento*, in regime di monopolio (TERNA), regolata dall'Autorità per l'energia;
- i *distributori*, monopoli locali, regolati dall'Autorità per l'energia;
- i *grossisti*, che, senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione, acquistano energia elettrica all'ingrosso (con contratti bilaterali o in Borsa) e la rivendono ai propri *clienti*, attraverso contratti di fornitura liberamente stipulati fra le parti;
- l'AU, che pure acquista energia elettrica all'ingrosso (con contratti bilaterali o in Borsa) e attraverso i *distributori* la veicola ai clienti tutelati.

Inoltre, vi svolgono un ruolo specifico il GME (Capitolo XII) e il GSE (Capitolo XIII).

Il mercato *fisico* dell'energia risulta pertanto strutturato secondo lo schema di Figura 33.

Altre figure professionali il cui ruolo è stato rafforzato o ampliato dall'apertura del mercato sono:

- gli *operatori finanziari*, attivi anche quando esisteva un monopolio, ma con funzioni più semplici e più tradizionali, oltre tutto rese meno rilevanti dal ricorso alle risorse finanziarie proprie generate dalla gestione, in genere preponderanti se l'impresa monopolistica ha un buon management; viceversa in un sistema liberalizzato si fa largo uso di *project financing*, una procedura più onerosa e *time consuming*, che può bloccare progetti già autorizzati, quando i proponenti non riescono a fornire alle banche le garanzie richieste sul ritorno degli investimenti in un mercato reso più incerto di quelli tradizionali dall'elevata volatilità dei prezzi.
- *altri soggetti*, in quanto l'ingresso di nuove imprese nella generazione come nel commercio dell'energia elettrica ha moltiplicato la domanda di consulenza e di assistenza da parte di operatori specializzati, che, per quanto in molti casi indispensabili, rappresentano un ulteriore costo aggiuntivo (consulenti, uffici legali per la con-

trattualistica e le operazioni di acquisizione o di fusione con altre società, ecc.).

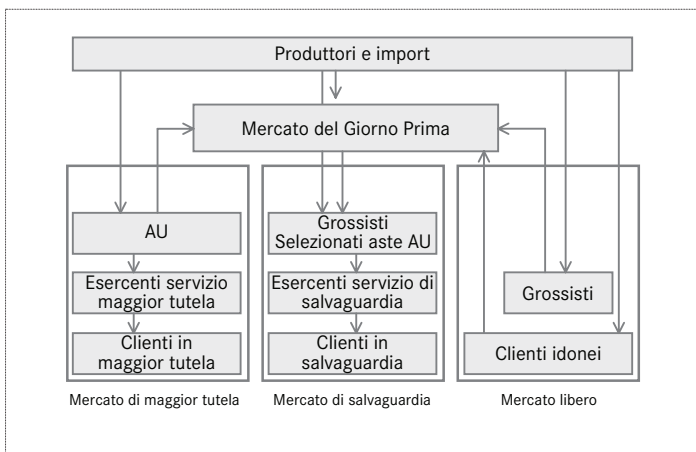


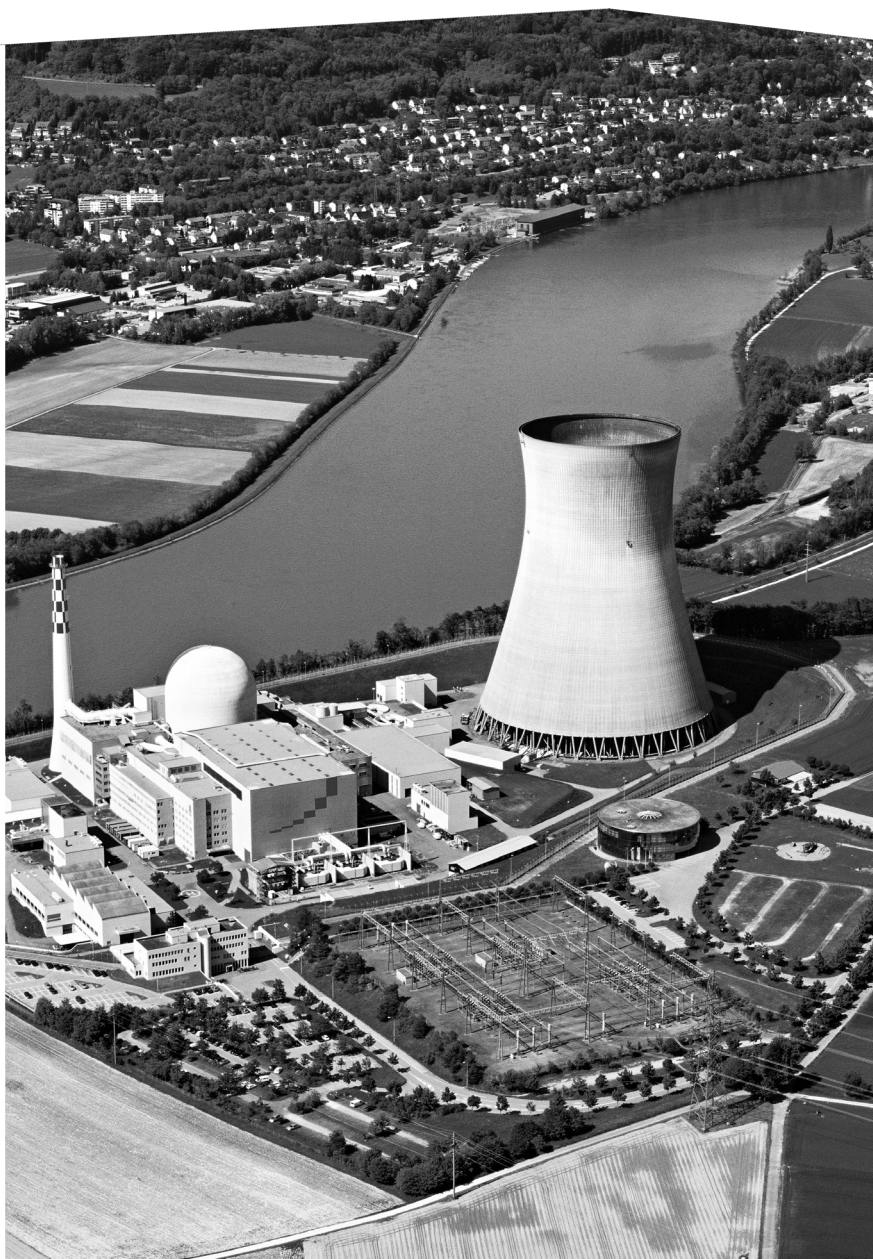
FIGURA 33. SCHEMA DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA

L'aumento delle transazioni dovute alla crescita dei soggetti istituzionali e non presenti sul mercato, insieme alle maggiori spese di marketing e di commercializzazione rispetto a un assetto monopolistico, introduce una serie di costi aggiuntivi, che dovrebbero risultare più che compensati dalla riduzione dei costi. La riduzione dei prezzi ai consumatori si dovrebbe pertanto conseguire grazie alla maggiore efficienza del mercato liberalizzato.

Note

1. *Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali*, Legge 9 gennaio 1991, n. 9.
2. *Comitato Interministeriale Prezzi, Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoreamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile*, Provvedimento n. 6/1992.

3. G.B. Zorzoli, *Una storia da riscrivere*, "Staffetta Quotidiana", 9 febbraio 2009. "Stranamente" allora non si ebbero le vivaci e reiterate proteste che da qualche anno accompagnano gli incentivi per le rinnovabili. Anche i parlamentari ambientalisti approvarono il provvedimento con entusiasmo. Fui uno dei pochi a mettere nero su bianco il mio dissenso in un articolo che solo "Il Sole 24 Ore" accettò di pubblicare, ricevendo subito dopo le rampogne anche di un parlamentare noto per le sue posizioni radicalmente ambientaliste, che cinque anni dopo, diventato nel frattempo presidente di Enel, si espose in prima persona per il blocco di ulteriori autorizzazioni di impianti CIP6.
4. Va ricordato che il provvedimento Cip n. 6/92 esaurirà i suoi effetti solo nel 2020, con un onere complessivo previsto fra 20 e 25 miliardi di euro.
5. P. Ranci, *L'energia elettrica e il gas*, relazione presentata al "Convegno Regolazione e Concorrenza", Roma, 1999.
6. *Ivi*.
7. D. Canevari, *Che bilancio può fare l'Autorità delle attività svolte nel 2009?*- Intervista ad Alessandro Ortis, "Nuova Energia", n. 1, 2010.
8. *Attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*, Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
9. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006*, Delibera n. 212/05.
10. Secondo una sentenza del 2007 del Consiglio di Stato, adottare misure incidenti sulle dinamiche concorrenziali non rientrava tra i poteri dell'Autorità per l'energia (Consiglio di Stato Sentenza n. 2244).
11. *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, Legge n.99, 2009, art. 30, comma 8.
12. G.B. Zorzoli, *Liberalizzazione realistica, ma insufficiente*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 1999.
13. Autorità per l'energia elettrica il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma, 2011.
14. *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*, Legge 3 agosto 2007, n. 125.



Capitolo XII

COME FUNZIONA IL MERCATO

Con la liberalizzazione dei mercati elettrici cambia anche il meccanismo di formazione dei prezzi. In Italia, conclusa la fase di accesso graduale della domanda al mercato, il prezzo di acquisto dell'energia è deciso sulla base di libere contrattazioni, eccezion fatta per i clienti a maggior tutela, i quali pagano in base a una tariffa stabilita, e trimestralmente aggiornata, dall'Autorità per l'energia sulla base dei costi di acquisto sostenuti dall'Acquirente Unico.

In entrambi i casi al prezzo di produzione si aggiungono altre voci di costo, definite su base tariffaria dall'Autorità per l'energia (costi di trasmissione, di distribuzione e di misura che, trattandosi di monopoli naturali, non sono determinabili dal mercato) e oneri di altra natura, fra cui quelli fiscali.

I VINCOLI DI RETE

Qualunque sia il tipo di transazione di compravendita di energia elettrica, questo comporta una procedura “negoziale” fra i diversi operatori (fornitori e TERNA). Non si tratta di un passaggio formale.

Come si è ribadito a più riprese, le peculiarità del sistema elettrico impongono che il funzionamento delle attività di trasmissione e dispacciamento debba soddisfare condizioni tecniche molto stringenti:

- bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immesse in rete e quelle prelevate dalla rete, tenendo conto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- per la sicurezza degli impianti, variazione della frequenza e della tensione dell'energia in rete solo entro intervalli ristrettissimi;
- flussi di energia su ogni singola linea che non superano i limiti massimi tecnicamente ammissibili.

Di conseguenza, per le caratteristiche geografiche del paese e la distribuzione non uniforme degli impianti di produzione e trasmissione, il sistema elettrico italiano è diviso da TERNI in “zone”, periodicamente aggiornate in funzione del piano di sviluppo della RTN, sulla base dei seguenti criteri:

- la capacità di trasporto dell’energia tra zone contigue deve rispettare i vincoli di sicurezza previsti per l’esercizio della RTN;
- l’attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia non deve provocare congestioni al variare di immissioni e prelievi all’interno di una zona;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia all’interno di ciascuna zona non deve avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Viceversa, fra i nodi della rete interni a una stessa zona non vi sono sostanziali vincoli alla trasmissione dell’energia elettrica.

Le zone della rete possono corrispondere ad aree geografiche *fisiche*, essere *virtuali* (senza un diretto corrispondente fisico), oppure costituire *poli di produzione limitata*, in sostanza zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Nel 2011 le zone fisiche erano la Nord (Valle D’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna), la Centro Nord (Toscana, Umbria, Marche), la Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Campania), la Sud (Molise, Puglia, Basilicata, Calabria), la Sicilia e la Sardegna. Quelle virtuali corrispondevano all’interconnessione della RTN con l’estero: Austria, Corsica, Francia, Grecia, Slovenia, Svizzera. I poli di produzione limitata erano Brindisi, Foggia, Monfalcone, Priolo, Rossano. Le zone geografiche e virtuali sono aggregazioni di punti di offerta, che coincidono essenzialmente con i singoli impianti di produzione dell’elettricità (*punti di immissione*) e con i singoli punti di prelievo (ad es. grandi stabilimenti industriali energivori) oppure con loro aggregazioni nel caso di prelievi più distribuiti. Essi rappresentano il dettaglio fino al quale si deve spingere l’attività di programmazione giornaliera, con la definizione, per ciascun punto, dell’offerta di produzione, se si tratta di punti di

immissione, di consumo, se si tratta di punti di prelievo.

Per ciascun punto di offerta è individuato un utente di dispacciamento, che ha la responsabilità di eseguire gli ordini di bilanciamento impartiti dal gestore della rete durante il suo esercizio in tempo reale.

MODALITÀ CONTRATTUALI

Con la liberalizzazione del mercato elettrico la definizione del programma giornaliero di dispaccio degli impianti e delle risorse per il bilanciamento dell'offerta e della domanda in tempo reale non è più pianificata centralmente, ma affidata a meccanismi di mercato.

Le transazioni commerciali per lo scambio di partite di elettricità possono avvenire tramite:

- *contratti bilaterali*, detti anche *over the counter* (OTC);
- *mercato elettrico a pronti* (MPE);
- *mercato elettrico a termine* (MTE).

A questi tre mercati, in cui si trattano partite fisiche di energia elettrica, si aggiunge quello dei *contratti finanziari derivati* (CDE).

I contratti bilaterali sono relativi a transazioni dirette fra:

- produttore (o importatore) e grossista
- grossista e cliente finale
- produttore (o importatore) e cliente finale.

I contratti bilaterali devono specificare la quantità e la qualità dell'energia elettrica transata, mentre il prezzo dell'elettricità e le altre condizioni commerciali sono il risultato di una libera contrattazione fra le parti.

La *qualità* riguarda i valori di tensione e di frequenza, che devono rientrare entro i margini di variabilità rispetto a quelli standard, ma anche la fascia oraria in cui l'energia viene fornita (ovviamente diverso è vendere/acquistare elettricità a mezzogiorno o a mezzanotte).

Un tipo particolare di contratto è quello di *tolling*, in cui una parte (può essere un grossista o anche un cliente finale) fornisce il combustibile al gestore di un impianto termoelettrico, che a sua volta cede al primo l'energia prodotta con quel combustibile dietro pagamento di un prezzo per

l'utilizzo dell'impianto¹.

In Italia la parte maggioritaria delle transazioni ha luogo tramite il MPE, un sistema ad asta centralizzata (impropriamente detto *Borsa Elettrica*, che in Italia ha assunto la denominazione IPEX, acronimo che sta per *Italian Power Exchange*), dove domanda e offerta si incontrano per determinare il prezzo orario dell'elettricità.

Partito in ritardo rispetto alla scadenza prevista dal Decreto Bersani (2001), l'IPEX è passato attraverso una fase di avvio durata un anno (il 2004) ed è entrato a tutti gli effetti operativo nel 2005².

IL MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

MPE a sua volta si articola in:

- *mercato del giorno prima* (MGP);
- *mercato infragiornaliero* (MI);
- *mercato per i servizi di dispacciamento* (MSD).

MGP è un sistema ad asta, cui partecipano sia i potenziali offerenti, sia i potenziali acquirenti di energia elettrica.

La controparte per le operazioni di acquisto e vendita sul MGP è il GME, che raccoglie dai produttori offerte di vendita sul mercato dell'energia per ogni punto di offerta (in pratica coincidente con il nodo che connette un impianto di generazione con la rete) e per ogni ora del giorno successivo. Con lo stesso criterio il GME raccoglie dai consumatori o dai loro fornitori le offerte orarie di acquisto.

Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico. Ai fini della definizione dell'ordine di merito, le partite di energia oggetto di contratti bilaterali sono considerate come offerte di vendita a prezzo nullo e di acquisto a prezzo nullo, cioè come contratti fisici con priorità di dispaccio, le cui unità di produzione non concorrono alla definizione dell'ordine di merito economico e quindi del prezzo dell'energia nella borsa elettrica.

Con la medesima modalità vengono trattate le offerte che, secondo la normativa vigente o le specifiche condizioni contrattuali, devono avere priorità di accesso alla rete: impianti CIP6, a cogenerazione, a fonti rinno-

vabili, contratti di importazione di energia *take or pay*, per i quali TERNA comunica al GME i programmi giornalieri di offerta.

I programmi orari di produzione e di consumo sono quindi determinati selezionando le offerte in ordine di merito economico (cioè in ordine di prezzo di vendita crescente e in ordine di prezzo di acquisto decrescente), in modo da garantire il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori nel rispetto dei vincoli di rete stabiliti dal gestore³, secondo i criteri seguenti:

1. tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina: la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio P^* (Figura 34), le offerte accettate e i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate riferite, in un stessa ora, a uno stesso punto di offerta;
2. se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone e pari a P^* . Le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P^* e con prezzo di acquisto non inferiore a P^* : il meccanismo è quindi quello del prezzo marginale, lo stesso del vecchio *Pool* inglese (Capitolo X);
3. se almeno un limite risulta violato, il mercato è suddiviso in zone. Si hanno quindi prezzi di equilibrio zonali (P_z) diversi da zona a zona (Figura 35).

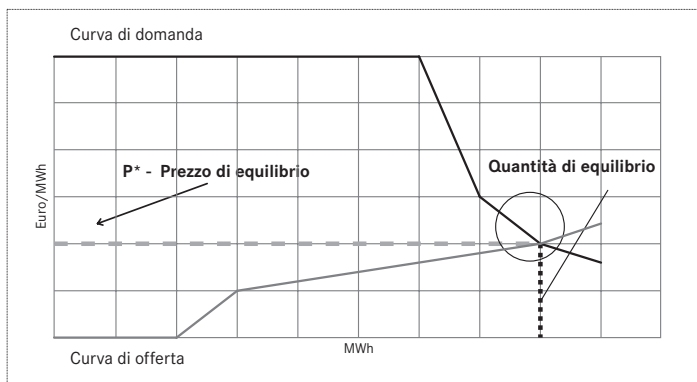


FIGURA 34. DETERMINAZIONE DEL PREZZO DI EQUILIBRIO

Fonte: GME

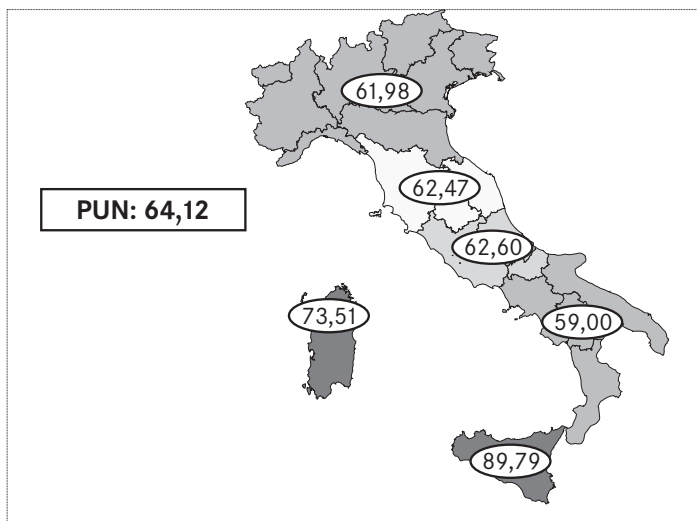


FIGURA 35. PREZZI ZONALI E PUN MEDI NEL 2010 (EURO/MWh)

Fonte: Confindustria

Per mantenere il concetto di prezzo unico nazionale, voluto dal Parlamento all'atto del parere sul Decreto Bersani, è stato deciso che anche in caso di prezzi zonali i clienti paghino un Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati con i relativi volumi di vendita. Si tratta però di una scelta che impedisce al mercato di segnalare ai consumatori le conseguenze di eventuali deficit di potenza, togliendo loro un'informazione essenziale quando si tratta di esprimersi su proposte di localizzazione di nuovi impianti o di potenziamento/sviluppo delle reti.

