

La co-fornitura  
di energia in Italia  
casi di studio  
e indicazioni  
di policy  
a cura di  
Giorgio Osti

EUT

Molte le persone che ci hanno aiutato e che dobbiamo ringraziare nella realizzazione di questo lavoro. Un primo doveroso ringraziamento ai partner della ricerca: Alberta Bidini della Fondazione Culturale Responsabilità Etica Padova, Vanessa Gallo di FIPER Tirano (Sondrio), Vanni Bulgarelli, Claudio Palmieri e Walter Poggi di Hera Modena, Laura Bonacini ed Antonio Benzi di Sinergia Sistemi Casalecchio di Reno (Bologna), Giovanni Salvaggio di ASM Rovigo, Germano Lucchi di Fortore Energia Lucera (Foggia), Eriuccio Nora ed Antonio Kaulard del Coordinamento Nazionale Agende 21.

Ulteriori ringraziamenti vanno a Giuseppe Mastropieri di Nomisma Energia per le segnalazioni di alcuni casi di rilievo nel sempre più vasto mondo dell'eolico pugliese, ma soprattutto a Serena Sanseviero dell'Università degli Studi di Chieti e a Valerio Corradi dell'Università Cattolica di Brescia, per il non banale contributo alla nostra comprensione di alcuni aspetti legati ai casi studio su fotovoltaico ed eolico.

Un ringraziamento particolare, infine, ad Arturo Lorenzoni dell'Università degli Studi di Padova, e ad Andrea Prontera dell'Università degli Studi di Macerata, che hanno accettato di discutere con gli autori il lavoro nel corso del seminario a Firenze il 28 maggio 2010 nell'ambito di Terrafutura.

Progetto finanziato nell'ambito del  
Bando 2008 per attività a sostegno dell'economia sociale  
Fondazione Culturale Responsabilità Etica di Padova

Il presente Rapporto di ricerca nasce dalla collaborazione tra due centri di ricerca sotto il coordinamento scientifico di Giorgio Osti dell'Università degli Studi di Trieste:



Università degli Studi di Trieste  
Dipartimento di Scienze Politiche e Sociali



eco&eco  
Economia ed Ecologia Bologna

L'integrazione tra i due gruppi è stata continua in ogni fase del progetto, dalla candidatura al bando alla scelta dei casi studio, dalla costruzione dell'impianto teorico alla discussione delle conclusioni. Volendo tuttavia individuare un unico responsabile per ogni Capitolo e Paragrafo in cui si articola il Rapporto, Giorgio Osti (Università di Trieste) ha scritto il Paragrafo 4.1 e il Capitolo 5, Giovanni Carrosio (Università di Trieste) ha scritto il Capitolo 3 ed il Paragrafo 4.3, Francesco Silvestri (eco&eco Bologna) ha scritto il Capitolo 1, Alessandra Tanas (eco&eco Bologna) ha scritto il Capitolo 2 ed il Paragrafo 4.2, Vincenzo Barone (eco&eco Bologna) ha scritto i Paragrafi 4.4 e 4.5, Andrea Prontera (Università di Macerata) ha scritto il Capitolo 6. L'Introduzione è frutto del lavoro congiunto di tutti gli autori. Giorgio Osti ha coordinato la redazione del Rapporto, Francesco Silvestri ne ha curato editing e revisione.

impaginazione  
Alice Braut

© copyright Edizioni Università di Trieste, Trieste 2010.

Proprietà letteraria riservata.  
I diritti di traduzione, memorizzazione elettronica, di riproduzione e di adattamento totale e parziale di questa pubblicazione, con qualsiasi mezzo (compresi i microfilm, le fotocopie e altro) sono riservati per tutti i paesi.

ISBN 978-88-8303-312-4

EUT - Edizioni Università di Trieste  
via E. Weiss, 21 - 34128 Trieste  
<http://eut.units.it>

La co-fornitura di  
energia in Italia  
Casi di studio e  
indicazioni di policy  
a cura di  
Giorgio Osti

testi di

Vincenzo Barone, Giovanni Carrosio,  
Giorgio Osti, Andrea Prontera,  
Francesco Silvestri, Alessandra Tanas

# Sommario

- 7 INTRODUZIONE: LE MOTIVAZIONI  
DI UNA RICERCA
- 12 Capitolo 1  
IL MERCATO DELL'ENERGIA IN ITALIA
- 13 1.1 Le linee storiche di sviluppo
- 15 1.2 Le principali fonti per la  
produzione di energia elettrica
- 17 1.3 Il mercato post-liberalizzazione
- 21 1.4 Organizzazione e  
funzionamento del  
mercato elettrico
- 24 1.5 Il mercato delle energie  
rinnovabili ed i mercati  
non elettrici
- 30 1.6 Uno sguardo finale (a volo di  
ornitorinco)
- 33 Capitolo 2  
IL QUADRO ISTITUZIONALE DELLA  
COFORNITURA NEI PRINCIPALI PAESI  
EUROPEI
- 34 2.1 Il quadro normativo europeo
- 35 2.2 Gli strumenti a supporto delle  
fonti rinnovabili
- 37 2.3 Lo stato dell'arte nei principali  
Paesi europei
- 43 Capitolo 3  
UN QUADRO TEORICO (IN CERCA DI)
- 43 3.1 Coproduzione e cofornitura:  
la genesi del concetto
- 48 3.2 La cofornitura nel settore  
energetico
- 52 Capitolo 4  
I CASI DI STUDIO
- 55 4.1 I tetti fotovoltaici di Brescia e  
Alessandria
- 65 4.2 Impianti eolici nell'*Italian  
Klondike* delle rinnovabili
- 76 4.3 Biomasse: Dobbiaco e  
Campo Ligure
- 89 4.4 Cogenerazione ad alta intensità  
e co-provision: il caso Pastorelli SpA
- 96 4.5 Efficienza energetica e  
co-provision: la sostituzione delle  
caldaie a Modena
- 101 Capitolo 5  
DALL'AUTO-PRODUZIONE DI  
ENERGIA ALLO SCAMBIO ALLARGATO
- 121 Capitolo 6  
LA COFORNITURA COME POLICY:  
UN COMMENTO A LATERE
- 128 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

# Introduzione: le motivazioni di una ricerca

Il presente lavoro, realizzato nell'ambito dei "Progetti per attività a sostegno dell'economia sociale 2008" messi a bando dalla Fondazione Culturale Responsabilità Etica di Padova, riguarda un'attività di ricerca che incrocia almeno tre settori di interesse: quello delle energie rinnovabili, ambito privilegiato dell'intera iniziativa; quello delle politiche ambientali, poiché nella scelta dei casi studio e nella loro trattazione è stato destinato ampio spazio all'impatto ambientale e paesaggistico delle iniziative ed alla loro capacità di assicurare un impiego più razionale delle risorse; infine, quello della responsabilità sociale d'impresa, poiché il tema attiene a nuovi schemi di interazione tra fornitori e clienti del servizio tali da aumentare la collaborazione e da favorire da un lato la formazione di una comunità di utenti consapevoli, dall'altro la progressiva responsabilizzazione di una serie di produttori e distributori.

I modi tradizionali di produzione ed utilizzo dell'energia mostrano crescenti problemi di sostenibilità: inquinamento atmosferico e surriscaldamento globale sono al centro del dibattito politico e sociale. Altrettanto importanti sono i problemi legati all'esaurimento delle risorse energetiche e alla dipendenza dalle fonti estere. L'acutizzarsi della crisi ambientale fa sì che cambiamenti comportamentali a 360°, e quindi anche nell'utilizzo e nella produzione di energia, non siano ulteriormente procrastinabili.

Attraverso una serie di ricerche bibliografiche, interviste a testimoni privilegiati e, soprattutto, studi sul campo in tutto il territorio nazionale, il progetto ha inteso dare un contributo originale sulle forme attivabili di collaborazione tra fornitori di energia e utenti che rispondono a queste urgenze.

In questo ambito, la cosiddetta *coproduction* o *co-provision* (il secondo è termine più ampio del primo, mirando esso a definire non solo la produzione, ma anche i modi in cui avviene la fornitura/somministrazione dei servizi, Cfr. Capitolo 3), si pone come un interessante strumento per favorire l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili ed accorciare le catene di produzione e di consumo dell'energia, agendo in modo virtuoso anche sugli elevati costi di trasmissione e dispacciamento. La pratica della *co-provision*, intesa come coinvolgimento dei cittadini/consumatori nella produzione di beni e servizi collettivi così da raggiungere maggiori livelli di efficienza e di soddisfazione per le parti, è soggetta ad analisi e sperimentazioni già da alcuni anni. Con questo progetto si è inteso verificare la portata e l'applicabilità di tale pratica alla produzione di energia, anche ottenuta da fonti rinnovabili. Ciò ha significato studiare le situazioni in cui le famiglie e il distributore condividono l'attività produttiva o gli impianti di produzione: tipici esempi si hanno quando l'impresa produttrice stipula un accordo con il consumatore finale per l'installazione di pannelli fotovoltaici sul tetto di una abitazione, o quando si provvede alla sostituzione di una caldaia condominiale con investimento coperto da una ESCO o dalla stessa *multiutility*. Poiché in molti casi la produzione domestica con impianti di microgenerazione assolve alle necessità di autoconsumo e consente la generazione di *surplus* da immettere nella rete, l'utente coinvolto nel rapporto non è più un semplice destinatario passivo del servizio, ma diviene soggetto in grado a sua volta di fornire energia alla comunità.

Oltre alla tradizionale *co-provision* nei servizi, in particolare quelli rivolti alla persona (assistenza ad anziani, malati e bambini, forme di vigilanza di quartiere, trasporti, e così via), esistono all'estero diverse risposte innovative alla crisi ambientale ed energetica che applicano il modello organizzativo ad una molteplicità di settori. Può essere interessante indagare più a fondo: le cosiddette *Transition Town* ed i villaggi rurali ecosostenibili stanno adottando il modello delle *Community Utilities* per rispondere alla crisi ambientale e promuovere forme di responsabilizzazione sociale dei cittadini e delle imprese. Si tratta di imprese di comunità che prevedono di raggiungere la partecipazione di tutti gli abitanti non solo nella co-produzione di energia, ma nella fornitura di tutti i servizi domestici. La stessa filosofia della co-produzione viene applicata al cibo, promuovendo forme di agricoltura di comunità nelle quali diventa difficile stabilire il confine tra chi produce e chi consuma.

Già sviluppate con successo in diverse realtà europee, queste innovazioni socio-organizzative sono ancora semiconosciute nella situazione italiana della post-liberalizzazione energetica, dove la responsabilizzazione dei consumatori rappresenta una opportunità ancora poco esplorata, soprattutto da parte delle *multiutility*.

Per chi è erede di mercati regolamentati e di monopoli naturali, si impone così un nuovo approccio, che abbandoni atteggiamenti fondamentalmente "pa-

ternalistici" e che riconosca nell'utente-produttore un collaboratore. I processi di *co-provision* e di collaborazione richiedono pertanto una maggiore capacità di dialogo fra imprese e clienti, la nascita di un rapporto di fiducia reciproca, poiché i termini dello scambio sono più complessi e imprevedibili di quanto siano nel caso di una tradizionale fornitura del servizio: sono da stabilire le tecnologie da utilizzare per la produzione di energia, i termini e le modalità della manutenzione, le forme di gestione e di monitoraggio più efficaci, la suddivisione di oneri e vantaggi, e così via. Inoltre, si profila un intervento che ha i caratteri dell'innovazione per la responsabilità sociale di impresa, poiché i diversi modelli di cooperazione rappresentano forme (più o meno avanzate a seconda dei casi) di coinvolgimento degli *stakeholder*, capaci di accrescere la stima sociale del soggetto fornitore, tipicamente una *multiutility*.

Le forme di cooperazione tra produttori e consumatori possono variare fortemente a seconda del grado di coinvolgimento dei diversi *stakeholder*: si pensi, ad esempio, all'aumento di complessità nella gestione di una rete di distribuzione che, aprendosi alla *coproductio*n, si arricchisce sempre più di nodi di produzione di piccole dimensioni, i quali a loro volta necessitano di nuove interconnessioni. La *co-provision* aumenta l'indeterminatezza globale del sistema, trasformando progressivamente un sistema gerarchico a impulso iniziale unico, in una rete a fonti di produzione multiple; ciò fa sì che si rendano necessari modelli di gestione e monitoraggio più sofisticati e flessibili.

Obiettivo principale del progetto, pertanto, è stato quello di individuare una serie di realizzazioni ed applicazioni di modelli relazionali tra utenti e produttori/distributori di energia in ambito nazionale, così da analizzarne le caratteristiche rilevanti, le potenzialità in termini di sostenibilità delle soluzioni adottate e di riproposizione in contesti diversi da quelli in cui sono stati sperimentati. Il risultato che ne è derivato è un insieme ricco ed eterogeneo (comunità rurali e centri urbani, piccoli e grandi consumatori, utenti isolati e concentrati, soggetti industriali e clienti domestici), con diversi gradi di maturazione e di replicabilità, di schemi di responsabilizzazione reciproca tra consumatori e produttori/distributori.

La *co-provision* consente l'accrescimento della conoscenza dei non esperti, trasformandoli in primi gestori dell'impianto. Se ciò può apparire inizialmente come un carico per il soggetto responsabile della fornitura tradizionale, la sfida che ne deriva in termini di gestione della conoscenza e dell'innovazione di processo è stimolante, soprattutto per il soggetto pubblico ed i fornitori più attenti all'efficienza. In questo modo, si crea un circolo virtuoso che consente l'auto-selezione degli utenti sensibili alle questioni legate alla sostenibilità energetica, costruendo rapporti solidi con una clientela maggiormente consapevole, ora legata al fornitore non più da un rapporto puramente passivo, e per questo spesso inefficiente, ma trasformata in una effettiva comunità di *coproducer*.

Un'evoluzione in questo senso del panorama della produzione/distribuzione di energia introduce numerosi elementi di novità. Tra questi, se ne segnalano almeno tre: l'esistenza in altri contesti e la replicabilità in Italia di forme contrat-

tuali più sofisticate a supporto della *co-provision* e delle altre innovazioni individuate nel campo della auto-produzione; l'esistenza di soluzioni tecniche per una efficiente gestione della "rete complessa", al fine di individuare le implicazioni della connessione dell'utente-produttore di prossimità alla rete, le esigenze di formazione e trasferimento di competenze dal fornitore al produttore/utente; lo sviluppo di un sapere pratico dell'utente, in prima fila nell'impiego di fonti energetiche, tale da fornire indicazioni per una maggiore efficienza allo stesso produttore/distributore istituzionale.

Con questi obiettivi di fondo e con l'intenzione di verificare l'esistenza di elementi di innovazione, lo studio ha adottato la modalità della ricerca-azione (o ricerca-intervento), con coinvolgimento attivo e continuo dei soggetti cui la ricerca stessa era finalizzata. L'attività, in questo modo, si è arricchita della interazione tra la competenza scientifica degli esperti e i fabbisogni espressi direttamente dagli interessati. Nello specifico, si sono andati quindi a interpellare i referenti di ESCO, *multiutility*, produttori di energia da fonti rinnovabili, comunità locali, amministratori, esperti di settore coinvolti in iniziative di auto-produzione, per verificare la loro percezione del rapporto instauratosi, così da evidenziarne punti di forza e di debolezza.