A inizio 2011 è diventato operativo il *coupling* fra il MGP italiano e l'analogo sloveno. Ciascuna delle due Borse ha la responsabilità di gestire il proprio MGP, tenendo però conto anche delle offerte di vendita e acquisto presentate dai partecipanti al mercato dell'altra Borsa e della capacità di trasmissione della rete dell'altro paese.

Introdotta dalla Legge 2/09 in sostituzione del precedente mercato di aggiustamento (MA), MI ha lo scopo di consentire agli operatori l'aggiornamento delle offerte di vendita e di acquisto e delle relative posizioni commerciali con una frequenza simile a quella di una negoziazione continua, per tenere conto delle variazioni delle informazioni sullo stato degli impianti produttivi e sulle necessità di consumo.

MI si svolge nel giorno di calendario precedente a quello a cui le offerte si riferiscono, nel periodo compreso tra la chiusura di MGP e il termine di presentazione delle offerte in apertura di MSD, e si articola in due sessioni successive (MI1 e MI2). Nel corso di queste sessioni gli operatori possono sia effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione, sia aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo, tenendo conto di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti di produzione, il fabbisogno di energia per il giorno successivo e le condizioni di mercato.

Le sessioni di MI sono basate su regole di formazione dei prezzi identiche a quelle di MGP. Tuttavia, a differenza del MGP, non viene calcolato il PUN e tutti gli acquisti e le vendite sono valorizzate al prezzo zonale.

Alla chiusura di ciascuna sessione di MI, il GME, così come dopo la conclusione di MGP, comunica a Terna i risultati rilevanti ai fini del dispacciamento, in quanto devono essere compatibili con le esigenze e i vincoli

della rete di trasmissione nazionale. La verifica di TERNA non riguarda solo il problema delle possibili congestioni, ma anche il controllo puntuale dei margini di sicurezza necessari per garantire affidabilità al sistema. MSD è viceversa gestito da TERNA, che agisce come controparte centrale, e si articola in una fase di programmazione (MSD *ex-ante*), il giorno prima, e in *mercato del bilanciamento* (MB), in tempo reale. Possono presentare offerte sul MSD i soli utenti di dispacciamento abilitati dal gestore. Se esistono delle congestioni e/o i margini di sicurezza del sistema non sono rispettati, allora sul MSD *ex-ante* si accettano alcune offerte per modificare il programma giornaliero del giorno successivo, risolvere le congestioni e ripristinare i margini di sicurezza sulla rete elettrica. Le offerte per servizi di dispacciamento sono poi accettate in tempo reale da TERNA nel giorno di consegna (MB) per bilanciare il sistema in tempo reale.

Per ogni punto l'utente di dispacciamento deve specificare sia un'offerta di vendita (per un impianto significa un aumento della produzione, per un consumatore una riduzione del prelievo), sia una di acquisto (per un impianto significa una riduzione della produzione, per un consumatore un aumento del prelievo).

Contrariamente a MGP e MI, dove il prezzo determinato è quello marginale, il prezzo di vendita al MSD del singolo operatore coincide con quello offerto dall'operatore stesso, se accettato (*pay as bid*).

All'interno delle partite di energia trattate va considerata anche quella relativa agli *impianti essenziali* per la sicurezza del sistema elettrico, cioè tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete e al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza; soggetti quindi a vincoli di offerta, il cui regime è stato istituito dalla delibera n. 111/06 dell'Autorità per l'energia, mentre la legge n.2 del 2009 ne ha affidato la gestione a TERNA.

Sempre TERNA è incaricata di gestire il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (*capacity payment*). Sulla base della delibera dell'Autorità dell'energia ARG/elt 98/11⁴:

- a. TERNA definisce e pubblica su base annua l'ammontare di capacità disponibile ritenuta necessaria, a livello nazionale e locale, per coprire la domanda di picco, più un adeguato margine di riserva per ciascuno dei dieci anni successivi;

- b. l'obbligo di adeguatezza della capacità produttiva ricade su TERNA, che vi adempie stipulando con i produttori contratti a termine aventi periodo di consegna minimo di tre anni. L'operatore titolare di tali contratti ha l'obbligo di offrire in vendita la sottostante capacità produttiva su MGP, nonché l'obbligo di offrire su MSD la capacità impegnata non accettata su MGP;
- c. TERNA riconosce ai produttori un pagamento fisso, mentre questi versano a TERNA la differenza (se positiva) tra il prezzo di riferimento del mercato sul quale il produttore offre la capacità, e il prezzo stabilito nel contratto, applicata al valore maggiore fra la capacità impegnata per quell'ora, moltiplicata per il fattore di carico del sistema nella stessa ora, e la capacità impegnata, per quell'ora, accettata su MGP e su MSD in ottemperanza degli obblighi di offerta.

Il semplice confronto fra le regole che governano una normale Borsa valori con quelle, molto più numerose e complesse, necessarie al buon funzionamento della Borsa elettrica, fornisce un'ulteriore conferma delle anomalie che caratterizzano il mercato elettrico⁵.

La Figura 36 riporta l'andamento della liquidità all'IPEX, da cui emerge il ruolo che vi svolge l'Acquirente Unico, mentre, a titolo esemplificativo, la Tabella XXXI riporta i prezzi medi sul MGP per il mese di giugno 2011 e il minimo e massimo orario. Come si vede, mentre le variazioni dei prezzi medi sono contenute, fra il valore minimo e massimo il differenziale è grande.

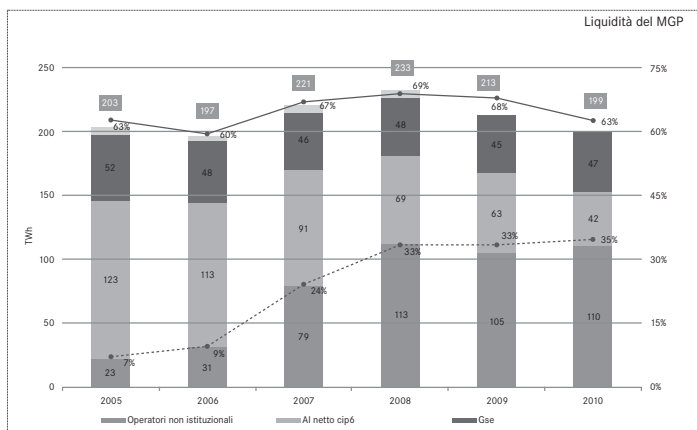


FIGURA 36. ANDAMENTO DELLA LIQUIDITÀ ALL'IPEX 2005-2010

Fonte: GME, *Relazione annuale 2010*, Roma, 2011.

Tabella XXXI - Prezzi sul MGP giugno 2011 (€/MWh)

Tipologia	Prezzo
Domanda di base	68,41
Domanda di picco	76,52
Domanda fuori picco	64,04
Minimo orario	37,49
Massimo orario	102,83

Elaborazione dati GME, *Newsletter*, n. 40, luglio 2011.

IL MERCATO ELETTRICO A TERMINE (MTE)

Dopo un discreto periodo di gestazione, con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008 sono state approvate le modifiche alla disciplina del mercato elettrico, con le quali, tra l'altro, si è introdotto il mercato elettrico a termine (MTE).

MTE riguarda la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro di tale energia. Si tratta quindi di un

mercato a connotazione fisica, cui possono accedere tutti gli operatori ammessi al mercato elettrico.

I contratti sono negoziabili con tre periodi di consegna (un mese, un trimestre, un anno), possono riguardare l'energia elettrica *baseload*, cioè quella prodotta sulle 24 ore su 24, per tutti i giorni della settimana, o *peakload* (dalle 9 alle 20, dal lunedì al venerdì) e in ogni caso registrano il prezzo a cui l'operatore è disposto ad acquistarla o a venderla.

Il GME si pone come controparte centrale, organizzando un *book* di negoziazione per ciascuna tipologia di contratto e per ciascun periodo di consegna. Su tale *book* le offerte sono ordinate sulla base del prezzo: in ordine decrescente per le offerte di acquisto e in ordine crescente per le offerte di vendita. A parità di prezzo vale la priorità temporale di immissione dell'offerta. Le offerte senza limite di prezzo hanno priorità massima.

I contratti sono conclusi mediante l'abbinamento automatico di offerte di segno contrario presenti sul *book* e ordinate secondo i criteri di priorità.

Un'offerta di acquisto con limite di prezzo determina l'abbinamento a capienza con una o più offerte di vendita aventi prezzo minore o uguale rispetto a quello della proposta inserita; viceversa un'offerta di vendita con limite di prezzo determina l'abbinamento a capienza con una o più offerte di acquisto aventi prezzo maggiore o uguale rispetto a quello dell'offerta inserita; infine, un'offerta senza limite di prezzo determina l'abbinamento a capienza della stessa con una o più offerte di segno contrario presenti sul *book* al momento della sua immissione.

Nel 2010 gli scambi sono stati complessivamente pari a 6,29 TWh⁶: un valore modesto, ma registrato dopo due anni in cui i volumi scambiati sul MTE non avevano superato gli 0,2 TWh e, per quanto ridotto, se valutato rispetto alla dimensione del mercato a pronti di cui rappresenta circa il 2%, questo incremento è indice dell'impatto positivo, a partire da novembre 2009, delle novità introdotte su MTE, in particolare con l'ampliamento dei contratti offerti, con l'aggiunta di quelli trimestrali e annuali (sia *baseload* che *peakload*).

L'IDEX

Nell'estate 2007 il Consiglio dei ministri ha approvato definitivamente il

decreto legislativo 164/07⁷ di attuazione della Direttiva Europea 2004/39, relativa ai mercati degli strumenti finanziari (MIFID - *Markets in Financial Instruments Directive*). Il decreto, tra le altre cose, ha aperto la strada all'avvio dei mercati dei derivati sull'energia, affidando all'Autorità per l'energia e alla Consob il compito di vigilanza, e ha abolito l'obbligo di concentrazione nei mercati regolamentati: per i contratti derivati su gas ed elettricità, prima stipulabili solo tramite un intermediario abilitato, è consentita l'offerta al pubblico anche da parte delle imprese energetiche. Come è noto, i derivati sono prodotti finanziari che dovrebbero consentire una migliore gestione di variazioni dei prezzi attraverso il trasferimento a terzi del rischio che ne deriva⁸, come mette ad esempio in evidenza la già citata esperienza positiva del *Nord Pool* (Capitolo X). Tuttavia, questa loro funzione può esercitarsi soltanto entro determinate condizioni, come ci confermano gli andamenti del mercato petrolifero, dove "questi meccanismi finanziari hanno funzionato in termini di relativo controllo della volatilità e dei conseguenti rischi finché i processi fisici del mercato petrolifero sono stati all'interno delle compatibilità del sistema produttivo: rapporto domanda/offerta equilibrato, qualità dell'offerta in linea con la qualità della domanda, sistema di raffinazione bilanciato con la richiesta di prodotti finiti del mercato. In mancanza di questi equilibri, il mercato dei *futures* è divenuto un'arma dirompente che finisce con l'amplificare tutte le distorsioni del mercato, imponendo ai consumatori prezzi più elevati di quanto sarebbe in linea con i reali equilibri domanda/offerta"⁹. Queste considerazioni, scritte nel 2004, sono state clamorosamente confermate dal successivo andamento delle quotazioni del greggio. Sulla base delle norme contenute nel Decreto legislativo 164/07, nasce l'IDEX (*Italian Energy Derivatives Exchange*) come segmento di IDEM (*Italian Derivatives Market*)¹⁰, il mercato gestito da Borsa Italiana per la negoziazione degli strumenti finanziari derivati, in cui si negoziano contratti *future* e contratti di opzione, aventi come attività sottostante strumenti finanziari, tassi di interesse, valute, merci e relativi indici. In un contratto *future* una controparte si impegna con l'altra ad acquistare o vendere una quantità prefissata, ad esempio di energia elettrica, a una determinata scadenza e a un dato prezzo. L'*opzione* è un contratto che comprende un diritto (non un obbligo) di

comperare o vendere una determinata quantità, ad esempio di energia elettrica, a una certa data futura a un prezzo concordato (*strike price*). Nella *call option* il possessore di un diritto di acquisto lo esercita solo se il prezzo di mercato in quel momento è superiore allo *strike price*; la *put option* garantisce invece il diritto di vendere, ovviamente esercitato solo quando lo *strike price* è superiore al prezzo di mercato¹¹.

La quantità minima trattabile all'IDEX è 1 MW e il prezzo di liquidazione (€/MWh) è la media del PUN nel periodo di consegna.

Per proteggere dal rischio di insolvenza di singoli partecipanti al mercato dei derivati, la Cassa di Compensazione e Garanzia richiede a venditore e ad acquirente il deposito di un margine di garanzia.

Per raggiungere una sufficiente liquidità, l'IDEX prevede la figura del *market maker* che, in cambio di sconti sulle *fee* di negoziazione, si impegna a esporre con continuità proposte in acquisto e in vendita per quantitativi minimi di contratti.

Anche questo mercato fatica a decollare. A giugno 2011 il numero dei membri dell'IDEX era limitato a 19 società, ma, tranne uno, tutti gli altri erano entrati in questo mercato nei primi mesi di vita¹², con le inevitabili conseguenze sui volumi trattati: 15,4 TWh in tutto il 2010¹³.

È infine interessante rilevare come su IDEX la ripartizione degli scambi per periodo di consegna abbia subito un'evoluzione opposta a quella che si è manifestata su MTE. È emersa, infatti, una tendenza da parte degli operatori a ridurre il proprio orizzonte temporale, ricorrendo in misura maggiore ad IDEX al fine di apportare aggiustamenti al proprio portafoglio energia in prossimità dell'inizio del periodo di consegna; ciò a scapito della gestione delle posizioni a lungo termine, al cui fine dovrebbero essere utilizzati i contratti annuali.

IL PREZZO PER IL CLIENTE FINALE

Il cliente finale paga l'energia elettrica a un prezzo che, oltre a quello di produzione, liberamente contrattato sul mercato oppure determinato dal meccanismo della maggior tutela, è costituito da altre tre componenti principali:

- i servizi di rete;

- gli oneri generali di sistema;
- le imposte.

I *servizi di rete* sono i costi sostenuti per la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica fino al contatore del cliente e per la lettura dei consumi. Questa componente è determinata sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia, con criteri uniformi per l'intero territorio nazionale, a loro volta suddivise in *quota fissa*, *quota variabile* e *quota potenza*.

La quota fissa comprende tutti gli importi da pagare in misura fissa, cioè indipendentemente dai consumi, relativamente ai servizi di rete. Generalmente l'unità di misura è €/cliente/mese.

La quota variabile comprende tutti gli importi da pagare in relazione alla quantità di energia elettrica trasportata sulla rete per soddisfare la richiesta di energia del cliente. L'unità di misura è espressa in €/kWh e varia in funzione della tensione a cui l'energia viene fornita e della tipologia di utenza (domestica, illuminazione pubblica, industria, ecc.).

La quota di potenza è l'importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata. L'unità di misura è espressa in €/kW/mese. Chiaramente il suo valore dipende dalla potenza impegnata.

Gli *oneri di sistema* sono fissati per legge, vengono pagati da tutti i clienti finali e sono destinati alla copertura di oneri diversi:

- componente A2: smantellamento delle centrali nucleari;
- componente A3: promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate;
- componente A4: finanziamento dei regimi tariffari speciali, ad esempio per le Ferrovie dello Stato;
- componente A5: finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo relative al sistema elettrico;
- componente AS: copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio economico e/o fisico (bonus sociale);
- componente UC4: copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori;
- componente UC3: copertura dei meccanismi di perequazione dei

- costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- componente UC6: finanziamento dei meccanismi di incentivo per il miglioramento della qualità del servizio elettrico;
- componente UC7: a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- MCT: misure di compensazione territoriale per i comuni che ospitano le centrali nucleari in fase di *decommissioning*.

Le imposte caricate sulla bolletta elettrica sono:

- l'accisa destinata allo stato e applicata ai prelievi di energia;
- l'addizionale provinciale, destinata alla provincia in cui si trova la fornitura, applicata ai prelievi di energia per usi diversi dalle abitazioni e dall'illuminazione pubblica;
- l'addizionale comunale, destinata al comune in cui si trova la fornitura, applicata ai prelievi di energia per usi domestici;
- l'IVA, applicata al corrispettivo totale (corrispettivo di potenza, corrispettivo punto di prelievo, corrispettivo di energia, comprese l'accisa e le addizionali degli enti locali).

Poiché l'energia elettrica, come tutte le merci, ha un prezzo diverso in funzione della domanda, fenomeno accentuato oggi dalla scarsità di sistemi di accumulo (l'equivalente dei magazzini per le merci ordinarie), essa costa di più durante il giorno, quando la domanda di elettricità è maggiore, mentre la sera, la notte e durante i giorni festivi, ha invece un prezzo più basso.

I contatori elettronici installati possono essere programmati per rilevare i consumi del cliente distinguendo la *fascia oraria* in cui questi avvengono (F1, F2, F3)¹⁴.

Nella fascia F1 rientrano le ore di punta, dal lunedì al venerdì, dalle ore 8 alle 19; nella fascia F2 le ore intermedie, dal lunedì al venerdì, dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23, il sabato dalle ore 7 alle 23; nella fascia F3 le ore fuori punta, dal lunedì al venerdì, dalle 23 alle 7, e durante tutte le ore della domenica e dei giorni festivi.

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità per l'energia ha avviato una revisione delle condizioni economiche di vendita di energia

elettrica per i clienti finali ammessi al servizio di maggior tutela, prevedendo per questi l'applicazione automatica e obbligatoria di prezzi differenziati per fasce orarie.

A titolo indicativo, la Figura 37 riporta la composizione percentuale all'1 aprile 2011 della tariffa di maggior tutela per il consumatore tipo (2.700 kWh/a, potenza: 3 kW). Circa un quarto dei costi sono dovuti a oneri extratecnici.