Nel complesso, la ricerca si è articolata nelle seguenti fasi:

1. selezione dei casi di interesse: a partire dalle segnalazioni dei *partner* e sulla base delle esperienze di ricerca pregresse, sono stati selezionati cinque casi di *co-provision* di energia da fonti rinnovabili e di efficienza energetica che hanno visto come protagonisti utenti singoli (famiglie), comunità rurali e cittadine (centri e nuclei, quartieri), imprese, amministrazioni pubbliche in diverse aree del territorio nazionale; tale gruppo di casi, con i loro elementi di innovazione, le lacune ed il potenziale di miglioramento, il loro portato di esemplarità, ha rappresentato di fatto il campione di riferimento per la ricerca;
2. analisi dei casi: una volta selezionati i casi da studiare, si è proceduto alla approfondita analisi degli stessi, alla ricerca dei punti di forza e di debolezza di ciascuna esperienza di autoproduzione e di interazione tra operatore del lato dell'offerta e cliente; l'analisi si è rivolta a evidenziare l'effettivo coinvolgimento dell'utente nella produzione di energia e nella gestione dell'impianto, l'esistenza o meno di momenti di informazione e di trasferimento di competenza dall'impresa produttrice/distributrice di energia o di installazione all'utente e viceversa, la effettiva assegnazione di compiti di monitoraggio o di margini di autonomia decisionale a quest'ultimo, lo scambio di beni, servizi e di reciproco riconoscimento tra le parti coinvolte;
3. analisi dei modelli e del contesto di riferimento: un filone parallelo della ricerca ha proceduto a definire un impianto teorico entro cui calare l'analisi dei casi studio, a descrivere le caratteristiche principali del mercato elettrico nazionale e ricostruire il quadro normativo della *co-provision* e delle pratiche di incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa.

4. analisi delle caratteristiche rilevanti ed indicazioni di *policy*: gli elementi di interesse emersi dalla lettura dei casi studio sono stati raccolti e commentati, anche grazie a tavole sinottiche; da tali elementi è stata desunta una serie di indicazioni per tutte le categorie di soggetti coinvolti da o interessati a esperienze di *co-provision* (produttori, *multiutility*, consumatori, ESCO, decisore pubblico); tali indicazioni individuano una serie di azioni da porre in atto per migliorare l'efficienza del sistema e rappresenteranno un esempio applicabile anche in servizi quali l'approvvigionamento idrico o la raccolta dei rifiuti, e – in genere – tutti i servizi in cui è fattibile la collaborazione tra utente e soggetto gestore.

Le diverse fasi qui accennate trovano riscontro nella struttura del rapporto di ricerca. Dopo due sezioni di descrizione generale del mercato energetico nazionale (Capitolo 1) e del quadro legislativo e di incentivazione per la efficienza energetica nei principali paesi comunitari (Capitolo 2), il lavoro entra nel vivo: dapprima, con una sezione che fissa i riferimenti teorici entro cui muoversi (Capitolo 3) e poi con il *bulk* rappresentato dalla descrizione accurata e commentata di cinque esperienze e del processo che ha condotto alla loro scelta (Capitolo 4). Tali esperienze sono relative a “quartieri fotovoltaici” in due città italiane capoluoghi di provincia; a tre casi di eolico di grandi dimensioni in Puglia (con particolare attenzione al ruolo delle amministrazioni locali); a due centrali a biomassa vegetale in comunità rurali del Nord-Italia; ad un caso di cogenerazione di energia elettrica e calore in una PMI attiva in un comparto altamente energivoro (la produzione ceramica nel distretto modenese); infine, ad un caso in cui la collaborazione virtuosa tra un'amministrazione comunale (Modena) e la ex-municipalizzata locale ha consentito un incremento tangibile di efficienza energetica grazie alla sostituzione di caldaie tradizionali con quelle a condensazione.

Si tratta alla fine di nove casi, gran parte dei quali studiati in maniera comparativa, le cui caratteristiche per quanto concerne attori rilevanti, carattere della cofornitura, tipo di scambio ed indicazioni di politica economica che se ne possono derivare, sono riprese ed approfondite nel Capitolo 5.

Ci piace infine rimarcare una coincidenza: questa ricerca si chiude in concomitanza della consegna alla Commissione Europea del Rapporto preparato da Mario Monti sulle misure per il rilancio dell'economia comunitaria. Tra le diverse proposte, il noto economista ed ex-Commissario europeo per il Mercato Interno e la Concorrenza, cita diversi temi che il lettore ritroverà nelle pagine che seguono: la *green economy*, le *smart grids* e lo *smart metering*, la maggiore trasparenza dei mercati all'ingrosso dell'energia, oltre che la creazione di “nuovi quadri normativi (...) per la vasta diffusione delle fonti rinnovabili”<sup>1</sup>. Ecco, la *co-provision* può essere vista come un ulteriore passo in questa direzione: la speranza di chi ha prodotto questo lavoro è che si tratti di uno di quei piccoli passi con cui iniziano i grandi viaggi.

Buona lettura.

<sup>1</sup> Offeddu L., “La ricetta di Monti per l'Europa. Economia verde, l'energia, il digitale: così si rilancia la UE”, *Corriere della Sera*, 11 maggio 2010, p. 6.

# Capitolo 1

## Il mercato dell'energia in Italia

In questo capitolo sono descritte le principali caratteristiche, fisiche e di funzionamento, del mercato dell'energia elettrica in Italia. Dopo avere descritto le linee di sviluppo di questo comparto nel suo secolo e poco più di vita ed avere analizzato le fonti di approvvigionamento per la produzione di elettricità, si procede a illustrare in maniera sintetica struttura, protagonisti ed organizzazione del mercato liberalizzato, per poi giungere alla trattazione delle energie rinnovabili, che mostrano un funzionamento diverso dal resto del mercato elettrico. Come si vedrà, si tratta di un argomento e di un mercato di assoluta complessità, articolati in diversi segmenti, ciascuno con logiche di funzionamento difficili da comprendere; per questo motivo, un paragrafo finale ne riprende gli aspetti principali, cercando di spiegare le motivazioni di un legislatore e di un regolatore che, a prima vista, sembrerebbero mossi da sadismo, più che da razionalità.

Ciò di cui non ci occuperemo in questo capitolo, invece, sono i mercati dell'energia diversi da quello elettrico; nonostante l'abitudine ad associare, ad esempio, elettricità e gas, e nonostante uno dei casi studio si concentri sul teleriscaldamento (Cfr. Paragrafo 4.3), il tema principale di questo lavoro è infatti la (co)produzione di energia elettrica. E a quest'ultima ci atterremo nelle pagine che seguono.

## 1.1 LE LINEE STORICHE DI SVILUPPO

Sull'onda dei primi eroici esperimenti portati a termine in numerose capitali europee, il XIX secolo si caratterizza presto per la corsa alla elettrificazione dei principali Stati nazionali, con un imponente bagaglio simbolico ad accompagnarla (Ortoleva, 2004).

La produzione di energia elettrica in Italia si inaugura sul finire dello stesso secolo, con i primi impianti termoelettrici alimentati a carbone all'interno delle città principali. Solo in un secondo momento, lo sviluppo di una rete di trasmissione nazionale permise lo sfruttamento del grande bacino idroelettrico costituito dalle Alpi: noto e ben documentato è il contributo di questa fonte energetica – battezzata con un'iperbole retorica il “carbone bianco delle Alpi” – allo sviluppo industriale italiano (Candeloro, 1970), una fonte che ancora oggi consente al nostro Paese di risultare come uno dei principali produttori di energia da fonti rinnovabili di Europa. Dopo la seconda guerra mondiale, tuttavia, la risorsa idroelettrica mostrò la sua incapacità di rispondere da sola ai fabbisogni di una crescente industrializzazione e quindi l'Italia dovette affidarsi a nuove centrali a carbone ed idrocarburi.

Con il progressivo incremento dei consumi, che sfocerà entro un decennio nella stagione del *boom* economico, si inizia a nutrire più di un dubbio sull'effettiva capacità del sistema elettrico – ancora in mano a produttori scarsi per numero e piccoli per dimensioni – di servire le esigenze sempre più complesse del sistema industriale e delle utenze civili. Di qui, il percorso che culminerà nel novembre 1962 con il decreto di nazionalizzazione del sistema elettrico e l'istituzione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), cui vennero demandate tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita nel nostro Paese dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta<sup>1</sup>. In base a ciò, anche il migliaio di produttori privati dovettero cedere le proprie attività al nuovo soggetto, sebbene fossero esclusi dal provvedimento i grandi autoproduttori e le aziende municipalizzate, che occuparono comunque quote marginali del mercato.

Sotto il controllo dell'ENEL, grazie anche ai bassi prezzi del petrolio, la produzione di energia elettrica in Italia cresce a tassi vicini all'8% annuo per tutti gli anni '60, ma proprio il susseguirsi delle due gravi crisi petrolifere di inizio e fine anni '70 – la prima in occasione della Guerra dello Yom-Kippur, la seconda in concomitanza con la guerra tra Iran e Iraq – consigliò una maggiore diversi-

<sup>1</sup> La campagna in favore della nazionalizzazione del comparto elettrico si giovò dell'appoggio di una forte corrente intellettuale, legata alla rivista *Il Mondo* e ad ambienti di sinistra, che denunciava le inefficienze del sistema come fin lì organizzato e paventava i rischi in termini di sicurezza dell'approvvigionamento e di equità dei prezzi insiti in una gestione privata, operante per molti versi come un cartello, e su base quasi familistica di un settore strategico quale quello energetico. È interessante notare, tuttavia, che la spinta decisiva alla nazionalizzazione fu data dall'esempio degli Stati Uniti, che avevano nazionalizzato gran parte del settore pochi anni prima (Lazzarin, 2005).

ficazione delle fonti di approvvigionamento. In tale ambito, si collocano da un lato la leggera ripresa del carbone e la crescita dell'acquisto di energia dall'estero, dall'altro l'accelerazione sull'opzione nucleare, prevista dalla legge 880/1973 e confermata all'interno del primo piano energetico nazionale (1975). Dopo un decennio caratterizzato dal duro scontro tra due gruppi principali di costruttori, uno scontro capace di paralizzare qualsiasi decisione, il referendum popolare del 1987 ha sancito l'abbandono di tale opzione per più di 20 anni, fino alla recente riproposizione contenuta nel Decreto Legge 133/2008<sup>2</sup>.

Nazionalizzato di fatto nella sua totalità all'inizio degli anni '60, il mercato nazionale dell'energia conosce nel corso degli anni '90 una serie di modifiche, volte a favorirne la transizione verso la completa liberalizzazione: l'accelerazione della Commissione Europea in tema di concorrenza e privatizzazione dei settori economici ancora in mano al pubblico all'indomani della firma del Trattato dell'Unione, unita ad avanzamenti tecnologici tali da rendere meno pregnanti i grandi investimenti iniziali, ha infatti reso il mercato energetico contendibile da parte di potenziali entranti, facendogli così perdere la sua natura di monopolio naturale.

Al 1992 risale, non a caso, la trasformazione dell'ENEL in Società per Azioni, dapprima con il Ministero del Tesoro come unico azionista. Quattro anni dopo, la Commissione Europea emana la Direttiva 92/1996, che fissa i principi-cardine per il pieno dispiegarsi della libera concorrenza nel mercato elettrico: divieto di attribuzione di regimi d'esclusiva nel segmento della produzione di energia, libera importazione ed esportazione di energia elettrica sul territorio comunitario, libero accesso di ogni operatore alle reti di trasmissione e dispacciamento. Attraverso queste innovazioni si intende aumentare l'efficienza complessiva della filiera elettrica – dalla riduzione dei prezzi al consumo alla sicurezza dell'approvvigionamento per gli utenti – dando nel contempo maggiore importanza alle problematiche ambientali. A recepimento della Direttiva 92/1996, il 16 marzo 1999 è approvato il Decreto Legislativo 79/1999 di liberalizzazione del mercato elettrico ("decreto Bersani"), cosicché dopo più di 30 anni nuovi soggetti possono tornare ad operare in tutti i segmenti della filiera<sup>3</sup>.

2 In Italia lo sfruttamento della fonte nucleare è avviata fin dai primi anni '60, ma solo sul finire degli anni '70 si assiste ad una decisa svolta: alle vecchie centrali di Latina, Garigliano (Caserta) e Trino (Vercelli) – costruite tra il 1963 ed il 1964 – si prevede di affiancare Caorso (Piacenza), Montalto di Castro (Viterbo) ed una seconda centrale a Trino; delle tre, solo la prima entrerà in funzione al 100%, ma quasi 20 anni dopo; Montalto non sarà mai completata, mentre Trino sarà convertita in impianto a ciclo combinato ed entrerà in funzione nel 1997. Lo scontro a cui si fa riferimento vide contrapporsi una cordata di produttori pubblici, capitanata da Finmeccanica e propugnatrice della tecnologia General Electric ad acqua bollente, ad una privata, facente capo a FIAT, Breda, Tosi, Marelli e portatrice della tecnologia Westinghouse ad acqua pressurizzata (Clò, 2009).

3 Il fermo impegno della Commissione Europea sulla strada della liberalizzazione del mercato energetico, inaugurato con la Direttiva 92/1996, è oggetto di apprezzamento da parte di chi vede nella formazione di un mercato europeo dell'energia aperto alla concorrenza uno strumento di benessere dei cittadini (Ranci Ortigosa, 2008), ma è anche l'obiettivo di una dura critica da chi ritiene che la necessità di pianificazione di lungo periodo degli investimenti, la centralità dei *sunk cost* e la natura anche politico-strategica della questione energetica richiedano una forte

## 1.2 LE PRINCIPALI FONTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Secondo i dati pubblicati dal GME (2009), la produzione di energia elettrica in Italia nell'ultimo anno disponibile di osservazione (2008) è stata, al netto del consumo per servizi ausiliari, pari a 317.894 GWh. L'82% di essa è di origine termoelettrica, ottenuta impiegando come materia prima gas naturale (il 47% della produzione lorda), derivati petroliferi (12%) e carbone (14%), mentre il restante 18% proviene da fonti rinnovabili, secondo le seguenti percentuali:

Fonte	GWh	% sul totale rinnovabili	% sul totale prodotto
Idroelettrico	41.623,00	72,1%	13,1%
Geotermico	5.120,00	8,9%	1,6%
Eolico	4.861,00	8,4%	1,5%
Biomasse e rifiuti	5.966,00	10,3%	1,9%
Solare	193,00	0,3%	0,1%
<b>Totale</b>	<b>57.763,00</b>	<b>100,0%</b>	<b>18,2%</b>

Tab. 1.1 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anno 2008. Fonte: GME (2009).

Se si esclude la fonte idrica, come noto protagonista della industrializzazione italiana, il contributo delle energie rinnovabili è ancora modesto (il 5% del totale netto prodotto), sebbene in notevole crescita per alcune fonti. È questo il caso di biomasse (passate dai 1.496 GWh dell'anno 1999 ai 5.966 GWh del 2008, +298%) ed eolico (da 403 a 4.861 nello stesso periodo, +1.106%), così come per il solare, che si mantiene tuttavia a valori assoluti ancora trascurabili (da 15,6 a 193 GWh)<sup>4</sup>.

Se si guarda alle rinnovabili nel loro complesso, la produzione di energia elettrica in Italia da tali fonti è aumentata negli ultimi 10 anni da 51.674 a 57.763 GWh, per un misero +12% (contro un incremento della produzione totale del 20%); tuttavia, questo dato finale è la media di produzioni da fonti idroelettrica e geotermica che sono di fatto rimaste costanti, mentre la triade eolico-solare-biomasse è cresciuta del 60%.