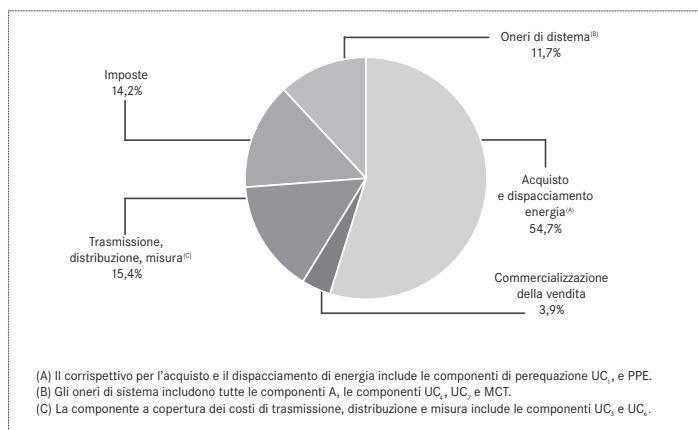


FIGURA 37. COMPOSIZIONE PERCENTUALE ALL'1 APRILE 2011 DELLE CONDIZIONI ECONOMICHE DI MAGGIOR TUTELA PER IL CONSUMATORE TIPO CON CONSUMI ANNUI PARI A 2.700 KWH E POTENZA PARI A 3 KW

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta- 2010*, Roma, 2011

Note

1. M. Falcione, *I contratti del mercato elettrico*, Roma, 2003.
2. Per un'analisi più dettagliata del funzionamento del MPE e del MTE si rinvia a GME, *Vademecum-Borsa elettrica*, www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf.
3. Ad esempio, un'offerta è congrua se le quantità offerte in un punto sono compatibili con le quantità massime transabili (acquisto o vendita) presso lo stesso punto (verifica

- che siano rispettati i margini tecnici per il punto di offerta).
4. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003*, n. 379, Delibera ARG/elt 98/11.
 5. In un mio precedente libro (*Strano mercato quello elettrico*, Siena, 2008) paragonavo il mercato elettrico all'ornitorinco, che "ha un becco d'anatra, le zampe palmate e fa le uova, ma non è un uccello, passa gran parte della giornata sott'acqua ma non è un anfibio, è coperto di pelo, ha la coda da castoro, allatta i piccoli, ma non ha i capezzoli, e si fatica a capire da dove i neonati succhino il latte".
 6. C. Campidoglio, *Presentazione Relazione annuale GME 2010*, Roma, 5 luglio 2011.
 7. *Attuazione della direttiva 2004/39/CE relativa ai mercati degli strumenti finanziari, che modifica le direttive 85/611/CEE, 93/6/CEE e 2000/12/CE e abroga la direttiva 93/22/CEE*, Decreto Legislativo 17 settembre 2007, n. 164.
 8. P. Fusaro, J. Wilcox, *Energy Derivatives: Trading Emerging Markets*, New York, 2000; V. Termini, L. Cavallo, *Electricity derivatives and the spot market in Italy. Mitigating market power in the electricity market*, CEIS Tor Vergata Research Paper Series, vol. 24, n. 70, Roma, 2005.
 9. Drilling, *Il prezzo del petrolio vola sopra i 35 \$/barile: uno scenario di guerra*, "Nuova Energia", n. 3, 2004. Se superare 35 dollari creava prospettive drammatiche, che dire quando per ben due volte (2008 e 2011) si sono superati i 100?
 10. Per un'analisi più completa e dettagliata dell'IDEX si rinvia a EGL, Borsa Italiana, *L'energia di domani - Derivati elettrici e gestione del portafoglio per le imprese*, Roma, 2011.
 11. *Ivi*.
 12. *Ivi*.
 13. C. Campidoglio, *cit.*
 14. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004*, n. 5/04, Delibera n. 65/07.

Capitolo XIII

LA PROMOZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

Il Decreto Bersani e diversi provvedimenti successivi sia del Governo, sia dell'Autorità per l'energia hanno introdotto specifiche norme riguardanti le misure a supporto delle fonti rinnovabili, principalmente finalizzate a consentire il perseguimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea¹, ma anche a rendere compatibili con la liberalizzazione del settore i dispositivi di legge varati nel periodo precedente.

Così l'obbligo per Enel, in base alla legge 9/91, di ritirare a tariffa incentivata l'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 era chiaramente incompatibile con un mercato liberalizzato, dove l'ex-operatore nazionale unico non poteva essere caricato di oneri impropri. Esso è stato pertanto trasferito prima al GRTN, poi, con il passaggio della gestione della rete a TERNA, al GSE. Invece, l'incentivo riconosciuto per i primi otto anni di esercizio ai produttori come supplemento su quello di base, è stato inserito negli oneri di sistema (Capitolo XII) che i clienti pagano insieme alla tariffa di trasmissione.

La capacità disponibile è per la maggior parte assegnata dal GSE ai soggetti richiedenti con un meccanismo di ripartizione pro-quota basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti. La frazione restante è destinata al mercato dei clienti tutelati e pertanto all'Acquirente Unico: il valore quantitativo è determinato annualmente, tenendo conto sia del tasso tendenziale di riduzione del fabbisogno del mercato tutelato nell'anno precedente, sia delle stime di riduzione dei consumi sul medesimo mercato, relative all'anno cui l'assegnazione si riferisce. Il prezzo di vendita è definito sulla base del valore all'ingrosso dell'energia elettrica nel mercato nazionale, nonché dalle previsioni di evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica e dei combustibili utilizzati per la produzione della stessa relative all'anno di assegnazione. Inoltre, per tenere conto delle eventuali oscillazioni in corso d'anno, è stato previsto un sistema di ag-

giornamento trimestrale del prezzo in ragione dell'andamento dei prezzi sul mercato elettrico.

Il Decreto Bersani aveva attribuito al GRTN il controllo di GME e AU, funzione che, con l'abolizione del GRTN, non fu possibile trasferire a TERNA, data la sua composizione proprietaria ormai a maggioranza privata, ma rimase al GSE, la nuova società nata dalle ceneri del GRTN e sempre controllata al 100% dal ministero dell'economia

Inoltre, al GSE furono conservati i compiti relativi alle rinnovabili e alle assimilate che già aveva il GRTN:

- ritirare dai produttori e collocare sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate (CIP6);
- emettere i Certificati Verdi (CV) e verificare i relativi obblighi da parte di produttori e importatori;
- qualificare gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- rilasciare la Garanzia d'Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

Con provvedimenti successivi sono stati affidati al GSE ulteriori compiti, anche al di fuori del settore elettrico, tanto che la sua denominazione attuale, a sigla inalterata, è "Gestore dei Servizi Energetici". Alle società controllate ha inoltre aggiunto il 100% di "Ricerca sul Sistema Energetico" (RSE), la più importante struttura R&S del settore dopo ENEA.

Le nuove attività relative al solo settore elettrico sono:

- gestire il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici (conto energia);
- qualificare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- facilitare la generazione elettrica diffusa sul territorio mediante l'erogazione del servizio di ritiro dell'energia e lo scambio sul posto.

Il GSE deve anche assicurare il supporto informativo per promuovere i meccanismi di sostegno e il corretto uso delle fonti energetiche.

CERTIFICATI VERDI

La liberalizzazione del mercato elettrico tende spontaneamente ad au-

mentare l'efficienza nella produzione, trasmissione e distribuzione, perché per massimizzare gli utili le imprese hanno convenienza a contenere il più possibile i costi.

Di conseguenza, nessun produttore elettrico sceglierà di investire in impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione superiori a quelli di altre tecnologie. Non a caso, nel fissare le regole per la liberalizzazione del settore, le Direttive europee hanno contemplato la possibilità di normative e di incentivazioni atte a promuovere la penetrazione delle fonti rinnovabili.

L'Italia ha però recepito questi indirizzi senza definire *ex-ante* un insieme di misure in grado di garantire in modo armonico lo sviluppo di tutte le fonti rinnovabili; è intervenuta, invece, con una molteplicità di provvedimenti che facevano riferimento a meccanismi d'incentivazione fra loro radicalmente differenti, per di più non contemporanei e con aggiustamenti successivi, talora radicali, altre volte contraddittori.

Ne è sortito un *patchwork* più costoso del necessario e poco efficiente. Si tratta di un esito che si poteva evitare, come confermano l'evidenza empirica delle scelte di altri paesi europei e l'analisi comparata dei diversi meccanismi di incentivazione. Poiché il decisore pubblico agisce in condizione di incertezza, i risultati in termini di beneficio sociale netto, di prezzi, di quantità offerte e di sussidi totali erogati variano a seconda degli strumenti utilizzati: l'analisi mette in evidenza che il beneficio sociale netto è maggiore quando si adotta la tariffa fissa (*feed-in tariff*) rispetto a meccanismi tipo Certificati Verdi o aste².

Innanzitutto, a colmare il vuoto lasciato dalla chiusura del programma CIP6, per lo sviluppo delle fonti rinnovabili è intervenuto lo stesso il Decreto Bersani, stabilendo che:

- a decorrere dal 2001 chi importa energia elettrica (al netto delle esportazioni) o la produce da fonti non rinnovabili (al netto della cogenerazione) ha l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale nell'anno successivo una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati (questi ultimi per la producibilità aggiuntiva) successivamente all'1.4.1999 (data di entrata in vigore del Decreto Bersani);
- la quota suddetta - 2% a partire dal 2002 - sarà incrementata negli

- anni successivi in modo da rispettare le norme sul contenimento delle emissioni di gas inquinanti e in particolare gli impegni previsti dal protocollo di Kyoto;
- l'obbligo può essere adempiuto anche mediante acquisto delle relative quote da produttori terzi, dando quindi vita a un mercato dei cosiddetti *Certificati Verdi* (CV);
 - la quota autoprodotta o acquistata via CV ha una validità di otto anni, dopo di che si dovrà ricorrere a nuova produzione da rinnovabili o all'acquisizione di altri CV.

L'energia elettrica generata dai produttori terzi è viceversa venduta separatamente sul mercato.

In linea di principio gli oneri per incentivare mediante i CV la generazione da fonti rinnovabili rappresenterebbero quindi un costo aggiuntivo a carico di chi produce elettricità con fonti fossili che, in un mercato altamente competitivo, si tradurrebbe in una riduzione dei suoi margini. Che la realtà sia diversa, lo confermano anche interventi non ufficiali di alti dirigenti dell'Autorità per l'energia³: quando possibile, di fatto gli oneri sono trasferiti nel prezzo di vendita dell'energia elettrica.

Il Decreto Ministeriale dell'11 novembre 1999, che attuò quanto previsto dal Decreto Bersani, per evitare che nella fase iniziale non fosse disponibile un'offerta di CV in grado di soddisfare la domanda, riconobbe il diritto ai CV anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili inclusi nel programma CIP6, purché entrati in funzione dopo l'entrata in vigore del Decreto Bersani (01.04.1999), naturalmente per il solo quantitativo necessario a coprire la parte di offerta di CV mancante (compito attribuito al GRTN e successivamente al GSE).

Poiché l'esperienza fatta in altri paesi insegna che le norme incentivanti risultano efficaci quando sono:

- continuative nel tempo,
- automatiche,
- di entità sufficiente,

i CV rispondono certamente alla condizione di automaticità, sono continuativi nel tempo, a patto che le percentuali di energia da coprire con

fonti rinnovabili siano aumentate in modo regolare, mentre la loro entità (in termini di valore del CV e/o del numero d'anni di vigenza) già in partenza non era sufficiente per tutte le tipologie di impianti⁴.

Infatti, nella loro prima formulazione i CV resero tendenzialmente remunerativi gli investimenti in impianti eolici, geotermici, mini-idro (per gli ultimi due in particolare nel caso di rifacimenti) e, con limitazioni talvolta notevoli, a biomasse (purché in cogenerazione), come confermano i dati a metà 2006, dove la prevalenza della potenza idroelettrica (58%) è dovuta sostanzialmente al rifacimento degli impianti esistenti, mentre fra le nuove rinnovabili a dominare è l'energia eolica (14% contro 10% delle biomasse, 2% del biogas e 0% del solare)⁵.

Inoltre, finché l'offerta di CV da impianti realizzati ad hoc rimase insufficiente, il prezzo di mercato venne determinato dai CV messi in vendita dal GSE, calcolato mediante la media ponderata delle tariffe incentivanti degli impianti CIP6 alimentati da rinnovabili. Con un ulteriore vantaggio: in larga misura per ritardi autorizzativi, gli impianti CIP6 entrati in esercizio per ultimi bruciavano principalmente o biomassa o rifiuti, cui corrispondevano tariffe incentivanti molto elevate. L'effetto congiunto di questi due fattori ha portato ai risultati di Tabella XXXII, che illustra anche le conseguenze del passaggio da un deficit di offerta dei CV (compensato da quelli CIP6) a un surplus, ormai in evidente nel 2007, anche a causa della possibilità di importare in via sostitutiva energia elettrica con Garanzia d'Origine.

Tabella XXXII - Differenziale fra prezzi di mercato e prezzo di riferimento dei CV (€/MWh)

Anno di scambio	Prezzo medio di mercato (A)	Prezzo GSE (B)	A-B
2003	82,40	82,40	0
2004	97,36	97,39	-0,03
2005	108,92	108,92	0
2006	120,37	125,28	-4,91
2007	82,99	112,88	-29,89

Nonostante il graduale incremento della quota d'obbligo⁶ fino a valori intorno al 7%, l'eccesso di offerta di titoli sul mercato CV continuò co-

munque ad aumentare: da un surplus di 6,1 TWh nel 2008 a 10,2 TWh nel 2009, a circa 12 TWh nel 2010.

Invece di affrontare alla radice il problema e riconoscere che la scelta tedesca della tariffa fissa differenziata per tecnologia e per taglia dell'impianto, dando stabilità all'incentivo, era più efficace e, non dovendo coprire i rischi connessi alla sua aleatorietà, poteva essere meno costosa⁷, si preferì ricorrere a una serie di artifici che alla fine portarono a misure composite, dove dei CV restò soltanto il nome, non la sostanza.

La vigenza dei CV fu prima portata a dodici anni, poi, con le norme in materia contenute nella Finanziaria 2008 e in un collegato alla Finanziaria stessa, a quindici. Inoltre, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, i valori dei CV furono diversificati mediante appositi coefficienti moltiplicativi di valore differente a seconda della tecnologia utilizzata, mentre per quelli inferiori a 1 MW in alternativa ai CV si poteva optare per tariffe onnicomprensive, differenziate per tecnologia, corrispondenti alle *feed-in tariff* tedesche.

Per i CV fu altresì definito un valore di riferimento da aggiornare ogni due anni: dal 2008 pari a 180 euro/MWh, a cui andava sottratto il prezzo medio annuo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente. Scelta, fra l'altro, destinata a rendere più volatili i CV di impianti con i coefficienti moltiplicativi più elevati, cioè proprio quelli, per esempio a biomassa, che in tal modo si volevano favorire, mentre in realtà erano penalizzati, perché meno bancabili.

Inoltre il GSE aveva l'obbligo di acquistare anche i CV eccedenti il numero richiesto per coprire la quota annua obbligatoria da rinnovabili. Il prezzo di ritiro era pari alla media ponderata dei prezzi di mercato dei CV scambiati nei tre anni precedenti.

Un brusco cambio di rotta si ha nel 2011, con il Decreto Legislativo 28/2011, ma di questo si parlerà nel prossimo paragrafo.

I NUOVI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE

Il Decreto legislativo 28/2011⁸ ha sostanzialmente modificato l'assetto esistente, in particolare per la generazione di elettricità mediante fonti rinnovabili di energia.

Il meccanismo dei CV rimane in vigore per tutti i nuovi impianti che entrano in esercizio prima del 31 dicembre 2012, dopo di che verrà sostituito da un incentivo a tariffa.

Tuttavia, per i produttori e gli importatori da fonti convenzionali la quota di immissione in rete di una determinata percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili (7,55% per il 2012) o di acquistarne i corrispondenti CV si riduce linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi per l'anno 2015. Per il 2012-2015 i CV che conseguentemente restano invenduti, sono ritirati dal GSE.

Tutti gli impianti a fonti rinnovabili che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, avranno la propria produzione incentivata sulla base di alcuni criteri generali:

- assicurare un'equa remunerazione dei costi d'investimento e di esercizio;
- durata dell'incentivo pari alla vita media utile della specifica tecnologia dell'impianto.
- incentivo costante per tutto il periodo di incentivazione;
- per impianti al di sotto di una determinata soglia, comunque non inferiore a 5 MW, entità dell'incentivo diversa da fonte a fonte e differenziato per tecnologia e fascia di potenza, pari a quello in vigore quando l'impianto entra in funzione.

Per impianti di taglia superiore alla soglia, l'incentivo sarà determinato attraverso aste al ribasso, organizzate dal GSE, ciascuna relativa a un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tecnologia.

Da queste misure è escluso il FV, la cui incentivazione è regolata dal conto energia.

IL CONTO ENERGIA

Pur essendo evidente che il meccanismo dei CV non era comunque in grado di promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici, in Italia si è atteso fino al 2005 prima di approvare il primo dei cosiddetti conto energia, caratterizzato da un sistema di incentivazione che nel lessico internazionale è denominato *feed-in premium*: per ogni kWh prodot-

to si riconosce una tariffa, variabile secondo la taglia e la collocazione dell'impianto, la quale si aggiunge al prezzo ricavato dell'energia elettrica prodotta o al risparmio che si consegue autoconsumandola. Per un determinato impianto, la tariffa, di durata ventennale, rimane uguale a quella riconosciuta al momento della sua entrata in esercizio. L'onere relativo è caricato sulla voce A3 della bolletta elettrica (Capitolo XII).

In tal modo, proprio come accade con i CV, una parte rilevante dell'energia prodotta viene messa sul mercato, contribuendo ad accrescerne la liquidità.

Il Primo conto energia, varato col Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005, conteneva norme che diedero adito a manovre speculative, di fatto ritardando la realizzazione degli impianti, tanto che si dovette rapidamente sostituirlo. Vale però la pena di ricordare che prevedeva di arrivare nel 2015 a una potenza installata complessiva di 300 MWp, in corso d'opera aumentata a 1.000 MWp (sic!)⁹.

Molti degli inconvenienti furono rimossi dal Secondo conto energia (DM 19 febbraio 2007), che abolì il limite massimo di 1.000 kWp per il singolo impianto, ma nel contempo, per evitare un eccessivo squilibrio a favore della realizzazione di grandi impianti installati a terra, stabilì tariffe particolarmente incentivanti per la completa integrazione degli impianti nelle strutture edilizie. Il DM disciplinava anche la riduzione progressiva delle tariffe fino al 2010, ultimo anno della sua vigenza: nel quadriennio (2007-2010) fu fissata una potenza massima incentivabile di 1.200 MW, con l'obiettivo dichiarato di arrivare nel 2016 a una potenza totale installata pari a 3.000 MWp (sic!, sic!)¹⁰.

A complicare (e confondere) la situazione, nella legge 129/2010, nota come decreto "salva Alcoa"¹¹, il parlamento introdusse un improvvido emendamento, che prorogava l'accesso alle tariffe del Secondo conto energia a tutti gli impianti la cui costruzione fosse conclusa entro il 31 dicembre 2010 e che fossero entrati in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Oltre a determinare un boom di realizzazioni con un notevole incremento del monte incentivi e a sollevare parecchi dubbi sull'effettivo completamento entro il 2010 di tutti gli impianti ammessi ai benefici del decreto salva Alcoa, il provvedimento creò un'assurda sperequazione fra questi ultimi e gli impianti terminati nel 2011 (quindi soggetti alle tariffe mino-

ri del Terzo conto energia, entrato in vigore dall'inizio dell'anno) e che, come è avvenuto, hanno incominciato a produrre energia prima di impianti rientranti nel decreto salva Alcoa.