---

presenza delle istituzioni sul mercato elettrico o favoriscano in realtà operatori dotati di una significativa leva finanziaria e certi di recuperarli in futuro (Antonioli, 2008). Secondo questa interpretazione, la sicurezza energetica sarebbe allora un bene pubblico *tout court*, prodotto in quantità insufficiente se lasciato agli operatori privati. Molti osservatori ritengono che questo equivoco sia alla base della difficoltà della Unione Europea e degli Stati membri nello svolgere un ruolo di primo piano nella geopolitica dell'energia, soprattutto a fronte dei comportamenti aggressivi di Paesi quali Russia, Iran, Algeria e delle loro imprese statali (Clô, 2009).

4 Nei dati forniti dal GSE non è annoverata tra la produzione da fonte rinnovabile l'energia ottenuta da cogenerazione, né dalla famigerate "fonti affini" previste dal CIP 6.

Tra i luoghi di produzione, risultano molto localizzati l'idroelettrico nelle regioni dell'arco alpino (Lombardia 25% del totale, Trentino Alto Adige 22%, Piemonte 14%, Veneto 10%, Valle d'Aosta 7%, Friuli Venezia Giulia 4%) e l'eolico al Sud e nelle Isole (Puglia 27%, Sicilia 21%, Campania 20%, Sardegna 12%), mentre solare e fotovoltaico risultano più diffusi e con modesta correlazione tra luogo di produzione ed effettivo tasso di insolazione (Puglia 12%, Lombardia e Trentino Alto Adige 10%, Emilia-Romagna 9%, Toscana 7%)<sup>5</sup>. La produzione da materiali biodegradabili vede eccellere Lombardia ed Emilia-Romagna (57% e 14% rispettivamente), caratterizzati da una politica di gestione dei rifiuti incentrata, soprattutto nel caso lombardo, sull'incenerimento-termovalorizzazione; stessa dinamica mostra la produzione di biogas, concentrata nelle aree a maggiore specializzazione zootecnica del Paese (Emilia-Romagna 18%, Lombardia 17%, Piemonte 11%, Lazio 10%), mentre biomasse e bioliquidi vedono emergere Calabria e Puglia, con rispettivamente il 26% ed il 24% della produzione nazionale (GSE, 2009).

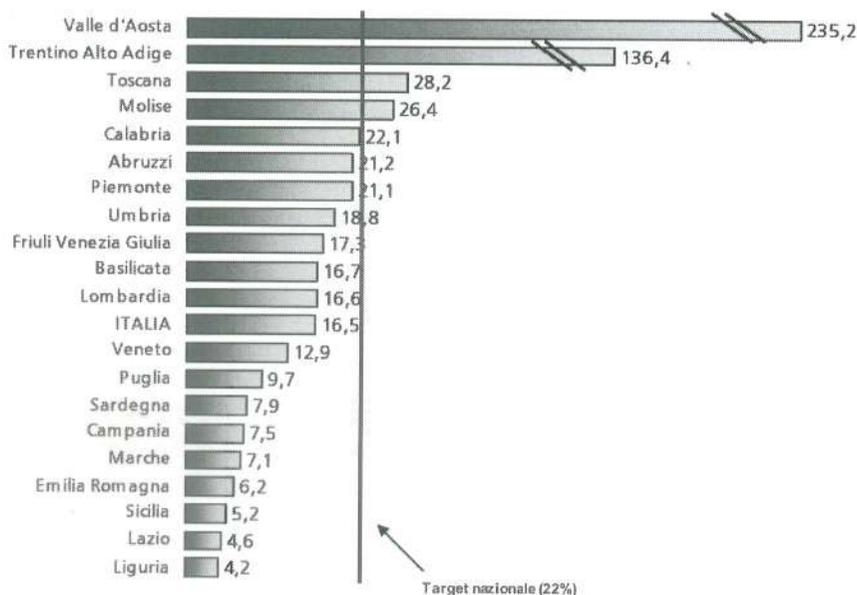


Fig. 1.1 – Rapporto FER/CIL 2008 nelle diverse regioni italiane, tratto da GSE (2009).

L'analisi per singola regione consente inoltre di verificare che sono poche, e in parte "insospettabili" le regioni che ottemperano agli obiettivi fissati dalla Diret-

<sup>5</sup> È ormai noto che nel caso di solare e fotovoltaico a fare premio sulla capacità produttiva installata non è tanto la "disponibilità" della risorsa *in loco*, quanto la durata e la complessità dell'iter burocratico.

tiva Comunitaria 77/2001<sup>6</sup>, la quale stabilisce che a partire dal 2010 la produzione da fonti rinnovabili sia almeno pari al 22% del consumo lordo di energia elettrica. Solo le virtuosissime Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige (il valore del cui rapporto è rispettivamente di 235% e 136%), Toscana (28%), Molise (26%) e Calabria (22%). La media nazionale è del 16,5%, mentre le regioni più "energivore", Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna, si fermano rispettivamente al 16,6%, 13% e 6,2%.

A livello europeo, considerando solo i 15 Paesi pre-allargamento, con la sua produzione di quasi 58mila GWh l'Italia si pone al quinto posto nella speciale graduatoria dei Paesi produttori di energia da fonti rinnovabili, anche se la buona *performance* è da ascrivere di fatto all'idroelettrico. Meglio dell'Italia fanno la Spagna (60.500 GWh circa) grazie alla recente espansione di solare ed eolico, Francia (74mila GWh), Svezia (80mila GWh) e Germania (quasi 92mila GWh). Se ci si concentra sulla fonte solare, l'Italia occupa una ragguardevole terza posizione, sebbene con una produzione (193 GWh) di una scala non paragonabile ai campioni europei Spagna (quasi 2.500 GWh) e Germania (4.000 GWh). Se si considerano non i dati assoluti, bensì il rapporto tra produzione da fonte rinnovabile e consumo interno lordo, la precedente graduatoria risulta stravolta: le nazioni più virtuose diventano Austria (64%), Svezia (54%) e Finlandia (29%), mentre l'Italia con il 16,5% scivola in settima posizione, sotto alla media dell'UE-15 (GSE, 2009)<sup>7</sup>.

Infine, va ricordato che - penalizzata dalla scarsa disponibilità di risorse interne, ma anche da politiche che dalla fine degli anni '80 hanno trascurato la capacità produttiva nazionale (Clô, 2009) - l'Italia è oggi il secondo paese al mondo per importazione di energia elettrica, con un valore assoluto di 43mila GWh all'anno ed un saldo netto *import-export* di 39.500 GWh, pari all'11% del fabbisogno. L'importazione avviene da quasi tutti i paesi confinanti, anche se la quota maggiore proviene da Francia e, a seguire, Svizzera. Buona parte dell'energia importata, in particolare quella di provenienza francese, è di fonte nucleare ed avviene nella fascia notturna, con contestuale arresto in Italia delle centrali meno produttive<sup>8</sup>.

### 1.3 IL MERCATO POST-LIBERALIZZAZIONE

Dopo 40 anni di nazionalizzazione e monopolio di ENEL, la *end of the world as we know it* si avvia nel 1992, con la trasformazione dello stesso ENEL da ente pubblico economico a SpA. Allo stesso periodo risale la decisione di disarticolare la filiera fino a quel momento integrata dell'energia elettrica in tre mercati differenti, cia-

6 La Direttiva 77/2001 è stata abrogata dalla successiva Direttiva 28/2009, che l'ha inglobata fissando tuttavia gli obiettivi nazionali in termini di consumo complessivo di energia, non per la sola energia elettrica.

7 La stessa Germania vede crollare drasticamente il suo record, con un indice FER/CIL pari a 15,1%.

8 Funzionando al meglio in regime costante, le centrali nucleari si trovano a produrre in eccesso sul fabbisogno nelle ore notturne, cosicché l'energia prodotta durante la notte è venduta ed esportata a prezzi molto bassi.

scuno dei quali corrispondente ad un segmento autonomo. Se fino a quel momento ENEL controllava il 73% della generazione di energia elettrica, con la restante quota appannaggio di auto produttori (22%) e aziende municipalizzate (4%), il 95% del segmento della trasmissione-dispacciamento ed il 93% del segmento della distribuzione, con il restante 7% affidato alle aziende municipalizzate (Zorzoli, 2008), con la riforma si impone innanzitutto ad ENEL di creare società autonome in ogni segmento, liberando nel contempo quote di mercato per altri operatori potenzialmente interessati. Di fatto, si pongono le basi per la fine del monopolio.

Il già citato decreto 79/1999 introduce la facoltà per ogni operatore interessato di produrre, importare, acquistare e vendere energia elettrica, rimuovendo le barriere istituzionali che assicuravano il monopolio di ENEL; il principio di libero accesso e di concorrenzialità all'interno del mercato è ulteriormente rafforzato a partire dal 2003, che lo stesso decreto fissa come termine ultimo oltre il quale nessuna società può detenere una quota superiore al 50% della generazione e dell'importazione di energia elettrica in Italia. Lo scopo di questa disposizione, che pure ha suscitato più di una critica per la frammentazione dell'offerta che essa impone in un comparto strategico quale la produzione di energia, è evidente: evitare che l'ex-monopolista pubblico riuscisse ad esercitare una monopolizzazione di fatto del mercato, sfruttando la propria natura di *incumbent* e lasciando ai potenziali entranti una quota di mercato insufficiente a generare un ritorno soddisfacente.

Dopo un breve periodo di transizione, il segmento della trasmissione è affidato a Terna, società appositamente istituita da ENEL ed oggi costituita in SpA autonoma. Proprietaria della rete ad alta tensione, ne cura la gestione secondo principi di pieno accesso a qualsiasi operatore ne faccia richiesta, con il solo *caveat* di verifica della compatibilità con la sicurezza della rete stessa. Il carattere di monopolio naturale del segmento della trasmissione – che implica una infrastruttura la cui duplicazione genererebbe costi insostenibili per l'intero sistema – ha consigliato quindi al regolatore di mantenere un unico soggetto gestore, sebbene imponendo ad esso criteri di funzionamento improntati all'equità delle condizioni di accesso per ogni operatore interessato<sup>9</sup>. A Terna è assegnato l'ulteriore compito di monitorare i flussi di energia elettrica in rete (dispacciamento), coordinando le immissioni dagli impianti di produzione<sup>10</sup>, il

9 Fino al novembre del 2005 proprietà e gestione della rete erano separati: al proprietario Terna, infatti, si affiancava il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN); una volta collocata Terna sul mercato, proprietà e gestione sono state riunificate, mentre 11 mesi dopo il GRTN con nuove funzioni era rinominato Gestore dei Servizi Elettrici (GSE). Dal 18 novembre 2009, infine, quest'ultimo ha cambiato nome in Gestore dei Servizi Energetici, pur mantenendo logo e sigla.

10 I punti di offerta sono le unità minime rispetto alle quali sono definiti i programmi orari di immissione e di prelievo. I punti di offerta in immissione coincidono di norma con le singole unità di produzione, quelli in prelievo possono corrispondere sia a singole unità di consumo, sia a loro aggregati, determinati soddisfacendo condizioni ben precise. Per ogni punto di offerta è individuato un "utente di dispacciamento", responsabile verso Terna dell'esecuzione dei programmi di immissione. L'utente di dispacciamento è anche responsabile dell'esecuzione degli ordini di bilanciamento che Terna può inviare in tempo reale ai punti di offerta per garantire la sicurezza del sistema.

funzionamento della rete di trasmissione ed i servizi ausiliari in modo da non portare le linee di trasporto ad un livello di saturazione tale da causare *black out* generali<sup>11</sup>. Proprio queste molteplici esigenze, fondamentali per il buon funzionamento del sistema, sono uno dei motivi principali della complessità del mercato elettrico (Zorzoli, 2008).

Al fine di limitare i rischi di *black out* e per aumentare la sicurezza del sistema elettrico nazionale, attraverso il cosiddetto "Bando per l'interrompibilità" Terna ha selezionato dal 2007 una serie di produttori di energia in grado di immettere in rete una capacità produttiva di almeno un MW entro 200 millisecondi dalla richiesta. Il contratto stipulato prevede l'acquisto della disponibilità a 10 interruzioni della durata di circa otto minuti ciascuna, decise per via unilaterale da Terna secondo le proprie esigenze<sup>12</sup>.

Un altro elemento fondamentale del Decreto è la istituzione del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), Società per Azioni senza fini di lucro che a sua volta controlla per intero due ulteriori SpA: Acquirente Unico (AU) e Gestore del Mercato Elettrico (GME). Nato per rispondere alla domanda proveniente dal cosiddetto "mercato vincolato", ovvero da quei clienti che per caratteristiche di legge non erano autorizzati a scegliere liberamente il proprio fornitore, da quando con il Decreto Legge 73/2007 è venuta meno la distinzione tra cliente idoneo (o libero) e cliente vincolato<sup>13</sup>, AU cura il fabbisogno dei clienti appartenenti al mercato di "maggior tutela", ossia utenze domestiche e piccole imprese che non hanno scelto un nuovo fornitore nel mercato libero, e li rappresenta presso la Borsa elettrica. Quest'ultima, denominata Italian Power Exchange (IPEX), è un vero e proprio mercato fisico per lo scambio all'ingrosso di quantità stabilite di energia, basato su un meccanismo di asta e sulla definizione di programmi di immissione e di prelievo sulla rete di trasmissione nazionale regolati sulla base di un sistema concorrenziale di domanda ed offerta. Il corretto funzionamento della Borsa elettrica è controllato attraverso l'altra società del GSE, ossia il GME, che gestisce anche i

11 Essendo l'energia elettrica un bene difficilmente immagazzinabile, è necessario il bilanciamento tra le quantità di energia immessa nella rete e quelle prelevate dalla rete, considerando anche le perdite di trasporto e distribuzione, in modo tale da garantire la continuità nella fornitura del servizio. In secondo luogo, frequenza e tensione dell'energia in rete devono essere mantenute all'interno di un intervallo di confidenza, così da tutelare la sicurezza degli impianti. Infine, è necessario che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito sostenibili dall'elettrodotto stesso.

12 La remunerazione riconosciuta è di 150.000 euro complessivi per ogni MW di potenza utilizzabile nel corso dell'interrompibilità (15.000 euro a interruzione); per ogni interruzione in eccesso o in difetto rispetto alle 10 concordate nel corso dell'anno, sono aggiunti o decurtati 3.000 euro a MW. All'impresa che stipula il contratto resta il diritto di rescinderlo per via unilaterale.

13 Con il termine di "cliente vincolato" si identificava la persona fisica o giuridica legittimata a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercitava il servizio nell'area in cui era domiciliata l'utenza, godendo così di una tariffa è unica per i clienti domestici e comunque regolamentata per i restanti clienti. Dal 2000 la soglia dimensionale che distingueva i clienti idonei da quelli vincolati è stata progressivamente ridotta, fino alla sua definitiva eliminazione con il Decreto 73/2007.

cosiddetti "mercati non elettrici", su cui sono trattati Certificati Verdi e Titoli di Efficienza Energetica (TEE, altrimenti noti come "certificati bianchi").