A ogni modo il Terzo conto energia (DM del 6 agosto 2010) ebbe vita breve, certamente travolto dalle polemiche sul decreto "salva Alcoa", ma ancora di più dalla constatazione che i costi degli impianti FV stavano scendendo più rapidamente di quanto ipotizzato nel fissarne le tariffe. Così, a partire dal 1 giugno 2011 è stato sostituito dal Quarto conto energia¹². Non è questa la sede per un'analisi esaustiva di questo provvedimento, molto più complesso dei precedenti¹³.

In vigore fino al 2016, il Quarto conto energia distingue fra due sole tipologie di intervento:

- gli impianti FV realizzati sugli edifici;
- gli altri impianti, ovvero quelli non ricadenti nella precedente tipologia, per la maggior parte impianti a terra.

È inoltre introdotta la distinzione tra *grandi impianti* (sopra 1.000 kW se su edifici, sopra 200 kW per gli altri impianti), per i quali l'ammissione alle tariffe incentivanti passa attraverso l'iscrizione a un apposito registro informatico gestito dal GSE, e *piccoli impianti*.

Le tariffe sono maggiori nel caso di impianti realizzati sugli edifici e decrescono all'aumentare della potenza (sono previste sei fasce di potenza); inoltre diminuiscono mensilmente nel 2011 e semestralmente nel 2012.

Per i grandi impianti vengono fissati limiti annuali di incentivazione.

A decorrere dal primo semestre 2013 sarà adottato un meccanismo simile a quello vigente in Germania:

- la tariffa diverrà onnicomprensiva con l'obbligo di cedere l'energia prodotta alla rete;
- si introdurrà una tariffa premio per l'autoconsumo;
- le regole di accesso saranno uguali per tutti gli impianti.

Al raggiungimento di determinati livelli di potenza installata, gli incentivi saranno automaticamente ridotti (ipotesi di riduzione dei costi per effetto scala).

Il tetto di potenza cumulata al 2016 è fissato in modo realistico a 23.000

MW, ma il Quarto conto energia potrebbe essere rivisto anche anticipatamente, se le incentivazioni raggiungessero un costo cumulato annuo fra 6 e 7 miliardi di euro.

Infine, allargando quanto già previsto anche nei decreti precedenti, sono indicate maggiorazioni degli incentivi per una serie di casi, fra cui impianti integrati con soluzioni innovative e impianti a concentrazione.

PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Il decreto sull'efficienza energetica nel settore elettrico (ne esiste uno analogo per il gas) è stato emanato una prima volta nell'aprile 2001, ma per una serie di difficoltà, di cui alcune intrinseche alla sua stessa formulazione, ha avuto una seconda edizione a metà 2004.

Il nuovo decreto nel primo quinquennio di applicazione (2004-2008) ha imposto una progressiva riduzione dei consumi di energia primaria nella distribuzione elettrica.

Il D.M. del 21.12.2007¹⁴ ha fissato gli obiettivi per un'ulteriore, progressiva riduzione dei consumi per il quinquennio 2008-2012.

Gli obiettivi possono essere raggiunti scegliendo fra una serie di interventi, volti a realizzare un risparmio energetico sia direttamente (mediante una delle tipologie di intervento elencate in un'appendice al decreto del 2004) sia indirettamente (per esempio con la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili).

I distributori di energia elettrica tenuti a realizzare pro quota tali obiettivi possono effettuare gli interventi in proprio o acquisire da terzi, che li abbiano realizzati, un numero equivalente di *Titoli di Efficienza Energetica* (TEE), denominati anche *Certificati Bianchi* (CB), in modo cioè del tutto analogo a quanto avviene per le fonti rinnovabili con i CV, anche se la vigenza è diversa: per i TEE soli cinque anni. Per i distributori gli oneri conseguenti alla riduzione dei consumi di energia elettrica sono ribaltati sulle tariffe di trasporto e distribuzione.

Il compito di realizzare interventi da parte di soggetti diversi dai distributori spetta in primo luogo alle ESCO (*Energy Service Company*), che si occupano di:

- finanziamento parziale o totale dei progetti energetici;

- stipula di contratti di servizio per identificare e installare i dispositivi richiesti nei programmi di efficienza energetica;
- gestione dei programmi di efficienza energetica in risposta ai bandi di gara emessi dalle strutture pubbliche o private per il risparmio di determinate quote di energia e di potenza.

I TEE sono di quattro tipi, ciascuno dei quali certifica il conseguimento di risparmi di energia. I TEE di Tipo I riguardano quelli ottenuti attraverso una riduzione di consumi di energia elettrica.

Per facilitare la realizzazione degli interventi, l'Autorità per l'energia li ha suddivisi secondo i seguenti criteri:

- standard (su scheda tecnica deliberata dall'Autorità per l'energia): i risparmi sono calcolati solo in base al numero di unità fisiche di riferimento, oggetto dell'intervento;
- analitici (su scheda tecnica deliberata dall'Autorità): i risparmi sono calcolati in base ad un algoritmo e alla misura di pochi parametri di funzionamento del sistema considerato;
- a consuntivo (su un progetto e il relativo programma di misura): i risparmi sono calcolati in base a un piano di monitoraggio, che tenga in debita considerazione tutti i fattori esterni che possano influenzare il risparmio.

I consuntivi hanno messo in evidenza che gli obiettivi fissati dai decreti ministeriali sono stati largamente superati. Tuttavia, i TEE sono stati varati sulla scia del successo registrato dai CV nella prima fase di applicazione e con questi ultimi condividono anche la caratteristica di incentivi più legati alla dinamica dei mercati. Come è accaduto per i CV, di cui non a caso il Decreto legislativo 28/2011 ha certificato la morte a breve, dopo la prima fase di applicazione anche i TEE hanno incominciato a perdere la loro spinta propulsiva. Da risolutori di un problema, stanno diventando un problema (con l'aggravante di non essere mai riusciti a promuovere interventi di sistema, o di processo industriale, cioè strutturali e su larga scala).

Lo conferma il Decreto ministeriale del 5 settembre 2011 sulla cogenerazione ad alto rendimento¹⁴; per dare efficacia al meccanismo dei certifi-

cati bianchi si sono introdotti coefficienti moltiplicativi k , che ricordano l'analogo provvedimento preso per i CV.

Di nuovo, invece di intervenire sulla radice dei problemi, si ricorre a stampelle, nella speranza che riescano a tenere in piedi un meccanismo che, soprattutto per i grandi interventi strutturali, si è rivelato inefficace. Va infine ricordato il meccanismo per la detrazione fiscale del 55% sugli interventi di efficientamento energetico nell'ambito delle abitazione, rivelatosi molto efficace, malgrado la sua precarietà e incertezza: può essere infatti rimesso in discussione ogni anno nel quadro della legge finanziaria dello stato.

Note

1. Per il settore elettrico gli obiettivi sono tre: due cogenti (quindi suscettibili di interventi sanzionatori), previsti dal protocollo di Kyoto e dal pacchetto 20/20/20, un terzo (non sanzionabile), fissato dalla Direttiva europea 20001/77/CE, che per il 2010 poneva l'obiettivo del 22% della generazione elettrica totale proveniente da rinnovabili all'interno dell'Unione Europea.
2. L. De Paoli, *L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia*, "Italianieuropei", Quaderno n. 2, 2010. Ringrazio il prof. De Paoli per avermi messo a disposizione il saggio *Analisi critica del funzionamento dei sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia*, la cui circolazione per ragioni indipendenti dalla volontà dell'autore, è stata simile a quella dei *samizdat* di sovietica memoria.
3. A titolo esemplificativo, all'interno di una medesima tabella gli oneri dei CV sono sommati insieme a quelli ricadenti direttamente sul consumatore dall'allora responsabile dell'Unità "Fonti rinnovabili, produzione di energia e impatto ambientale" nell'ambito della Direzione Mercati dell'Autorità per l'energia, M. Pezzaglia (*Considerazioni sullo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili in Italia*, Centro studi per le fonti rinnovabili APER-Reef, 15 aprile 2010).
4. Che per certe applicazioni i CV non avrebbero funzionato, era già evidente prima ancora che entrassero in vigore (S. Allegri, G.B. Zorzi, *Analisi e prospettive del mercato dei certificati verdi*, "La Termotecnica", n. 8, 2000).
5. N. Pasquali, *Le attività del GSE nel 2006*, relazione al Convegno "Le fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano", Roma, 2007.
6. Dal 2004 fino al 2006 la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo; nel pe-

- riodo 2007-2012 dello 0,75% annuo.
7. Eppure gli avvertimenti non erano mancati fin dall'inizio, soprattutto da parte di un esperto come A. Sorokin (si veda ad esempio *Incentivi determinanti a favore delle fonti rinnovabili in Germania*, "Gestione Energia", n. 4, 2004).
 8. *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*, Decreto legislativo 28/2011.
 9. A fine 2009 erano già installati impianti fotovoltaici per 1.142,3 MWp (GSE, *Solare fotovoltaico - Rapporto statistico 2009*, Roma, 2010).
 10. A fine 2010 erano già installati impianti fotovoltaici per 3.649,9 MWp (GSE, *Solare fotovoltaico - Rapporto statistico 2010*, Roma, 2011). Al 30 settembre 2011 secondo il contatore del GSE si erano superati 11.000 MWp.
 11. Il decreto prevede elettricità meno cara per le grandi aziende energivore di Sicilia e Sardegna ed è stato ribattezzato "salva Alcoa" perché è stato originato dalla minaccia di chiusura, da parte della società americana Alcoa, di uno stabilimento in Sardegna a causa di costi energetici troppo alti.
 12. Ministero dello sviluppo economico, *Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici - Quarto Conto energia*, DM 5 maggio 2011.
 13. Per una disamina estesa del Quarto conto energia si veda ad esempio il volume *Energie rinnovabili - autorizzazioni, connessione, incentivi, procedure e il Dlgs 28/2011*, Milano, 2011.
 14. *Revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004*, D.M. del 21 dicembre 2007, che ha anche ridotto da 100.000 a 50.000 la soglia dei clienti serviti, sopra la quale i distributori sono tenuti a realizzare la propria quota di obiettivi di risparmio energetico.
 15. Ministero dello sviluppo economico, *Regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento*, D.M. 5 settembre 2011.

Capitolo XIV

FUSIONI, DIVORZI, CAMBIAMENTI DI PROPRIETÀ

Nei capitoli XI, XII, XIII abbiamo passato in rassegna l'evoluzione delle regole e delle principali figure, istituzionali e non, presenti nel mercato elettrico italiano.

Quali cambiamenti questo quadro di riferimento ha effettivamente prodotto?

Questo capitolo è dedicato alle più rilevanti operazioni che si sono svolte successivamente all'emanazione del Decreto Bersani, mentre il Capitolo XV fornirà un quadro più complessivo del mercato elettrico italiano.

IL DECOLLO DEL MERCATO

I produttori, oltre a crescere in numero per l'entrata in campo di nuovi soggetti, registrano altresì frequenti modifiche nel loro assetto proprietario.

Il primo di questi due fenomeni è in realtà iniziato prima del 1999, quando, come abbiamo visto nel Capitolo XI, a seguito del provvedimento CIP6 nuove aziende sono entrate nella produzione elettrica. Tuttavia, il massimo dinamismo si è verificato nel biennio in cui avvenne la vendita degli impianti Enel, imposta dal Decreto Bersani, suddivisi in tre Genco (vedi ancora Capitolo XI), denominate Elettrogen, Eurogen e Interpower. A livello nazionale, oltre a Edison, Sondel ed Enipower, si mossero le principali aziende dei servizi pubblici locali (ASPL) e nuovi soggetti imprenditoriali. Di particolare rilievo l'accordo fra le AEM di Milano e Torino e ACEA di Roma per partecipare congiuntamente all'asta per l'acquisizione di una Genco; la costituzione da parte del gruppo De Benedetti della società Energia (con interessanti connessioni internazionali); l'impegno della Fiat, della Montedison, del gruppo Merloni, della Foster Wheeler italiana e di altre imprese. Sembrò allora che uno degli obiettivi della libe-

ralizzazione, aprire il settore al grande capitale italiano, potesse realizzarsi. Ancora più nutrita fu allora la presenza di *utility* europee e americane e di un numero significativo di *Independent Power Producer*, imprese sorte con la liberalizzazione del settore in America ed esclusivamente dedicate alla realizzazione o acquisto di impianti per la generazione di energia elettrica: EdF (francese), Electrabel (belga, allora controllata dalla francese Suez), Endesa e Iberdrola (spagnole), E.On (tedesca), International Power (inglese), le americane Duke Energy, Mirant, Dinergy, Enron, Entergy, Intergen, Txu (e la lista è incompleta).

I criteri, ma soprattutto le modalità pratiche che caratterizzarono lo svolgimento della prima gara relativa a Elettrogen, portarono le offerte a livelli tali da escludere di fatto quasi tutti i concorrenti e a cedere la società a condizioni così gravose da rendere ardua per l'acquirente un'efficace concorrenza a Enel.

Anche se in maniera meno clamorosa, gli esiti di questa gara influenzarono le condizioni a cui vennero cedute Eurogen e Interpower, tanto che alla fine il prezzo di vendita delle tre Genco, comprensivo dei debiti, fu di 7.204 milioni di euro, largamente superiore alle stime di diversi analisti, che lo avevano collocato intorno ai 5.000 milioni di euro¹.

Per di più l'emanazione di un decreto che vietava alle società a controllo pubblico di avere una partecipazione nelle Genco superiore al 30%², mise fine all'intesa fra le due AEM e ACEA, costrette ad associarsi con quote minoritarie ad altri concorrenti.

Il risultato della vendita delle tre Genco portò:

- la spagnola Endesa ad acquisire il pacchetto dei controllo (45,4%) di Elettrogen (ribattezzata Endesa Italia), con banche spagnole al 40% e l'ASM di Brescia al 14,6%;
- la società Edison (allora del gruppo Montedison) ad avere il pacchetto di controllo (40%) di Eurogen (ribattezzata Edipower), con banche italiane al 20%, AEM di Milano e di Torino rispettivamente al 13,4% e 13,3%, la svizzera ATEL al 13,3%;
- alla presenza paritetica in Interpower (ribattezzata Tirreno Power) da un lato della joint-venture fra ACEA e la belga Electrabel, dall'altro di Energia Italiana, a sua volta controllata da Energia (62%), da banche italiane (16%) e da ASPL (22%).

In un solo caso all'atto della vendita il controllo della società è di un'impresa estera: Endesa Italia, della spagnola Endesa. Negli altri due, il controllo è nelle mani di gruppi italiani.

Durante il periodo di vendita delle tre Genco poco alla volta uscirono di scena quasi tutte le altre società attive nella fase antecedente. Alla rinuncia da parte di molte imprese straniere fece riscontro l'abbandono o l'assunzione di una posizione marginale da parte di importanti gruppi italiani, come Merloni, o l'acquisto di altre aziende da parte della concorrenza.

Per di più, proprio l'assetto proprietario di Edison, a questo punto il secondo produttore italiano dopo Enel, era destinato a cambiare drasticamente in tempi brevi, a sua volta innescando modifiche non meno significative in altri assetti proprietari.

L'AFFARE EDISON

Per decenni la società Montecatini è stata leader nel campo della chimica, prima in Italia, poi, grazie alle scoperte del premio Nobel Natta, per qualche tempo anche a livello internazionale. Entrata in crisi, fu assorbita dalla ex-società elettrica Edison a metà degli anni '60, dando vita alla Montedison che, per errori del management e condizionamenti politici divenne ben presto la grande malata dell'industria italiana³.

La denominazione Edison fu ripescata dalla Montedison agli inizi degli anni '90 per entrare nel promettente business del CIP6. L'operazione ebbe successo, ma suscitò l'interesse di terzi per l'unica azienda del gruppo che procurava utili interessanti e in crescita. A parte Edison, Montedison era infatti diventata un guscio quasi vuoto: dopo il tentativo di rilancio di Gardini, naufragato nella tempesta di Tangentopoli, era tornata ad essere la grande malata dell'industria italiana; quindi facile preda di chiunque volesse impadronirsi di Edison.

Dell'inevitabile sbocco di una situazione così squilibrata, si ha conferma nella primavera del 2001, quando vengono scambiati in Borsa grandi volumi di titoli Montedison. Chi sia il *raider* lo si scopre il 23 maggio dello stesso anno, quando la francese Electricité de France (EdF) comunica alla Consob l'acquisto del 20% di Montedison. Lo stesso giorno il governo italiano vara un Decreto Legge⁴ che impone un tetto del 2% sui diritti

azionari di voto in materia di politica energetica per imprese pubbliche straniere. La disposizione è destinata a cadere se verrà avviato il processo di privatizzazione di EdF e saranno risolte le asimmetrie esistenti fra i mercati elettrici francese e italiano; quest'ultima è la cosiddetta *clausola di reciprocità*, prevista dalla Direttiva europea sul mercato unico.

Con una non casuale coincidenza, l'1 luglio 2003 Fiat, allora il maggiore autoproduttore italiano di energia elettrica, comunica la decisione di conferire tutte le sue attività nel settore energia a un'apposita società "che potrebbe prevedere l'acquisizione di una rilevante partecipazione in Montedison". Nel pomeriggio dello stesso giorno la stampa diffonde la notizia di un'OPA sui titoli Montedison da parte di Italenergia, una *new company*, al cui capitale partecipano EdF, Fiat (con il 46,17% del capitale), la "Carlo Cassara" del finanziere Romain Zaleski e tre banche (Banca di Roma, Sanpaolo-Imi, Banca Intesa). L'OPA su Montedison si conclude con successo nell'agosto 2001: con il 53% delle azioni Italenergia controlla Montedison e quindi Edison.

La vicenda, che per l'incalzante successione degli eventi assomiglia più a una guerra napoleonica che all'usuale ritmo degli italici affari, è però ben lungi dall'essere conclusa. L'affare Edison continua a fine 2001 con l'annuncio da parte di Montedison, Falck e Fiat di avere concordato e approvato un nuovo piano di sviluppo industriale "al fine di creare e sviluppare un operatore leader nel mercato italiano ed internazionale dell'energia elettrica e del gas", che prevede:

- la concentrazione in Montedison delle partecipazioni della Falck in Sondel e in altre società della Falck attive nella produzione di energia;
- la fusione per incorporazione in Montedison, che assume la denominazione "Edison", delle società Edison, Fiat Energia e Sondel (la nuova società incorpora quindi gli impianti CIP6 delle tre aziende);
- la progressiva dismissione delle altre attività Montedison.

Il tramonto dell'era Montecatini/Montedison sembra coincidere con l'inizio di una nuova avventura, questa volta energetica, del capitalismo italiano, ma questa speranza durerà poco.

A valle del suddetto accordo hanno luogo alcune operazioni di carattere finanziario, senza alcuna rilevanza sotto il profilo energetico: la società

Edison è incorporata in Italenergia, la cui denominazione viene cambiata in Edison, a sua volta controllata da una nuova società, Italenergia bis, con la stessa composizione azionaria di Italenergia.