L'ultimo segmento del mercato elettrico, ovvero la distribuzione dell'energia elettrica alle utenze finali, è svolto in regime di esclusiva a livello comunale sulla base di concessioni trentennali rilasciate dal Ministero competente. La concessione individua proprietario-responsabile della gestione/manutenzione delle reti a bassa e media tensione, imponendo nel contempo ai distributori presenti nel medesimo territorio comunale (o in comuni contigui con almeno 100.000 clienti) di aggregarsi in un'unica società, e ai soggetti proprietari degli impianti di distribuzione che servono più di 300.000 clienti finali di costituire una o più società per azioni dedicate alle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica. Come conseguenza del decreto, il controllo delle aziende locali (ex-municipalizzate, spesso costituite in *multiutility*) su tale segmento è oggi raddoppiato, rispetto al 7% degli anni '90.

Il Decreto, infine, amplia le competenze dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (AEEG), *authority* di controllo e promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore istituita nel 1995 ed operativa dal 1997, estendendone la regolamentazione anche all'accesso alla rete di trasmissione nazionale. L'AEEG ha il compito di vigilare sulla possibile disparità di condizioni tra i diversi operatori, un rischio tangibile in ogni settore di recente liberalizzazione, dove opera un *incumbent* che gode ancora di "vantaggi di prima mossa" rispetto a tutti i concorrenti reali e potenziali, sulle asimmetrie informative e sulla persistenza di un potere di mercato per alcuni non giustificato da superiorità tecnologica. L'AEEG svolge quindi un ruolo di consultazione e segnalazione per le istituzioni, di controllo del grado di concorrenzialità del mercato, di tutela e sanzione nei confronti di consumatori e operatori del settore, di fissazione delle tariffe di riferimento.

Con la liberalizzazione ha fatto la sua comparsa sul mercato italiano anche un soggetto peculiare, istituito negli USA alla fine degli anni '70 sull'onda - anche emotiva - della nuova domanda di efficienza energetica emersa all'indomani delle due consecutive crisi petrolifere. Si tratta delle *Energy Service Company*, comunemente note come ESCO, definite dalla AEEG come società il cui oggetto sociale, non necessariamente esclusivo, è l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e la gestione di interventi volti alla riduzione dei consumi di energia primaria. La ESCO opera attraverso la modalità del Finanziamento Tramite Terzi (FTT), che consiste nella fornitura globale dei servizi di diagnosi, progettazione, finanziamento, installazione, gestione e manutenzione di un impianto tecnologico dalle cui prestazioni deriva un risparmio energetico e, di conseguenza, monetario, recuperando l'investimento e remunerando i servizi offerti, compreso quello del capitale, in proporzione e in base al risparmio che risulta dal progetto; in questo modo, la ESCO persegue gli stessi obiettivi dell'utente finale, poiché è suo interesse operare nel modo più efficiente possibile, essendo le sue entrate

direttamente connesse al risparmio conseguito<sup>14</sup>. Assumendo il rischio tecnico e finanziario per conto del cliente, la ESCO consente l'accesso al mercato dell'efficienza energetica anche ai soggetti con ridotta capacità di investimento, scarso accesso al credito o semplicemente con avversione al rischio, contribuendo così a superare altrettanti motivi di fallimento del mercato.

Nel complesso, nonostante lo sforzo compiuto e tuttora in corso per la liberalizzazione del settore, il mercato nazionale risulta ancora caratterizzato da un modesto grado di apertura, dominato come è dai grandi *players* nazionali ed internazionali nelle più redditizie fasi a monte della filiera e dalle ex-municipalizzate in quelle a valle, e con una competizione che sembra favorire la nascita di oligopoli anziché la concorrenza. I grandi soggetti, nell'intento di controllare la domanda e di ridurre i margini di incertezza sul collocamento dell'energia prodotta, cercano di presidiare la distribuzione domestica attraverso strategie di integrazione che finiscono per creare barriere all'entrata nel mercato al dettaglio; le ex-municipalizzate, a loro volta, cercano di sfuggire a questa dinamica aumentando la propria massa critica e trasformandosi in *multiutility*, attraverso una inarrestabile tendenza alla crescita per aggregazione o per incorporazione (Antonioni, 2008).

#### 1.4 ORGANIZZAZIONE E FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

Nelle intenzioni del decreto Bersani, la compravendita di energia sarebbe dovuta avvenire all'interno del mercato elettrico italiano – comunemente indicato come “borsa elettrica” – nonostante fosse prevista come opzione residuale la possibilità di operare attraverso contratti bilaterali (tra produttore e grossista, tra grossista e consumatore o anche tra consumatore e produttore), i cosiddetti *Over The Counter* (OTC). La volontà di assicurare ad ogni operatore la più ampia libertà nello scegliere le modalità di fornitura e di vendita, tuttavia, ha consigliato di non imporre la partecipazione alla borsa elettrica, cosicché oggi i contratti OTC non rappresentano una eccezione trascurabile, bensì una vera e propria alternativa, sia pure meno frequentata, della borsa stessa.

La preferenza del decreto per la borsa elettrica era motivata da un lato dalla trasparenza che essa implica nella fissazione dei prezzi, ciò che non avviene per i contratti OTC, i cui prezzi non hanno obbligo di pubblicità, dall'altro dall'intenzione di ridurre la volatilità dei prezzi, un aspetto che richiede una forte liquidità della borsa stessa. Per ovviare a questo problema senza limitare la libertà di scelta

<sup>14</sup> Oltre al FIT, la ESCO ha a disposizione altre due modalità di intervento: l'*Energy Performance Contracting* (EPC) ed il *Contract Energy Management* (CEM). L'EPC prevede che la ESCO stipuli contratti di fornitura di specifici servizi del progetto di risparmio energetico, salvaguardando il cliente (che realizza l'investimento) da alcuni dei rischi tecnici e finanziari legati al progetto stesso. Il CEM è invece un tipo di contratto che offre al cliente un servizio energetico globale di lungo termine, con orizzonte temporale che va oltre il periodo di remunerazione completa (*payback*) dell'investimento. Il cliente che sceglie questa modalità di accordo con una ESCO sostanzialmente affida in *outsourcing* alla ESCO tutte le attività che riguardano un determinato servizio energetico. Le ESCO inoltre possono cedere i Titoli di Efficienza Energetica generati dall'intervento finanziato.

degli operatori del mercato, si è deciso di imporre all'Acquirente Unico di operare in prevalenza sulla borsa elettrica (Zorzoli, 2008).

La borsa elettrica si articola in tre mercati: il Mercato a Pronti, composto a sua volta da tre sottomercati, il Mercato a Termine e la Piattaforma per la consegna dei contratti conclusi (CDE), che non illustreremo. All'interno del mercato a Pronti, si distinguono a loro volta il Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato Infragiornaliero (MI), che ha sostituito a partire dal 31 ottobre 2009 il Mercato di Aggiustamento, ed il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

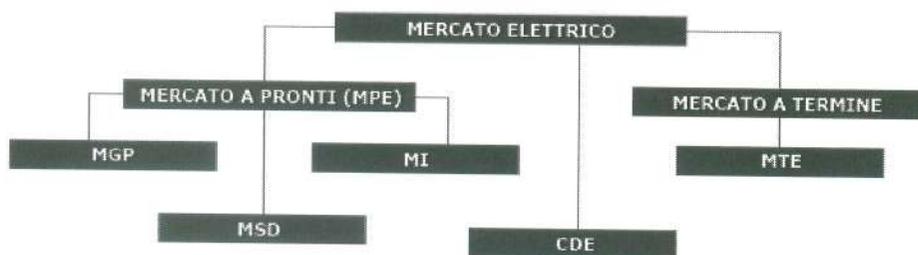


Fig. 1.2 – Rappresentazione del Mercato Elettrico. Fonte: GME (<http://www.mercatoelettrico.org>).

Il MGP è finalizzato allo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti, alla definizione di programmi di immissione e prelievo per ciascuna ora del giorno successivo e all'allocazione della capacità di transito disponibile a contratti bilaterali e operatori di mercato. Vi sono ammessi tutti gli operatori che abbiano acquisito la qualifica di "operatore del mercato elettrico" e per ciascuno di essi la controparte è il GME.