Nel frattempo la crisi del settore auto mette in crisi l'intero gruppo Fiat. Così nel giugno 2002 alcune banche rilevano parte della quota Fiat in Edison e stipulano una serie di accordi, in base ai quali nel 2005 EdF si impegna a rilevare le azioni della Fiat, degli altri soci e delle banche, arrivando così, col 100% di Italenergia bis, al pieno controllo di Edison e della sua controllata Edipower.

L'esercizio delle opzioni da parte EdF rappresenta però un'operazione molto onerosa: circa 13 miliardi di euro, per di più con la spada di Damocle del diritto di voto limitato al 2%, vincolo che la società francese ha impugnato per violazione delle normative europee sulla libera circolazione dei capitali, ma ancora vigente. D'altra parte il governo e l'opinione pubblica faticano ad accettare il passaggio puro e semplice a un colosso come EdF del secondo produttore elettrico italiano, che è presente anche nel settore del gas.

Ha così inizio un balletto in due atti:

- nel gennaio 2005 EdF, invocando presunte violazioni, da parte di altri soci, degli accordi sottoscritti, avvia una procedura di arbitraggio per bloccare l'esercizio dell'opzione,
- fra febbraio e marzo 2005 prima le banche, poi i soci industriali, esercitano l'opzione a vendere a EdF le proprie quote in Italenergia, creando così i presupposti per l'intervento dei governi dei due paesi, che aprono una trattativa insieme ai potenziali partner industriali.

I due governi non si limitano ad agire dietro le quinte, esercitando qualche forma di *moral suasion*. Il mercato e le sue regole sono messi esplicitamente da parte e si tratta alla luce del sole. La generazione di energia è (o tale viene percepita) *issue* troppo strategica per lasciare libera di agire la mano invisibile. O, ipotesi altrettanto probabile, da entrambe le parti nelle imprese interessate alla trattativa vi è troppo di pubblico, perché il pubblico se ne possa disinteressare. Non a caso la trattativa si allarga subito, in modo da riequilibrarsi mettendo sul tappeto due temi contrapposti: il ruolo di EdF in Italia, il ruolo di Enel in Francia.

Il 6 maggio 2005 l'accordo è raggiunto:

- il blocco del diritto di voto a EdF in Edison cadrà non appena si sarà verificata la reciprocità sul mercato francese, cioè quando diverrà operativo l'accordo contestualmente raggiunto fra Enel ed EdF, che in particolare prevede la partecipazione dell'azienda italiana con una quota del 12,5% alla costruzione di sei impianti nucleari francesi (quota pari a circa 1.200 MW);
- è costituita una nuova società, Transalpina di Energia, partecipata pariteticamente da EdF e da DELMI, un'altra società fresca di conio, controllata da aziende italiane;
- Transalpina di Energia rileverà le quote di Italenergia in mano a terzi, dopo di che Italenergia uscirà di scena.

Il lettore che comprensibilmente abbia faticato a seguire questa labirintica vicenda, si accontenti della conclusione: Edison cade sotto il controllo di una società, a sua volta controllata alla pari da imprese italiane e da EdF. Rimane solo un'incognita da svelare: chi sono i cavalieri bianchi che, partecipando al capitale di DELMI, evitano la completa francesizzazione di Edison? Al 51% AEM di Milano, al 15% Enia, una ASPL emiliana, al 10% ciascuna SEL e Dolomiti (due ASPL del Trentino-Alto Adige), al 14% le solite banche. Nella composizione azionaria di Edison ci saranno ulteriori cambiamenti che, fino al 2011, non hanno però alterato in modo sostanziale l'assetto raggiunto nel 2005.

Un equilibrio precario per la disparità di peso fra un gigante (EdF) e i partner industriali italiani, che nei fatti portò Edison a muoversi preferenzialmente in funzione degli obiettivi del gruppo francese, anche in concorrenza con i soci nostrani³; equilibrio pertanto impossibile da conservare alla scadenza dell'accordo fra le parti (fine settembre 2011, con successiva proroga a fine novembre).

Con un capitalismo nostrano debole e l'Enel fuori gioco per i vincoli alla sua presenza posti dal decreto Bersani, da sole le ex-municipalizzate, abbastanza cresciute per partecipare ai grandi giochi, ma non a sufficienza per battersi alla pari con una grande impresa straniera, per di più controllata da un governo, il francese, in campo economico molto aggressivo, l'unico sbocco da dare alla trattativa non poteva che essere il trasferimen-

to alle aziende dei servizi pubblici locali presenti in Delmi di alcuni asset, in parte derivanti dallo smembramento di Edipower, e la contestuale cessione a EdF del pieno controllo su Edison.

Al di là delle ricadute di questo accordo sul futuro delle aziende dei servizi pubblici locali, la conclusione annunciata dell'affare Edison toglie di scena l'ultima delle grandi imprese private sviluppatesi grazie agli incentivi CIP6, svuotando d'ogni significato la giustificazione che se ne è data *ex-post*: avere promosso una pluralità di produttori elettrici pronti a giocare la partita della liberalizzazione del settore.

L'ENEL MULTINAZIONALE

La liberalizzazione del mercato, in particolare con l'obbligo per Enel di ridurre almeno al 50% la propria presenza come produttore e importatore, ha viceversa avuto effetti positivi, a conferma del fatto che le buone regole quasi sempre producono buoni risultati.

Impedita a crescere nel suo mercato tradizionale, Enel aveva davanti a sé due alternative: diversificare le attività o espandersi all'estero.

La seconda opzione ebbe un inizio stentato nei tardi anni '90, quando il vertice aziendale era più interessato a investimenti di diversificazione non sufficientemente meditati, come conferma un dato incontrovertibile: non crearono alcun valore all'azienda⁶.

In campo internazionale, Enel si limitò all'acquisto da Endesa delle società spagnole *Viesgo Generacion* (2.365 MW, 40% a carbone, 32% a olio combustibile, 28% idroelettrico) e *Viesgo Distribucion* (600.000 utenti)⁷ e all'avvio di attività nel settore delle rinnovabili in America.

Solo a partire dal 2002, con la sostituzione di vertici aziendali palesemente inadeguati a perseguire una strategia di sviluppo vincente, Enel si è mossa con coerenza lungo due direzioni:

- a. restringere in Italia la diversificazione al solo settore del gas, peraltro complementare a quello elettrico;
- b. puntare sull'internazionalizzazione delle attività.

La direzione b) non era agevole da percorrere. L'assenza di una cultura aziendale progressa in merito ai mercati internazionali⁸ rappresentava

un handicap tutt'altro che trascurabile. Inoltre, le molteplici opportunità create dalle liberalizzazioni in Europa occidentale e dalla privatizzazione delle imprese elettriche nei paesi ex-comunisti dell'Europa centro-orientale avevano già trovato compratori a condizioni più favorevoli di quelle offerte dal mercato negli anni 2000.

Il primo risultato di rilievo⁹ si verificò nel 2005, con l'acquisizione per 840 milioni di euro del 66% delle azioni della società *Slovenské Elektrárne* (SE)¹⁰, primo produttore di energia elettrica della Slovacchia e secondo dell'Europa centro-orientale, che nel 2010 ha immesso nella rete slovacca 21 TWh, prodotti per il 10,8% da impianti a carbone, per il 24,7% da centrali idroelettriche e per il 64,5% da impianti nucleari. A questi ultimi (Bohunice 3 e 4, Mochovce 1 e 2) per un totale di 1950 MW, si aggiungeranno nel 2013 le unità 3 e 4 di Mochovce.

Dopo la fallita OPA sul gruppo francese Suez, concepita per arrivare al controllo della società elettrica belga Electrabel¹¹, l'iniziativa internazionale del gruppo culmina nell'OPA, insieme ad Acciona, sulla spagnola Endesa¹² che, malgrado alcune cessioni imposte dalla Commissione europea, per capitalizzazione pone il gruppo italiano ai primi posti nel mondo (vedi oltre). Si tratta di un grande successo internazionale, anche se non si può trascurare il ruolo svolto dai governi dei due paesi¹³.

Alla società tedesca E.On¹⁴, uscita sconfitta nell'OPA per Endesa, andarono alcuni *asset* dell'ENEL e la proprietà di Endesa Italia, di cui circa un quarto degli impianti, in termini di potenza, venne girato al socio di minoranza ASM e quindi ad A2A. Grazie in particolare a questa acquisizione, nel 2011 E. On aveva in Italia una potenza installata di oltre 6.000 MW da fonti tradizionali e di 300 MW da rinnovabili, nonché più di 900.000 clienti complessivi tra energia elettrica e gas.

La Tabella XXXIII riassume una serie di informazioni su Endesa, che mettono in evidenza il salto di qualità e di quantità fatto da Enel con la sua acquisizione. Un cambiamento di pelle pagato a caro prezzo, 40,18 euro per azione di Endesa, cioè quasi il doppio della prima offerta di Gas Natural (Tabella XXXIV), che lascia il gruppo italiano con un indebitamento molto alto¹⁵, destinato ad accrescersi con l'acquisto nel 2009 delle azioni di Endesa in mano al costruttore edile Acciona (25% del pacchetto azionario) che hanno portato Enel a possedere il 92% della società, in pratica

il controllo totale, con un ulteriore esborso di circa 11,1 miliardi di euro: 8 in contanti e poco più di 3 miliardi mediante la cessione di attività relative alle rinnovabili.

È questo il prezzo pagato agli errori commessi dal top management nei secondi anni '90, quando, alla ricerca di diversificazioni in realtà prive di ritorni economici, rinunciò ad approfittare delle occasioni di acquisto sul mercato internazionale, allora abbondanti.

Tabella XXXIII - Dati su Endesa (2010)

Paesi	Spagna/Porto- gallo	America Latina	Resto di Europa	Totale
Potenza (MW)	23.116	15.835	1.191	40.141
Produzione (GWh)	67.049	62.415	1.020	130.484
Vendite (GWh)	106.894	67.275	1.048	175.217
Clienti (milioni)	11,729	13,272	-	25,001

Tabella XXXIV - Offerte delle diverse OPA su Endesa

Data	OPA	€/azione	Valore Endesa	ROE
Settembre 2005	Gas Natural	21,36	22,6 miliardi €	10,6%
Febbraio 2006	E.On	27,50	29,1 miliardi €	8,2%
Settembre 2006	E.On	34,5	36,5 miliardi €	6,6%
Febbraio 2007	E.On	38,75	41,0 miliardi €	5,9%
Marzo 2007	E.On	40,00	42,3 miliardi €	5,7%
Ottobre 2007	Acciona-Enel	40,18	42,5 miliardi €	5,7%

Se si aggiunge che nel portafoglio spagnolo di Endesa nel 2010 erano inclusi quasi 4.000 MW nucleari, cui in prospettiva, sulla base dell'intesa raggiunta nel 2005 su Edison, vanno aggiunti i per nulla certi 12.000 MW del nuovo programma nucleare francese, appare evidente l'obiettivo Enel di diversificare il mix produttivo a favore del nucleare, al quale il referendum del 12 e 13 giugno 2011 ha però tolto il potenziale petalo italiano. In Russia Enel ha il controllo di OGK-5, una delle sei società russe di

generazione destinate alla privatizzazione nel quadro della liberalizzazione del mercato elettrico locale, di cui ha acquistato progressivamente la partecipazione a partire dal 2007, lanciando un'OPA che si è conclusa nel marzo 2008. Nel 2011 Enel deteneva il 56,43% del capitale della società, che ha una capacità installata lorda di circa 8.200 MW, con quattro centrali termoelettriche situate nelle regioni più sviluppate e in rapida crescita, e precisamente:

- Konakovskaya GRES, alimentata a gas nella regione di Tver (Russia Centrale);
- Nevinnomysskaya GRES, alimentata a gas nella regione di Stavropol (Russia Meridionale);
- Reftinskaya GRES, alimentata a carbone nella regione di Sverdlovsk (Urali);
- Sredneuralskaya GRES, alimentata a gas nella regione di Sverdlovsk (Urali).

Nel 2011 sono entrati in esercizio due nuovi impianti a ciclo combinato a Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya, di 410 MW lordi ciascuno. Per garantire la propria presenza nel *trading* dell'energia, Enel partecipa anche al 49,5% a RusEnergoSbyt, con una quota del 4% della domanda del mercato russo. Infine, nel settore nucleare ha firmato un accordo di collaborazione con la società di ingegneria Rosatom per lo sviluppo di impianti nucleari in Europa centrale e orientale.

In Romania Enel è attiva nella vendita di elettricità, tramite Enel Energie ed Enel Energie Muntenia e nella distribuzione di elettricità tramite Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea e Enel Distributie Muntenia, complessivamente con 2,6 milioni di clienti.

Di particolare rilievo la costituzione, nel dicembre 2008, di Enel Green Power, la società del gruppo dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili in diverse parti del mondo.

In pochi anni Enel Green Power è diventata leader di settore a livello mondiale, grazie a circa 22 milioni di GWh prodotti nel 2010 con impianti idroelettrici, eolici, geotermici, fotovoltaici, a biomassa, per una capacità complessiva installata di circa 6.000 MW.

Queste, le acquisizioni più rilevanti. Tirando le somme, il mutamento di pelle del principale operatore italiano è stato notevole.

A metà 2011 era presente in 40 paesi del mondo, con una capacità instal-

lata netta di circa 96.000 MW e una produzione totale netta di energia elettrica nel 2010 di oltre 290 TWh, vendeva elettricità a oltre 59 milioni di clienti, di cui il 46% all'estero, grazie anche al controllo di 1.810.950 km di linee fra Europa e America Latina.

Il cambiamento di pelle è confermato dal confronto con la situazione a metà 2004, cioè immediatamente prima dell'effettiva entrata di Enel nell'agone internazionale. La potenza installata era pari a 45.700 MW, quasi tutta in Italia, tranne 3.700 MW fra la spagnola Viesgo e un certo numero di impianti oltre oceano, alimentati da fonti rinnovabili.

Secondo gli standard che prevedono almeno il 10% del fatturato proveniente da attività estere, nel 2005 ENEL, col suo modesto 5,6%, non era nemmeno classificabile fra le multinazionali¹⁶. Ormai il fatturato da attività estere è stabilmente sopra il 50%.

I risultati di questa strategia sono messi in evidenza dalla Tabella XXXV. Fra le *utility*, a fine 2009 nel mondo Enel era la più grande multinazionale come capitale investito e quinta per capitalizzazione di Borsa.

Tabella XXXV - Le utility multinazionali più grandi a fine 2009 (miliardi di euro)

Società	Capitale investito	Rank 2008
ENEL (I)	110.7	2
GDF SUEZ (F)	107.8	1
EDF (F)	94.0	4
EON (D)	81.7	3
Hydro Quebec (CDN)	39.7	6
Vattenfall (S)	34.7	9
Iberdrola (E)	34.6	5
RWE (D)	33.9	8
Gas Natural (E)	33.2	entra
Veolia (F)	31,2	7
EDP (P)	esce	10

Società	Capitalizzazione in borsa	Rank 2008
EDF (F)	76.8	2
GDF SUEZ (F)	68.58	1
EON (D)	58.2	3
BG Group (UK)	42.6	4
ENEL (I)	38.1	7
RWE (D)	35.7	5
Iberdrola (E)	35.0	6
Nationa Grid (UK)	18.8	9
Cez Group (CZ)	17.6	8
Fortum (FIN)	16.9	entra
Centrica (UK)	esce	10

LE AZIENDE DEI SERVIZI PUBBLICI LOCALI

I nomi di diverse aziende locali o di società da esse controllate, elencati nell'affare Edison, solo pochi anni prima non esistevano neppure. In parallelo alla trasformazione in società per azioni di Enel, un processo analogo si è infatti verificato per le aziende un tempo municipalizzate.

Con una legge del 1990¹⁷ queste ultime furono trasformate in aziende speciali, dotate di maggiore autonomia, con facoltà di trasformarsi in società per azioni, avendo però l'obbligo di conservare pubblica la maggioranza azionaria. Anche grazie a leggi successive¹⁸, viene stimolato il processo di trasformazione in società per azioni di un numero crescente di ex-municipalizzate e della progressiva quotazione in Borsa di diverse fra loro, mentre sparisce il divieto a cedere la maggioranza del pacchetto azionario. Le nuove opportunità di mercato che in tal modo si aprono, grazie al superamento dei vincoli territoriali e alla possibilità di ingresso in nuovi settori, porta molte ASPL ad assumere la struttura di imprese *multiutility* e ad effettuare operazioni di incorporazione o di fusione con altre aziende locali.

Ci limitiamo qui a prendere in esame i casi più rilevanti in sé o in relazione ai temi trattati da questo volume.

La più importante delle fusioni è stata quella fra AEM Milano e ASM

Brescia che, fra non poche difficoltà¹⁹, ha dato vita ad A2A. Attiva nella produzione di elettricità, nella vendita di elettricità e gas, nella gestione di reti elettriche e per il gas, nel teleriscaldamento, nel ciclo idrico integrato e nel settore ambientale, A2A è caratterizzata da un elevato livello di diversificazione.

Seconda in ordine di importanza è l'operazione realizzata dalla SEABO di Bologna, insieme con dodici imprese locali dell'Emilia Romagna, che ha dato vita alla società HERA, cui successivamente si sono aggregate META, l'ex-municipalizzata di Modena, e AGEA di Ferrara.

AEM di Torino e AMGA di Genova si sono fuse in Iride, che al momento della sua nascita aveva una capacità produttiva di 3.500 GWh/a, in buona parte in cogenerazione.

ACEGAS di Trieste e APS di Padova si sono unite in AcegasAps che, al momento della fusione, forniva energia elettrica a circa 140.000 clienti, prima di una serie di aggregazioni fra ASPL nel nord-est del paese.

Di rilievo anche la fusione delle tre aziende locali di Piacenza, Parma e Reggio Emilia in Eni, a sua volta, nel 2010, incorporata in Iride, che all'atto delle fusione ha cambiato nome (Iren).

ACEA si è invece sviluppata soprattutto attraverso l'acquisizione sia di diverse ATO (Ambiti Territoriali Ottimali del ciclo idrico integrato) nelle regioni centrali del paese, diventando la prima azienda italiana nel settore, sia di attività nel ciclo dei rifiuti. Ha inoltre partecipato con Acea/Electrabel alla realizzazione di impianti di produzione elettrica e alla gestione di Tirreno Power, fino al divorzio con il gruppo Gaz de France-Suez (controllante Electrabel), che ha acquisito il pieno controllo di queste attività. È però sbagliato considerare ottimale il livello raggiunto dalle aggregazioni fra le ASPL. I pur rilevanti processi di acquisizione e/o di fusione, realizzati a partire dagli anni '90, non hanno ancora portato a crescite dimensionali che consentano ai big del settore di gareggiare alla pari con i principali *player* operanti sul mercato energetico (lo si è visto nel caso di Edison).

Per di più il percorso di M&A, portato avanti con successo in passato, deve fare i conti con un panorama significativamente mutato. Le piccole aziende locali, interessanti da assorbire per un allargamento in territori contigui, sono sempre meno. Le possibili fusioni riguardano quindi soggetti dimensionalmente più rilevanti rispetto solo a pochi anni fa, il che

rende qualsiasi trattativa più complessa. Non esiste però altra via per uscire dall'*impasse* attuale, come confermano le ricorrenti ipotesi di integrazione fra i big del settore; condizione, questa, necessaria per la costituzione di un altro grande gruppo in Italia, ma probabilmente non sufficiente. Infatti, le cifre parlano chiaro. Nel 2010 il fatturato di EdF è stato di 65,2 miliardi di euro. A titolo esemplificativo, nello stesso anno, sommandoli arbitrariamente, i fatturati di A2A, di Iren e di Hera sono arrivati a 13,1 miliardi. Inoltre, si tratta di aziende gravate da non pochi debiti e con azionisti di maggioranza che, dopo i ripetuti tagli dei finanziamenti agli enti locali, da queste imprese si aspettano tutto l'ossigeno possibile, a inevitabile detrimento di una politica di espansione produttiva, che richiederebbe ulteriori investimenti rispetto a quelli per la gestione ordinaria. Anche i dati della produzione elettrica parlano lo stesso linguaggio. Sulla base del consuntivo del 2010 e tenendo conto delle acquisizioni di impianti derivanti dagli accordi con EdF, la somma delle tre suddette ASPL si avvicinava al 10% della produzione elettrica nazionale, non molto inferiore a quella di Edison, e pari a circa un terzo dell'apporto di Enel nel 2010. Un risultato tutt'altro che trascurabile, ma di per sé non sufficiente. La parità in termini produttivi con Edison non rimuoverebbe infatti la differenza a favore di quest'ultima, derivante dall'appartenenza a un gruppo che si chiama EdF. A titolo esemplificativo, non sarebbe facile ottenere le medesime condizioni per l'approvvigionamento del gas. Inoltre, Enel non è solo il principale produttore e distributore di energia elettrica e il terzo *player* nel gas in Italia, ma addirittura fattura di più all'estero che nella madrepatria. Insomma, una parte significativa dei fattori che mettono le aziende dei servizi pubblici locali in posizione minoritaria, non verrebbe comunque eliminata.

Le indicazioni che se ne possono trarre, sono abbastanza univoche. Anche supponendo di risolvere in tempi brevi le difficoltà di armonizzazione delle singole culture aziendali e di *governance* di una fusione, come quella qui esemplificata, per di più con troppi padroni politici (le amministrazioni comunali coinvolte), per crescere e misurarsi alla pari con EdF ed Enel un'aggregazione del genere dovrebbe necessariamente espandersi al di fuori dei confini nazionali, anche perché la possibilità di acquisire nuovi spazi produttivi in Italia è oggettivamente limitata²⁰.

Si tratta di un'alternativa che, fra le aziende sopra menzionate, solo A2A (e AEM prima) ha finora perseguito. Con esiti non entusiasmanti. Il tentativo di acquisire una posizione di controllo nella svizzera ATEL non è andato a buon fine; anche in questo caso ha vinto EdF. Gli investimenti in Montenegro pesano come un macigno sui conti aziendali. L'estero è opzione oggi probabilmente ineludibile, che tuttavia sconta l'handicap delle carenze nella cultura pregressa di A2A, per altro comuni a tutte le aziende dei servizi pubblici locali.

Inoltre, nell'ipotesi di acquisire la necessaria capacità culturale anche mediante opportune integrazioni dall'esterno (che dovrebbero riguardare pure i vertici aziendali), dove un siffatto raggruppamento potrebbe reperire le risorse finanziarie necessarie per espandersi all'estero, vista la comprensibile riluttanza dei comuni interessati ad avallare investimenti in terre incognite?

Ci sarebbe forse la massa critica necessaria per una joint-venture con un'impresa straniera di dimensioni meno ingombranti di EdF e già presente sui mercati internazionali, ma andrebbe contestualmente risolto il problema del semaforo verde da parte delle amministrazioni locali.

Insomma, gli spazi per un futuro diverso dal presente delle ASPL di maggiori dimensioni esistono, ma sono molto ristretti.

Note

1. A conclusioni analoghe, anche se di tipo qualitativo, pervenne l'allora direttore del Centro studi di Confindustria (G. Galli, *Intervento all'audizione dei rappresentanti di Confindustria*, Indagine conoscitiva della X Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo della Camera, 22 novembre 2001).
2. *Modalità di alienazione delle partecipazioni azionarie di Enel S.p.A. in Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A.*, D.P.C.M. 8 novembre 2000. Di questo divieto ci si "dimenticò" quando la compresenza in Edipower di soci a controllo pubblico superò largamente il 30%.
3. A. Marchi, R. Marchionatti, *Montedison 1966-1989. L'evoluzione di una grande impresa al confine tra pubblico e privato*, Milano, 1992.
4. *Disposizioni urgenti per salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici*, Decreto Legge 192/2001.
5. Emblematica la concorrenza con A2A sul mercato del gas.

6. Affermazione contenuta nella relazione del nuovo amministratore delegato all'Assemblea dei soci Enel del 2002.
7. Acquisto di fatto obbligato, rientrando nel quadro dell'operazione che aveva portato Endesa all'acquisizione di Elettrogen.
8. La legge del 1962, istitutiva dell'Enel, vietava espressamente al nuovo ente economico di svolgere attività all'estero, tanto che, per ovviare a questo giacobinismo normativo, fu necessaria una legge ad hoc per consentire a Enel di partecipare al progetto francese *Superphénix* (Capitolo VIII).
9. Molte delle informazioni contenute in questo paragrafo sono tratte da documentazioni Enel.
10. Le restanti azioni sono del *National Property Fund*, controllato dal ministero dell'economia della repubblica slovacca.
11. L'esito negativo della tentata OPA su Suez, cui il governo francese rispose con la fusione di Suez con Gaz de France, è almeno in parte addebitabile ai tipici errori di un'azienda che sta facendo apprendistato in campo internazionale.
12. G.B. Zorzoli, *Riflettendo su OPA e fusioni*, "Nuova Energia", n. 3, 2007.
13. Nel medesimo periodo erano in corso due iniziative di gruppi spagnoli su Autostrade e su Telecom Italia, che consentirono al governo italiano di ottenere da quello spagnolo il via libera su Endesa.
14. Il Gruppo E.ON è tra i più grandi gruppi energetici privati al mondo, presente in più di 30 paesi, nel 2010 con oltre 26 milioni di clienti, un fatturato di 92,9 miliardi di euro e un utile netto rettificato pari a circa 4,8 miliardi di euro.
15. L'indebitamento salì da 11,7 a 56 miliardi, successivamente diminuito anche attraverso dissemissioni: al 31.12.2010 l'indebitamento finanziario netto era pari a poco più di 44,9 miliardi.
16. F. Locatelli, *L'Enel ora è più grande. Deve diventare più forte*, "Il Sole - 24 Ore", 13 marzo 2008.
17. *Ordinamento delle autonomie locali*, Legge 8 giugno 1990 n. 142.
18. Per tutti gli anni '90 gli interventi legislativi hanno mirato a estendere la liberalizzazione anche a livello locale e a promuovere la privatizzazione delle ASPL. A cavallo fra i due secoli si è però verificata un'inversione di tendenza, appoggiata da una non esplicita ma efficace maggioranza *bipartisan* in parlamento (G.B. Zorzoli, *Vento gelido sulle liberalizzazioni*, "Staffetta Quotidiana", 3 novembre 2006).
19. G.B. Zorzoli, *AEM e ASM finalmente sposi se il diavolo non ci mette lo zampino*, "Nuova Energia", n. 5, 2006; G.B. Zorzoli, *La fusione fredda*, "Staffetta Quotidiana", 5 giugno 2007; A. Clò, *Il progetto di fusione AEM-ASM*, relazione al Convegno "Problemi sul tavolo", Milano, 2007.
20. G.B. Zorzoli, *Edison, il futuro è scontato (a meno che...)*, "Nuova Energia", n. 5, 2011.



Capitolo XV

CONCORRENZA VO' CERCANDO

Un paio di annotazioni preliminari, che agli occhi di qualsiasi studioso di economia appariranno rozze, insufficienti e banali.

In un mercato tradizionale, in assenza di intese collusive la molteplicità dell'offerta dovrebbe garantire il massimo beneficio per il consumatore, purché tutti i soggetti in campo abbiano le medesime informazioni.

Le autorità preposte alla sorveglianza della concorrenza servono infatti a monitorare i mercati e a sanzionare gli accordi fra produttori a danno dei consumatori, ma anche, per esempio, forme di pubblicità ingannevole, che violano il principio della corretta informazione.

Le asimmetrie informative rimangono però un fenomeno ineliminabile, che entro certi limiti riduce le potenzialità dei mercati concorrenziali.

Altre asimmetrie sono create dai differenti livelli e modalità del protezionismo nei diversi paesi: nessuno, infatti, può dichiararsi completamente non colpevole, ma la situazione attuale, malgrado un avanzato processo di globalizzazione e le regole poste dalla *World Trade Organization* (WTO), presenta un mondo popolato da figli e figliastri; da paesi sfacciatamente protezionisti e da altri che, come il sesso nell'epoca vittoriana, lo fanno di nascosto e, quindi, in modo limitato.

A queste imperfezioni comuni a tutti i mercati, quello elettrico ne aggiunge di proprie.

I LIMITI OGGETTIVI DEL MERCATO ELETTRICO

Dai capitoli precedenti sono già emersi limiti oltre i quali il mercato elettrico non può spingersi. Può esistere a monte nella produzione e nell'import di elettricità, però entro i limiti della capacità delle reti interne e transfrontaliere, e in tutte le transazioni di compravendita, anch'esse condizionate dalla capacità delle reti di trasmissione e distribuzione.

Ne conseguono limitazioni nel commercio di elettricità, provocate da congestioni, le quali nelle ore di domanda elevata creano le cosiddette *zone* all'interno di una rete elettrica formalmente integrata che, riducendo l'offerta disponibile, diminuiscono di altrettanto la concorrenza e in parallelo impediscono a determinati impianti di vendere elettricità, in quanto sovrabbondanti all'interno della propria zona.

La conseguenza di questo stato di cose per l'Italia emerge con evidenza confrontando i dati di Tabella XXXVI, relativi alla variazione dell'indicatore di competitività nella *produzione* elettrica HHI¹ fra il 2005 e il 2010 con quelli di Tabella XXXVII, dove per gli stessi anni viene riportato l'andamento dell'indice per le *vendite* in diverse zone del paese.

Poiché la competitività cresce al diminuire di HHI, quella relativa alla produzione elettrica complessiva del paese è in costante miglioramento: nel 2010 l'indice è sceso sotto 1200, considerata la soglia della competitività, mentre a causa della frequente zonizzazione diminuisce la competitività nelle vendite andando da Nord a Sud. Tuttavia, mentre le regioni centro-meridionali hanno negli anni migliorato la loro situazione, questa nelle isole è rimasta grave e praticamente inalterata, anche se a partire dal 2010 migliora per la Sardegna, grazie all'entrata in funzione dell'elettrodotto Sapei (Capitolo IV, nota 8).

Gli effetti negativi delle frequenti zonizzazioni sono messi in evidenza dagli indici HHI per le vendite, più alti di quelli relativi alla produzione e con una meno evidente tendenza a diminuire fra il 2005 e il 2010, con valori particolarmente elevati nelle isole.

Un'ulteriore conferma viene da un'analisi regione per regione, da cui risulta che, durante il 2010, nelle regioni del Centro-Nord il contributo alla generazione regionale dei primi tre operatori è inferiore alla loro quota di capacità installata, mentre nelle regioni del Sud si verifica l'opposto².

Tabella XXXVI - Andamento HHI per la produzione elettrica italiana

Anno	2005	2006	2007	2008	2009	2010
HHI	1910	1660	1470	1380	1280	1126

Fonte: Elaborazione dati Autorità per l'energia

Tabella XXXVII - Andamento HHI annuali relativi alle vendite su MGP per zona del paese

Anno	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
2005	1474	4219	3526	4421	3991	3378
2006	1345	4051	3666	2641	4267	3241
2007	1369	3742	3524	2020	3668	3207
2008	1460	3765	3272	1786	3696	3384
2009	1325	3495	2616	2105	3836	3585
2010	1345	3216	2929	1868	3596	3647

Fonte: GME, *Relazione annuale 2010*, Roma, 2011.

Cambiare questo stato di cose non è agevole. Le linee di trasmissione sono ridotte in numero e, soprattutto in un territorio densamente antropizzato come l'europeo, potenziabili con difficoltà. Il loro assetto è altresì il frutto di una storia dominata da monopoli verticalmente integrati, che ha portato a realizzare sistemi progettati per vettoriare l'energia secondo criteri di ottimizzazione tecnica (localizzazione degli impianti, regole di dispacciamento), quindi di norma oggi sottodimensionati, perché non concepiti per favorire scambi massicci tra sistemi con costi marginali diversi. Per di più entro un insieme di convenienze che, rispetto al periodo monopolistico, là dove la rete di trasmissione non è indipendente dalla generazione, ha ridotto gli investimenti, perché poco appetibili³.

Ancora più critiche sono le limitazioni poste ad esempio dalla modesta capacità di interconnessione fra le reti nazionali europee, che rende difficile l'effettiva realizzazione del mercato unico europeo dell'elettricità, dove in pratica l'unica regione a ciò assimilabile è quella che include Francia, Germania, Belgio, Olanda e Lussemburgo, anche se non vi sono mancati fenomeni speculativi.

Inoltre, a parità di altre condizioni, le perdite di rete crescono linearmente con la distanza, impedendo di fatto la globalizzazione del commercio dell'elettricità, il cui mercato nella migliore delle ipotesi rimane *regionale*. Eppure, come risulta dalla Tabella XXXVIII, il passaggio da assenza a presenza di interconnessione aumenta in misura significativa la competitività (fa eccezione il Regno Unito, dove il valore di HHI era già molto basso).

Tabella XXXVIII - Impatto delle interconnessioni sugli indicatori HHI

Indicatori	Francia	Belgio	Germania	Italia	Spagna	Regno Unito
Senza interconnessione	8592	8307	1914	4150	2790	1068
Con interconnessione	6505	5332	1160	3544	1945	1004

Fonte: European Commission, *Report on Energy Sector Inquiry*, Bruxelles, 2007.

I vincoli delle reti non sono soltanto fisici. Qualsiasi tentativo di promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendita di elettricità presuppone l'esistenza di regole di funzionamento delle reti che garantiscano la libertà di accesso a tutti i fornitori e acquirenti di energia, senza discriminazioni o distorsioni e in un regime di massima trasparenza.

Queste regole *devono* necessariamente essere molto *stringenti*. Non siamo infatti in presenza di un sistema di trasporto meramente passivo, come lo è invece una normale arteria stradale, dove interventi regolatori hanno luogo solo per eccezione, in casi di emergenza. Per di più, le reti elettriche sono caratterizzate da notevoli complessità gestionali, che si prestano a decisioni operative dove, sotto il manto di inderogabili esigenze tecniche, è relativamente agevole mascherare scelte discriminatorie. E, rispetto ad altre reti (telecomunicazioni, trasporti), non hanno alternative tecnologiche.

Last, but not least, è limitata la capacità del piccolo consumatore, soprattutto domestico, di comprendere correttamente e in modo compiuto la propria bolletta, malgrado gli sforzi, in Italia, dell'Autorità per l'energia di renderla leggibile, e ancora inferiore è quella di orientarsi fra le offerte di vendita dell'energia elettrica. In questo caso la simmetria informativa è ai minimi termini.

EPPUR SI MUOVE

Il principale indicatore del successo di un'economia di mercato è l'andamento dei prezzi.

Un pregevole studio di De Paoli e Gulli⁴ ha ricostruito l'andamento dei

prezzi dell'energia elettrica in Italia fra il 1996 e il 2009, cioè prima e dopo la liberalizzazione, depurandoli dalle componenti esogene, fiscalità e quelle riconducibili alla dinamica dei prezzi del greggio (cui sono ancorati quelli del gas).

La Figura 38 riporta i risultati del loro studio per tre categorie di consumatori:

- grande industria
- media industria
- domestici (2.700 kWh/a).



Figura 38. ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ELETTRICITÀ IN ITALIA, DEPURATI DEI FATTORI ESOGENI

Fonte: L. De Paoli, F. Gulli, *Bilancio della liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas in Italia: 1999-2009*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 2010.

Il grande consumatore industriale, collegato all'alta tensione, ha costi di rete relativamente esigui: il suo andamento è quindi rappresentativo di quello dei prezzi sul mercato all'ingrosso. Poiché non si riesce a individuare una chiara tendenza alla diminuzione, apparentemente la liberalizzazione non ha prodotto alcun effetto. Può darsi però che il potere contrattuale della grande impresa fosse già prima della liberalizzazione sufficientemente forte da strappare al monopolista prezzi convenienti. La sostanziale invarianza dei prezzi all'ingrosso è confermata dall'andamento di quelli del medio consumatore industriale (con prelievo in

media tensione) e del piccolo utente domestico, che si approvvigiona in bassa tensione: per entrambi tendenzialmente decrescente. Che il diverso effetto della liberalizzazione dipenda dagli oneri di rete, lo conferma il loro andamento decrescente nel tempo (Figura 39). Il merito è quindi da attribuire alla politica tariffaria portata avanti dall'Autorità per l'energia, già sottolineata nel Capitolo XI, di cui si ha qui conferma anche in termini quantitativi.



Figura 39. ANDAMENTO DELLE TARIFFE PER L'USO DELLA RETE ELETTRICA IN ITALIA

Fonte: L. De Paoli, F. Gullì, *Bilancio della liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas in Italia: 1999-2009*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 2010.

Tuttavia, i dati di Figura 38 si fermano al 2009, mentre l'azione congiunta della sovraccapacità produttiva, della crescita della generazione elettrica da rinnovabili (con il fotovoltaico che immette elettricità in rete nelle ore di massima richiesta) e di un tendenziale contenimento della domanda per soddisfare gli obiettivi del pacchetto comunitario energia/clima è destinata a fare sentire il suo effetto anche sulla formazione dei prezzi all'ingrosso, come conferma la Figura 40, che riporta l'andamento mensile dello *spark spread* fra il 2005 e il 2010. Lo *spark spread* è la differenza tra il prezzo di vendita dell'energia e il costo del combustibile, pari cioè al margine operativo degli impianti. Ebbene, esso tende a diminuire, fe-

nomeno che ha subito un'accelerazione fra la fine del 2009 e l'inizio del 2010, quando la nuova capacità resa disponibile e una modesta crescita della domanda (in questo caso dovuta a cause congiunturali) hanno schiacciato e "congelato" le quotazioni tra i 60 e i 70 €/MWh, decretando, in presenza di un graduale aumento dei costi, una progressiva erosione dello *spark spread*, fino a raggiungere margini operativi negativi.

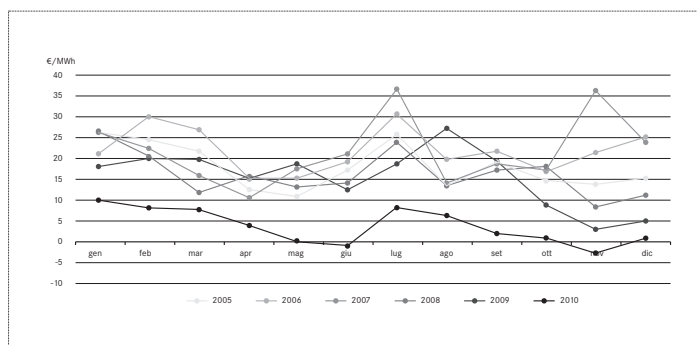


Figura 40. ANDAMENTO DELLO SPARK SPREAD MENSILE

Fonte: GME, *Relazione annuale 2010*, Roma, 2011.

Che questo sia il trend, lo conferma la Figura 41, che mette a confronto l'andamento dei prezzi spot sulle principali borse elettriche europee. Quelli italiani sono i più elevati, ma il differenziale tende a ridursi e nel 2010, malgrado il rincaro del prezzo del gas, quello del kWh non cresce. D'altra parte un'autorevole conferma viene dal Rapporto 2011 sulle liberalizzazioni dell'Istituto Bruno Leoni⁵. Il mercato elettrico continua non solo a essere quello in costante crescita, con il massimo indice di liberalizzazione fra i sedici settori esaminati, ma rimane ancora di dieci punti superiore a quello del gas naturale e quasi una volta e mezzo l'indice Italia, viceversa stazionario (Tabella XXXIX).

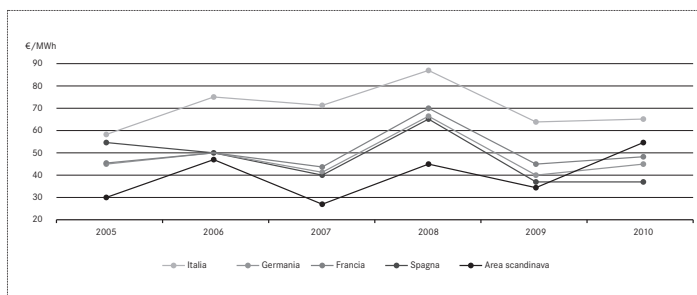


Figura 41. ANDAMENTO DEI PREZZI SPOT SULLE PRINCIPALI BORSE ELETTRICHE EUROPEE

Fonte: GME, *Relazione annuale 2010*, Roma, 2011.

Tabella XXXIX - Indici di liberalizzazione Istituto B. Leoni

Mercato	Rapp. 2007	Rapp. 2008	Rapp. 2009	Rapp. 2010	Rapp. 2011
Elettrico	63	65	69	71	72
Gas	48	54	52	55	62
Italia	47	47	49	48	49

Un'ultima riprova viene dalla continua diminuzione del potere di determinazione del prezzo da parte di Enel (IOM: Indice Operatore Marginale), messo in evidenza nella Figura 42. L'andamento dell'indice mostra come il potere di mercato di ENEL sia ridotto notevolmente dall'apertura del mercato alla concorrenza, sebbene nelle isole mantenga una posizione dominante.

In particolare nel 2009 IOM ha subito una sensibile riduzione in tutte le zone, attestandosi fra il 24% e il 29% nelle zone continentali e tra il 36% (Sicilia) e il 40% (Sardegna). In secondo luogo, tale riduzione non è andata soltanto a favore dei principali operatori, ma ha interessato in buona parte anche le imprese di dimensioni minori. Infine, la riduzione in generale ha colpito tutte le fasce orarie, con valori tra il 22% e il 26% nelle ore lavorative, registrate nelle zone continentali. Tuttavia, nelle isole e durante le ore festive l'indice presenta valori più elevati (39%), confermando la criticità, in particolare per la Sicilia⁶.

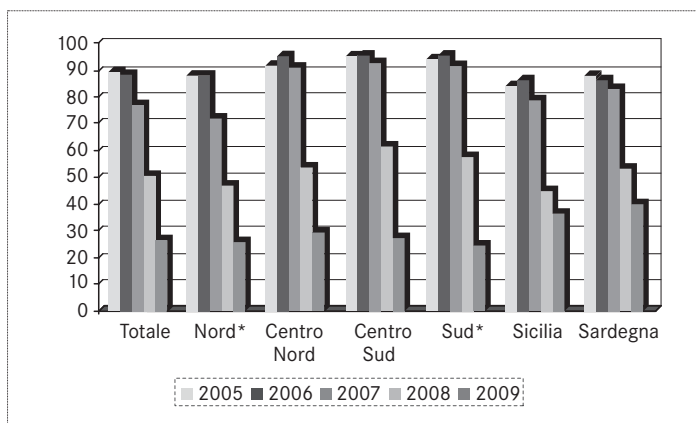


Figura 42. ANDAMENTO INDICE IOM

Fonte: M. Beccarello, *Il mercato elettrico Lezione n. 16*, 06/05/2011, www.disat.unimib.it/ita/corso/PDF/Beccarello/Economia%20Amb-Sost/Lezione%2016.pdf.

LA DINAMICA DEGLI OPERATORI

Secondo un censimento effettuato da TERNA, nel 2010 erano attivi nel settore elettrico 1.841 operatori, fra cui 172 distributori.

Il 2010 ha registrato anche il nuovo massimo di società iscritte ai mercati elettrici del GME, salite a 202, un numero indicativo della vivacità del mercato italiano, tutt'altro che ingessato.

La sua dinamica risulta ancora più evidente se si entra nel dettaglio delle variazioni delle quote percentuali dell'energia destinata al consumo, prodotta dai maggiori operatori nazionali.

Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal GSE al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni.

La Figura 43 indica che, rispetto al 2009, il gruppo Enel riduce in misura consistente la propria posizione, da 34,2% a 28,4%, a vantaggio dei concorrenti, fra cui in posizione mediana si colloca EGL Italia, un nome che pochi anni prima era del tutto assente.

EGL, che fa parte del gruppo Axpo, principale società di energia in Sviz-

zera, la quale fornisce energia elettrica a circa 3 milioni di persone in Svizzera e a migliaia di aziende in Europa, è un operatore verticalmente integrato nel settore energetico, attivo sia nel mercato dell'energia elettrica, sia in quello del gas naturale; in entrambi opera come partner energetico delle imprese, grandi, medie, piccole. A questi mercati fisici si aggiungono quelli complementari dei CV e dei TEE.

A metà 2011 in Italia EGL disponeva di un parco centrali a ciclo combinato a gas naturale per una potenza installata complessiva di 1.800 MW (valore relativo alla quota EGL) e di 230 MW eolici.

In un paese fortemente dipendente da pochi fornitori esteri di gas naturale è di particolare rilievo il suo progetto *Trans-Adriatic Pipeline* (TAP), un gasdotto di 513 km, di cui 117 sottomarini, che permetterà il trasporto di circa 10 miliardi di metri cubi di gas naturale proveniente dalla regione del mar Caspio, dalla Russia e dal Medio Oriente.

Passando alla vendita (Tabella XL) nel 2010 il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale, pur registrando una diminuzione di circa sei punti percentuali rispetto al 2009 (dal 46% al 40%), quasi interamente dovuta al calo della quota relativa alle vendite ai clienti non domestici. Nel segmento domestico Enel si conferma comunque l'operatore più importante, con una quota di quasi 83%⁷.

Sempre nel 2010, il mercato libero ha raggiunto, in volume, il 67,8% del totale, mentre il mercato tutelato è sceso al 29,9% e quello della salvaguardia ha contato solo per il 2,4%⁸.

Altrettanto significativo, nel 2010, il tasso di *switching*⁹ totale, risultato pari al 25,7%, in termini di volumi distribuiti, e che ha coinvolto il 5,9% della clientela del mercato elettrico. Il 4,1% dei clienti domestici e il 12,4% dei clienti non domestici ha cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 5,2% e al 31,4%¹⁰.

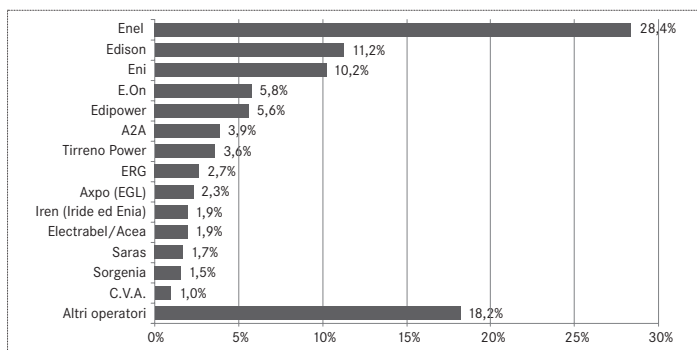


Figura 43. CONTRIBUTO DEI MAGGIORI GRUPPI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO NEL 2010 - DATI IN PERCENTUALE

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta- 2010*, Roma, 2011.

Tabella XL - Vendite al mercato finale per gruppo e per tipologia di cliente (2010, GWh)

Società	Clienti domestici	Clienti BT	Clienti MT	Clienti AT AAT	Totale
Enel	52.118	38.439	11.981	3.654	106.191
Edison	910	3.897	10.818	8.156	23.781
Electrabel Acea	2.925	3.096	4.918	4.057	14.996
Ani	567	462	4.733	4.784	10.547
A2A	1.787	2.674	3.616	1.609	9.686
Sorgenia	440	4.717	4.113	315	9.585
EOn	167	2.442	5.120	1.467	9.196
Energetic Source	37	2.171	4.460	1.409	8.077
Hera	478	2.409	4.244	315	7.445
Iren	1.006	1.330	2.429	1.021	5.786
Modula	6	335	551	2.850	3.742

Società	Clienti domestici	Clienti BT	Clienti MT	Clienti AT AAT	Totale
RePower	-	1.744	1.822	6	3.572
Exergia	0	804	2.031	209	3.045
EGL	-	316	1.424	1.166	2.907
CIE	1	948	1.803	-	2.752
Dolomiti Energia	446	1.044	1.156	5	2.651
Assoutility	-	97	2.245	109	2.451
Agsm Verona	278	529	1.460	46	2.313
Telecom Italia	-	737	1.416	-	2.152
Confcom- mercio	-	578	699	-	1.277
Altri operatori	1.880	7.989	20.283	3.460	33.612
Totale	63.047	76.757	91.322	34.639	256.765

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - 2010*, Roma, 2011.

IL CONFRONTO CON GLI ALTRI

La Figura 44 riporta la quota di mercato nei paesi dell'Unione Europea coperta nel 2009 dal principale produttore: la percentuale dell'Italia è una delle più basse.

Questo stato di cose esce rafforzato dall'esame dell'evoluzione del processo di liberalizzazione nei quindici paesi che per primi hanno aderito all'Unione Europea (UE - 15)¹¹. Fra il 1999 e il 2008 la quota di mercato coperta dal principale produttore elettrico è scesa dal 59% al 49%, ma quella dei primi tre produttori è rimasta ferma intorno al 75%, mentre in Italia scende dal 69% nel 2000 al 58% nel 2008¹².

Insomma, il confronto internazionale consente di concludere che il processo di apertura del mercato elettrico in Italia ha avuto esiti sostanzialmente positivi.

Non altrettanto si può dire per un fattore che abbiamo fin qui trascurato: la capacità del paese di produrre innovazione nel settore energetico.

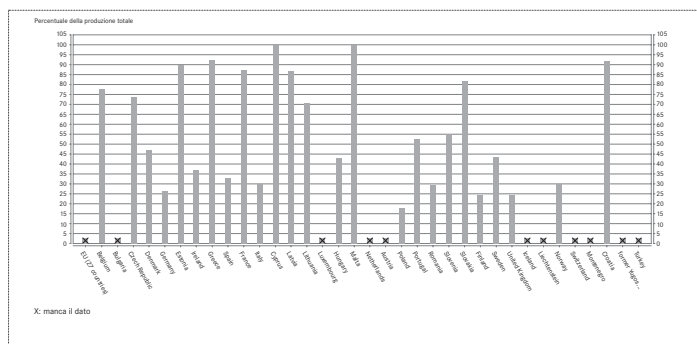


Figura 44. QUOTA DI MERCATO NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA COPERTA NEL 2009 DAL PRINCIPALE PRODUTTORE ELETTRICO

Fonte: Eurostat

Fra il 1998 e il 2007, le domande di brevetto riguardanti le tecnologie energetiche presentate a livello mondiale sono pervenute per il 22,5% dal Giappone, per il 18% dalla Germania, per il 17,4% dagli Stati Uniti, mentre all'Italia spetta solo il 2,5%, una percentuale molto distante da quella degli altri grandi paesi. Ancora peggiore è il confronto per le nuove energie a bassa emissione di carbonio, dove l'Italia scende all'1,8% del totale¹³. In un'analisi di campo sulle pubblicazioni scientifiche e sulle domande di brevetto presentate a livello globale nei diversi settori energetici nel 2010, l'Italia si è classificata rispettivamente sesta e nona fra i dieci principali paesi per dimensione economica¹⁴. Dati che confermano come le insufficienti risorse nel nostro paese destinate alla R&S, anche quando producono risultati di eccellenza, incontrano difficoltà maggiori che altrove a tradursi in innovazione industriale.

Non aiuta a superare questo stato di cose l'assenza di un'efficace politica governativa a favore dell'innovazione tecnologica, come dimostra il fallimento dell'ambizioso progetto "Industria 2015". Varato nel 2006, non è

mai decollato per il mancato trasferimento dei previsti finanziamenti alle imprese italiane che sul progetto avevano scommesso (e preventivamente investito).

Quando, giustamente, ci si preoccupa dei costi delle fonti energetiche importate, che pesano sul PIL per alcuni punti percentuali, quasi sempre ci si dimentica del parallelo deficit tecnologico, che influenza altrettanto negativamente l'evoluzione del PIL.

Note

1. *L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI)*, usato soprattutto per misurare il grado di concorrenza presente in un determinato mercato, è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (esprese in percentuale) di ciascun agente. Il valore di HHI è sempre positivo: se è compreso tra 1.000 e 1.800 indica che il mercato è moderatamente concentrato. Un valore dell'indice superiore a 1.800 si registra in mercati concentrati. Ovviamente non può fornire indicazioni su intese collusive, tuttavia, quando HHI è basso, la presenza di un numero maggiore di attori ne rende meno agevole il perseguimento.
2. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta - 2010*, Roma, 2011.
3. R. Wherry, *Forbes Magazine*, 3 maggio 2001. Anche in Italia - se n'è fatto cenno nel Capitolo XI - abbiamo pagato le conseguenze di un lungo periodo di blocco sostanziale negli investimenti fra il primo aprile 1999 (avvio del processo di liberalizzazione) e il 15 settembre 2005, periodo in cui Terna rimase sotto il controllo Enel, che ovviamente aveva scarso interesse a realizzare investimenti in un settore meno redditizio di altri, per di più in alcuni casi portando a potenziamenti della rete che avrebbero favorito la concorrenza, come conferma la discontinuità negli investimenti dopo il 2005.
4. L. De Paoli, F. Gulli, *Bilancio della liberalizzazione del mercato dell'elettricità e del gas in Italia: 1999-2009*, "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", n. 2, 2010.
5. Istituto Bruno Leoni, *Indice delle liberalizzazioni 2011*, Torino 2011.
6. M. Beccarello, D. Floro, *Mercato elettrico*, ivi.
7. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *cit.*
8. *Ivi.*
9. *Switching* è il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:
 - il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;

- lo *switch back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
 - lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.
10. Autorità per l'energia elettrica e il gas, *cit.*
 11. Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Spagna, Svezia.
 12. S. da Empoli, S. Benedettini, A. Fiorini, *Analisi e impatto economico delle liberalizzazioni sul mercato energetico italiano ed europeo*, Roma, 2010.
 13. Istituto per la competitività, *Rapporto I-Com 2011 sull'innovazione energetica*, Roma, 2011.
 14. *Ivi.*

Capitolo XVI

GIANO BIFRONTI

I due decenni a cavallo della fine del XX secolo hanno visto partire e diffondersi, anche in Europa, i processi di apertura dei mercati elettrici.

Non è stata un'impresa facile, né scevra da errori.

Per ottenere l'unanimità dei consensi, l'Unione Europea è stata costretta a scelte parziali. Infatti, non è sufficiente liberalizzare sul lato della domanda, consentendo ai clienti finali di approvvigionarsi di elettricità come e dove vogliono, se fin dall'inizio non vi è abbastanza concorrenza sul lato dell'offerta. Saggiamente l'Italia vi ha ovviato introducendo limiti alla produzione dell'*incumbent*, ma i rimedi antitrust possono risultare più facilmente efficaci per tutelare *una concorrenza che già esiste*, ma appaiono spesso inadeguati a creare *una concorrenza che non esiste*, cioè a favorire la nascita di un mercato concorrenziale in settori caratterizzati da storiche situazioni di monopolio. Complice una rete non ancora completamente adeguata, a causa anche della rinuncia del decreto Bersani a sottrarla immediatamente al controllo dell'*incumbent*, in certe zone del paese, nelle ore più critiche, Enel conserva spesso il potere di definire il prezzo. Non va infatti dimenticato che obiettivo primario della liberalizzazione è promuovere una concorrenzialità sufficiente a far sì che tendenzialmente i prezzi scendano.

Condizione irrinunciabile perché ciò avvenga, è un'offerta costantemente abbondante rispetto alla domanda e distribuita fra un numero adeguato di soggetti in effettiva concorrenza fra loro.

Purtroppo il mercato elettrico fatica a soddisfare questo requisito; in questo l'Italia costituisce una positiva eccezione.

La sovrabbondanza di offerta presenta infatti per i produttori elettrici rischi di gran lunga superiori a quelli esistenti in altri comparti industriali. Impianti ad alta intensità di capitale, come quelli per la generazione elettrica, per essere remunerativi devono avere garantiti periodi di funzionamento

appropriati alla loro funzione (di base, intermedia, di punta) che, con i consueti tassi di ammortamento, si prolungano per un numero di anni molto superiore a quelli richiesti da altri impianti produttivi, mentre, al contrario di questi, devono contare su dimensioni di mercato più ridotte.

Lo abbiamo già ricordato, il mercato elettrico non è globalizzabile e, per quanto umanamente prevedibile, non lo sarà nemmeno in futuro. Si può esportare energia elettrica all'interno dell'Europa (anche in questo caso con qualche non trascurabile limite), certo non dall'Europa alla Cina (o viceversa).

Inoltre, il fatto che l'energia elettrica sia stata finora un bene poco immagazzinabile rende ancora più a rischio una sovrabbondanza di offerta, per cui, senza regole ad hoc che la stimolino, nei mercati liberalizzati è quasi inevitabile un andamento tendenziale verso sovraccapacità minori rispetto a quelle dell'era dei monopoli¹.

Un'altra caratteristica importante per competere è la rapidità con cui si risponde alle mutate condizioni del mercato. Viceversa i tempi di sostituzione e di ammodernamento degli impianti elettrici rendono lenta già per ragioni strettamente tecniche la modifica delle caratteristiche e dei costi della produzione, cui si aggiungono le difficoltà autorizzative, particolarmente gravi e onerose in Italia.

I limiti spaziali del mercato elettrico e la pressoché ferrea regola della fornitura *just in time*, insieme alle dimensioni elevate delle risorse finanziarie richieste, rendono altresì da un lato difficile l'ingresso di nuovi operatori e dall'altro inevitabile la tendenza alla concentrazione, col risultato di rendere altamente probabile una configurazione oligopolistica². Ne è una riprova l'invarianza intorno al 75% della quota di mercato coperta mediamente in Europa dai primi tre produttori (Capitolo XV).

La tendenza alla concentrazione è processo comune a quasi tutti i comparti industriali e finanziari, ma altrove gli effetti sono stati, almeno in parte, compensati dalla parallela crescita della globalizzazione.

Anche il luogo canonico degli scambi, la Borsa, per il settore elettrico dell'Europa continentale raramente registra liquidità elevate e spesso si colloca intorno al 10%.

Questo stato di cose, oltre a portare a un aumento tendenziale dei prezzi, ovviamente causa la loro volatilità con margini di oscillazione molto più elevati di quelli di altri beni, anche affini (come i prodotti petroliferi), a

causa della ristretta liquidità di molte Borse elettriche (senza le transazioni effettuate dall'Acquirente Unico anche l'IPEX rientrerebbe in questa categoria). D'altra parte una Borsa con scarso peso sulla formazione dei prezzi rende opaco il mercato.

L'apertura, per quanto faticosa³, del mercato elettrico deve altresì fare i conti con vincoli esogeni, ma non per questo meno importanti per i cittadini consumatori.

I VINCOLI ESOGENI

Lo sviluppo di un mercato competitivo non è l'unico obiettivo prioritario che si pongono sia l'Unione Europea, sia gli stati membri. Non meno importante viene considerato il perseguimento della *sicurezza nell'approvvigionamento* dei combustibili, visto che la dipendenza dall'importazione nell'UE-27 è passata da meno del 40 % del consumo lordo di energia negli anni '80 a 54,8 % nel 2008, percentuale che arriva a 62,3% per il gas naturale⁴.

Nel caso specifico del settore elettrico, affrontare il tema della sicurezza degli approvvigionamenti significa in pratica preoccuparsi della dipendenza dell'Europa, ma soprattutto dell'Italia, dall'importazione di gas da due paesi, Algeria e Russia, il primo collocato in un'area geopolitica molto instabile, il secondo che ha a più riprese utilizzato come arma politica la gestione delle forniture di gas. Gli sforzi di diversificazione poggiano innanzi tutto sul ricorso al mercato del gas naturale liquefatto (GNL), in secondo luogo sulla realizzazione di impianti che utilizzino altre fonti primarie: carbone, uranio, rinnovabili.

In questo libro sono già state descritte a sufficienza le difficoltà del carbone e del nucleare a imporsi in un mercato elettrico liberalizzato, cui si aggiungono per il primo l'handicap di emissioni di CO₂ almeno doppie rispetto ai cicli combinati, per il secondo, che non ha questo problema, la diffusa opposizione sociale, indubbiamente cresciuta dopo l'incidente di Fukushima. D'altra parte, come è possibile far coincidere il rispetto delle regole di mercato, che prevedono piena libertà per i produttori di scegliere le tipologie d'impianto, con l'obiettivo di evitare un'eccessiva dipendenza dal gas di importazione?

Una prima risposta è quella di realizzare impianti nucleari o a carbone

là dove in Europa la liberalizzazione non è ancora iniziata o interamente compiuta: è la politica già seguita da Enel per il nucleare (Capitolo XIV). Si tratta però di una scelta che prima o poi anche lì dovrà fare i conti con la completa attuazione delle regole prescritte dalle Direttive europee.

La risposta alternativa è l'introduzione di norme ad hoc, che di fatto esentino dalla piena logica di mercato gli investimenti in impianti nucleari o a carbone. Un'ammissione esplicita dell'impossibilità di realizzare investimenti di questo tipo con le sole regole del mercato viene da un documento di consultazione dell'Autorità per l'energia⁵, dove si trovano affermazioni come "il mercato elettrico non è in grado di determinare autonomamente risultati soddisfacenti in termini di adeguatezza della capacità di generazione"; oppure "il mercato - in assenza di interventi regolatori - si rivela ... uno strumento inefficiente ed inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) ... sia in se stesso che in rapporto all'efficacia degli strumenti di comando e controllo di cui il monopolista regolato faceva uso per conseguire al suo interno lo stesso coordinamento"⁶. Affermazioni ancora più sintomatiche, provenendo dai due commissari pro tempore, convinti assertori della liberalizzazione dei mercati, come comprovano le deliberazioni e le prese di posizione assunte durante il settennio del loro mandato⁷. Un secondo vincolo esogeno alle dinamiche di mercato è introdotto dalle politiche di mitigazione del riscaldamento globale del pianeta, per la prima volta ufficializzate nelle conclusioni della Conferenza sull'Ambiente dell'ONU tenutasi a Rio de Janeiro nel 1992: una serie di documenti (fra cui l'Agenda 21 e la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici), che, pur essendo solo enunciazioni di principio, rappresentano riferimenti, cui si richiamano le deliberazioni prese in seguito.

In particolare, dalla Conferenza di Rio hanno preso il via incontri annuali, denominati Conferenze delle Parti (COP), per definire obiettivi e strumenti atti a contrastare l'effetto serra. La più nota fra le COP è la Conferenza di Kyoto del dicembre 1997⁸, nel corso della quale fu varato l'omonimo protocollo, con obiettivi di riduzione, rispetto al 1990, delle emissioni di gas serra per la maggior parte dei paesi sviluppati, fra cui, appunto, il 5,5% per l'Unione Europea.

Il protocollo di Kyoto è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, quando la

ratifica da parte della Federazione russa ha consentito di raggiungere il quorum previsto.

A differenza di paesi come gli Stati Uniti, dove il protocollo di Kyoto non è stato nemmeno ratificato, l'Unione Europea ha posto obiettivi specifici ai singoli stati membri (per l'Italia riduzione del 6,5% entro il 2010) che, per essere realizzati, hanno richiesto deroghe ai criteri generali che hanno ispirato la liberalizzazione del mercato elettrico.

Così già la prima Direttiva europea del 1996 prevedeva per gli stati membri due deroghe alle regole di mercato:

- la facoltà di incentivare la realizzazione di impianti di generazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili;
- la priorità di accesso alla rete per l'energia prodotta con fonti rinnovabili (e in cogenerazione), che non sono quindi tenute a rispettare il dispacciamento per merito economico.

Successivamente l'Unione Europea ha scelto di proseguire in modo autonomo dal resto del mondo, mettendosi alla testa della lotta contro il riscaldamento globale.

Nasce così la strategia nota come 20/20/20 o pacchetto energia/clima⁹, adottata nel dicembre 2008 e recepita in una Direttiva dell'anno successivo, che stabilisce una serie di criteri e per i singoli stati membri definisce la percentuale dei consumi finali soddisfatti con fonti rinnovabili nel 2020¹⁰ (per l'Italia 17%).

L'obiettivo di un apporto del 20% da parte di fonti rinnovabili al soddisfacimento della domanda finale di energia europea nel 2020, visti i contributi che possono tecnicamente venire per quanto concerne gli usi finali non elettrici, richiede che la generazione elettrica da rinnovabili copra per quella data una percentuale fra il 30% e il 35% dell'offerta elettrica complessiva. Inoltre, l'evoluzione della domanda di energia sarà fortemente condizionata dal parallelo obiettivo di un miglioramento del 20% nell'efficienza energetica, non regolamentato dalla Direttiva, ma comunque necessario per ridurre per quanto possibile i consumi energetici e rendere pertanto meno difficile il perseguimento del contributo percentuale da rinnovabili. L'effetto congiunto di una forte crescita della generazione da rinnovabili e di un rilevante contenimento della domanda delinea per i prodotto-

ri elettrici un percorso pressoché obbligato per i loro investimenti nella generazione elettrica, che in un paese come l'Italia, caratterizzato da una notevole sovraccapacità produttiva, è particolarmente restrittivo¹¹. Nel nostro paese ci sarà praticamente spazio solo per l'eventuale conversione a carbone dei restanti impianti termoelettrici tradizionali. D'altronde, anche in Francia il rispetto degli obiettivi assunti per la produzione da rinnovabili imporrà una riduzione dell'apporto da parte degli impianti nucleari (Capitolo VIII).

In altri termini, la difesa dell'ambiente, componente inderogabile di una qualità della vita degna di questo nome, pone vincoli a uno dei pilastri su cui poggia il processo di liberalizzazione del settore elettrico; vincolo destinato a diventare ancora più stringente oltre il 2020, visto che le strategie energetico-ambientali dell'Unione Europea non si arrestano a questa data, ma si proiettano fino al 2050¹², quando le emissioni di CO₂ dovrebbero essere ridotte dell'80%, in conformità con quanto deciso per i paesi sviluppati nel 2009 al G8 dell'Aquila.

Il mercato elettrico europeo sta dunque assumendo i connotati di un Giano bifronte, di cui ufficialmente si continua a mostrare solo il volto liberalizzatore.

LA SECONDA RIVOLUZIONE BRITANNICA

A differenza dei loro cugini continentali, pragmatici, pertanto privi di *pruderie* ideologiche, i britannici non hanno avuto problemi nel riconoscere esplicitamente i vincoli posti alle regole di mercato dalla sicurezza degli approvvigionamenti e dal cambiamento climatico, e ad agire di conseguenza. Così il libro bianco che contiene affermazioni eretiche sul mercato elettrico, esce in Gran Bretagna, cioè nel paese dove negli anni '90 fu realizzata la regina di tutte le liberalizzazioni (Capitolo X).

L'importanza di questa novità è il suo stretto collegamento con i documenti strategici del governo britannico (*Energy National Policy Statements*), costituiti da un rapporto di orientamento generale¹³, accompagnato da allegati dedicati ai singoli settori: non un piano nell'accezione tradizionale del termine, bensì un documento che delinea la strategia energetica del paese, partendo da alcuni dati di fatto, messi in evidenza

senza mezzi termini.

Entro il 2020 nel Regno Unito andranno dismessi 22.000 MWe di potenza obsoleta, mentre si stima in più di 55.000 MWe la nuova potenza da installare¹⁴. Questo obiettivo deve però essere coerente con la realizzazione di una *low carbon economy* (riduzione dell'80% delle emissioni di CO₂ per il 2050, con un dimezzamento già nel 2030) e di una adeguata sicurezza negli approvvigionamenti in un paese che, dal 2004, è diventato un importatore netto di gas e nel 2020 lo sarà per più del 50% del proprio fabbisogno¹⁵.

Per rispettare questi obiettivi, gli *Energy National Policy Statements* ritengono indispensabile il ricorso congiunto all'efficientamento energetico, alle rinnovabili, al nucleare, al carbone pulito (con obbligo di predisporre i nuovi impianti all'inserimento di sistemi per la cattura della CO₂ e con la parallela accelerazione dei programmi di sviluppo del CCS). Obiettivi, tutti, difficili da realizzare con le regole in vigore per il mercato elettrico: "further interventions in energy markets may be necessary in order to ensure that developers come forward with proposals to build enough of these kinds of infrastructure (*particularly low carbon infrastructure*)"¹⁶. Il corsivo, aggiunto dallo scrivente, pur nel felpato linguaggio di un documento ufficiale, mette in evidenza che lo sviluppo previsto nel Regno Unito di carbone, nucleare, rinnovabili, a parere del governo di Sua Maestà potrebbe richiedere modifiche alle regole del mercato elettrico.

Il condizionale è solo di maniera, come conferma il Libro Bianco¹⁷, pubblicato dal governo britannico subito dopo gli *Energy National Policy Statements*, che esplicita gli strumenti prescelti per promuovere le *low carbon infrastructure*.

Innanzitutto, stabilizzazione dei prezzi a lungo termine mediante contratti basati sull'effetto combinato di tariffe *feed-in* e contratti per differenza¹⁸. Il Libro Bianco riconosce quindi esplicitamente che i massicci investimenti richiesti in impianti a rinnovabili, nucleari o a carbone con CCS non sarebbero garantiti dai soli meccanismi di mercato. Conclusione che dovrebbe far riflettere i tanti che in Italia continuano a distinguere fra rinnovabili troppo onerose e nucleare/carbone competitivi.

Per centrare gli obiettivi, il Libro Bianco individua tre misure complementari da attivare:

- a. introduzione di un *carbon price floor*, cioè di un prezzo minimo per

- la commercializzazione delle emissioni di di CO₂, a garanzia degli investimenti in impianti dove queste sono basse;
- b. limite di 450g CO₂/kWh per le nuove centrali a carbone;
 - c. attivazione di un nuovo e più efficace *capacity mechanism* (è evidente l'analogia con quanto è stato deciso in Italia).

A prescindere dai giudizi che si possono dare sui singoli obiettivi o sulle specifiche misure di supporto, il Libro Bianco compie una scelta coraggiosa per il paese dove è nata la madre di tutte le liberalizzazioni nei settori dell'elettricità e del gas: sostituisce esplicitamente al mercato, concepito come unico strumento capace di garantire lo sviluppo efficiente del sistema elettrico, un mix fra mercato e strumenti di programmazione, discontinuità certamente imposta dai vincoli climatico-ambientali, ma anche dall'esigenza di garantire la disponibilità di un'offerta adeguata di generazione elettrica con nucleare o carbone.

Come confermano le proposte del Libro Bianco britannico, dobbiamo quindi abituarci a un sistema elettrico dove operano le regole sia del mercato, sia della programmazione: simile, appunto, a un Giano bifronte. Una coabitazione non facile.

KATHE FRA JULES E JIM

Più della felice versione cinematografica di François Truffaut, è il romanzo di Henri-Pierre Roché¹⁹ a fornire la convincente metafora dei complessi rapporti fra il sistema elettrico e i due pretendenti che lo vorrebbero monopolizzare.

Nel romanzo *Kathe*, la cui massima è "in una coppia bisogna che almeno uno dei due sia fedele: l'altro", domina la scena (non a caso nella sua prima apparizione è vestita da uomo, abbigliamento allora poco comune per una donna). È lei il personaggio di cui non si può fare a meno, senza il quale non ci sarebbe nessuna storia da scrivere.

Essenziale come è per noi il sistema elettrico, si concede sia a Jules, da un certo momento in poi suo legittimo consorte, sia a Jim.

Jim è passionale, ama il rischio. Pensa che sia comodo attenersi alle regole esistenti, ma il suo istinto lo spinge a sperimentare il nuovo; non a caso,

fra i due, Jim è lo scrittore di successo. In lui prevalgono gli spiriti animali che Adam Smith individua come promotori del mercato.

Jules è una persona metodica, ottimo come traduttore, meno come scrittore (ha scarsa fantasia). Il suo amore per Kathe è paziente e comprensivo. Incarna perfettamente la programmazione.

“Li avevano, in passato, soprannominati Don Chisciotte e Sancho Panza”²⁰. Nel romanzo Kathe si concede a entrambi principalmente perché le garantiscono un’esistenza dove Jules apporta la necessaria normalità (gli piace anche cucinare), Jim la ricerca di nuove esperienze. Non a caso le due figlie le fa con Jules, mentre con Jim tenta improbabili fughe, conclude con il ritorno a casa.

A Kathe è consentito di prendere ciò che le aggrada (o le serve) da entrambi, perché Jules e Jim si stimano, si rispettano. Sanno l’uno dell’altro, ma non solo accettano il *ménage à trois*, ma quando si presenta l’occasione riprendono “fino a tarda notte ... la loro conversazione da scapoli”²¹.

Se nel romanzo l’equilibrio si spezza tragicamente per volontà di Kathe, nel caso del sistema elettrico a metterlo a rischio è, per usare un eufemismo, la scarsa considerazione reciproca fra chi sostiene la necessità di un po’ di programmazione energetica, e i fautori della liberalizzazione.

Fossero ragionevoli come Jules e Jim, si renderebbero conto che il sistema elettrico, per la sua natura di mercato anomalo e per inderogabili vincoli esogeni, ha bisogno di entrambi gli strumenti, secondo le esigenze (e i tempi) concedendosi maggiormente all’uno o all’altro.

Purtroppo viviamo un periodo di astratti e mal riposti furori, che rendono arduo qualsiasi compromesso: il Libro Bianco britannico va infatti considerato una felice eccezione.

Volendo arrischiare una previsione, il sistema elettrico continuerà ad evolversi in un intreccio fra mercato e programmazione, col ricorrente rischio di non procedere nel modo meno oneroso e più produttivo a causa dei ricorrenti conflitti fra questi due insiemi di regole.

Qualcuno più hegeliano del sottoscritto potrebbe controbattere che proprio la dialettica fra tesi e antitesi, attraverso la sintesi, porta all’infinito progresso. Alla luce del contesto in cui operano i sistemi elettrici, il mio inguaribile ottimismo non arriva a tanto, ma è sufficiente per farmi sperare in un ragionevole, umano compromesso fra programmazione e mercato, che

riduca al minimo necessario il contributo della prima in modo da consentire il massimo possibile dispiegamento del secondo. Perché, vivaddio, Jim è più divertente, e stimolante, di Jules.

Note

1. EIA-Energy Information Agency, *Net Internal Demand, Capacity Resources, and Capacity Margins by North American Electric Reliability Council Region, Summer, 1991 through 2002*, www.eia.doe.gov/neic/pubstyle/nerc.htm, 2003.
2. G.B. Zorzoli, *Il mercato elettrico dal monopolio alla concorrenza*, Roma, 2005.
3. Un'interessante raccolta di testimonianze su questo tema è reperibile in E. Curcio, S. Delli Colli, *La faticosa apertura del mercato elettrico*, Roma, 2004.
4. Eurostat, *Energy production and imports*, Bruxelles, settembre 2010.
5. Uno dei due temi della consultazione riguardava infatti le "le misure atte a rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti derivati sull'energia elettrica (coperture) ultradecennali per la gestione dei rischi di mercato su orizzonti temporali coerenti con lo sviluppo di capacità di generazione caratterizzata da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero degli investimenti (es. impianti termonucleari)" (AEEG, *Orientamenti finali e confronti internazionali sul mercato della capacità produttiva di energia elettrica*, DCO 38/10, Roma, 2010).
6. *Ivi*.
7. Per maggiori informazioni in proposito si rinvia a G.B. Zorzoli, *Strano mercato quello elettrico*, Capitolo XI, Siena, 2008.
8. UN-FCCC Secretariat, *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, Bonn, 1997.
9. Nel 2020, rispetto al 2005, il 20% dei consumi finali lordi di energia nell'Unione Europea dovrà essere soddisfatto da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica aumentata del 20% e le emissioni di CO₂ ridotte del 20%.
10. *Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, Bruxelles, 2009.
11. A Cló, S. Verde, 20-20-20: *il teorema della politica energetica europea*, "Energia", n. 4, 2007.
12. Comunicazione della Commissione europea, *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Bruxelles, 2011.
13. Department of Energy & Climate Change, *Overarching National Policy Statement for Energy (EN-1)*, Londra, luglio 2011.

14. *Ivi.*
15. *Ivi.*
16. *Ivi.*
17. Department of Energy & Climate Change, *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*, Londra, 2011.
18. Nei contratti per differenza (CFD) si fissa un prezzo di riferimento (prezzo *strike*), che l'acquirente è disposto a pagare al venditore. Se al momento della chiusura del contratto il prezzo di mercato è superiore al prezzo *strike*, il venditore versa la differenza tra i due prezzi all'acquirente; se il prezzo *strike* è superiore, spetta all'acquirente il pagamento della differenza al venditore.
19. Henri-Pierre Roché, *Jules e Jim*, Milano, 1987.
20. *Ivi.*
21. *Ivi.*



Stampato nel dicembre 2011
Copyright © 2011

Published: Cappelli Identity Design srl
Print: La Fenice Grafica srl