Prima di ogni seduta, che si tiene indicativamente nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna, da cui il nome del mercato, Terna invia al GME un insieme di informazioni preliminari sul fabbisogno di energia previsto per ogni ora ed ogni zona, nonché i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone. Sul MGP possono essere presentate offerte di vendita ed acquisto, secondo tre tipologie: le "offerte semplici", costituite da una coppia quantità-prezzo unitario (MWh, euro per MWh); le "offerte multiple", costituite da un massimo di quattro coppie quantità-prezzo unitario; infine, le "offerte predefinite", offerte semplici o multiple che ciascun operatore può presentare *una tantum* e che il GME utilizza in tutte le sedute in cui, per l'ora e per l'unità cui l'offerta predefinita è riferita, non sono pervenute offerte correnti<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> Le offerte sono soggette a due tipi di verifiche da parte del GME: le "verifiche di validità", nulla più che un controllo di conformità alle regole di presentazione, e le "verifiche di congruità", che invece sono volte ad accertare che le quantità specificate nelle diverse offerte riferite a ciascun punto siano compatibili con le quantità massime acquistabili/vendibili presso lo stesso punto e che il controvalore delle offerte di acquisto rientri nei margini di garanzia riconosciuti agli operatori.

Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo di calcolo del mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra zone. Tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute sono 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, le offerte accettate ed i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte riferite in una stessa ora ad uno stesso punto di immissione. Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico. Qualora invece almeno uno di tali limiti risulti violato, l'algoritmo procede a separare il mercato in due zone: una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo, ripetendo in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto. Se a seguito di questa soluzione sono violati ulteriori vincoli, il processo di *market splitting* si ripete all'interno delle zone già create fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete<sup>16</sup>.

Il MI si apre subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio. In esso, i medesimi operatori possono modificare i programmi di immissione definiti nel corso del MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto ed utilizzando le stesse modalità di offerta descritte per il MGP.

Il MSD è il mercato su cui si raccolgono le offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora, che Terna utilizza per una triplice funzione: correggere i programmi che violerebbero i limiti di transito sulla rete, costituire margini di riserva per il giorno successivo, bilanciare il sistema in tempo reale a fronte di scostamenti dai programmi. Più nello specifico, il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e in una fase di aggiustamento ex-post (Mercato del Bilanciamento). Al MSD possono partecipare esclusivamente gli utenti di dispacciamento abilitati da Terna sulla base di idonee caratteristiche tecniche di reattività. La controparte unica per gli operatori è la stessa Terna, che raccoglie le offerte di acquisto/vendita presentate<sup>17</sup>.

16 Il meccanismo di *market splitting* costituisce un'asta implicita non discriminatoria per l'assegnazione dei diritti di transito. Il GME, infatti, ordina le offerte di vendita per prezzo crescente e le offerte di acquisto a prezzo decrescente, inserendo tra queste anche i programmi dei contratti bilaterali, ai quali si dà massima priorità di prezzo (offerte di vendite a prezzo zero e offerte di acquisto a prezzo infinito). Se i flussi di rete derivanti dall'insieme delle offerte accettate non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico. In questo caso, il valore del diritto di transito è nullo, in quanto non è un bene scarso ed è assegnato a tutti i contratti bilaterali, senza il pagamento di alcun corrispettivo, e alle più competitive tra le offerte presentate sul mercato. Se però almeno un transito risulta violato, cioè se esiste scarsità di capacità di transito, l'algoritmo separa il mercato in due o più zone e il prezzo di equilibrio è diverso in ogni zona.

17 Gli utenti di dispacciamento sono tenuti ad offrire sul MSD tutta la potenza disponibile, sia in aumento che in diminuzione, sebbene mantenendo la facoltà di stabilire il prezzo a cui sono disposti a vendere/acquistare: A differenza dei mercati dell'energia, le offerte non sono infatti soddisfatte al prezzo di equilibrio, bensì al prezzo dichiarato.

Al mercato a pronti, di rilevanza e dimensione decisamente superiore, si aggiungono il Mercato a Termine Elettrico (MTE), anch'esso istituito alla fine del 2009, dove gli operatori possono vendere/acquistare forniture future di energia elettrica<sup>18</sup>, e la Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, dove sono trattati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica.

Una dinamica differente seguono invece la compravendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione, ed il mercato dei Certificati Verdi e dei TEE, trattati nel prossimo paragrafo.

#### 1.5 IL MERCATO DELLE ENERGIE RINNOVABILI ED I MERCATI NON ELETTRICI

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e non auto consumata, può essere ceduta secondo tre modalità, a seconda della taglia dell'impianto e della fonte utilizzata: per impianti a fonte "programmabile" (segnatamente biomasse e fonte idraulica su acqua non fluente) non inferiori a 10 MVA non c'è alternativa all'accesso al libero mercato, secondo le modalità già illustrate del contratto bilaterale o della borsa energetica; per gli impianti con stessa fonte di alimentazione, ma di dimensione inferiore alla soglia dei 10 MVA, così come per quelli a fonte "non programmabile" (eolico, solare, geotermico, moto ondoso, biogas e fonte idrica fluente) di qualsiasi taglia, si apre a fianco del mercato libero la possibilità di attivare la modalità del "Ritiro dedicato"; infine, per ogni impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile o da cogenerazione ad alto rendimento di potenza inferiore ai 200 KW, è ammessa la nuova tipologia dello "Scambio sul posto" o *net metering* (Cfr. Paragrafo 2.2)<sup>19</sup>.

Attraverso il Ritiro dedicato si instaura un rapporto diretto tra il *provider* ed il GSE: al gestore della rete locale ed al distributore, pertanto, restano in capo il solo ritiro "fisico" dell'energia elettrica e le funzioni di rilevazione e misura dell'energia prodotta, da comunicare al GSE. Il rapporto si instaura attraverso la stipula di una convenzione, attivata dal produttore candidato con procedura *on line* disponibile sul portale del GSE, che prevede la cessione dell'intero quantitativo di energia prodotta su base annua, al netto dei quantitativi eventualmente destinati all'autoconsumo. Questa opzione - le cui caratteristiche, così come per lo scam-

<sup>18</sup> La istituzione del MTE, approvato con il Decreto ministeriale 164/2007, dà attuazione alla Direttiva comunitaria 39/2004, altrimenti nota come Direttiva MIFID (*Market in Financial Instruments Directive*), che regola la creazione e la vendita dei cosiddetti derivati finanziari. In sostanza, il Decreto prevede la possibilità di scambiare derivati finanziari sull'energia (*futures* ed *opzioni*), contribuendo nella volontà del legislatore a ridurre la volatilità dei prezzi. Il decreto 164/2007 istituisce allo scopo l'IDEX (*Italian Energy Derivatives Exchange*) come segmento dell'IDEM (*Italian Derivatives Market*), il mercato dei derivati gestito da Borsa Italiana (Zorzoli, 2008).

<sup>19</sup> Le modalità di cessione dell'energia prodotta da impianti di qualsiasi taglia da fonti programmabili e non, sono regolamentate dalla Delibera AEEG 280/2007; lo Scambio sul posto è invece oggetto della Delibera AEEG 74/2008).

bio sul posto e altri sistemi di incentivazione, saranno riprese ed approfondite nel Capitolo 2 – è preferita di fatto dalla totalità dei produttori per il minor carico in termini di burocrazia e controllo che essa prevede, rispetto all'autorizzazione ad operare all'interno del mercato elettrico.

Quando le dimensioni di impianto lo consentono, l'opzione ancora più snella è quella dello scambio sul posto, anch'esso con la controparte del GSE, che consiste nell'operare un saldo tra il valore dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete e il valore di quella prelevata da uno stesso impianto. Lo scambio sul posto si concretizza in un intervento di equalizzazione da parte del GSE mediante il riconoscimento al produttore di un contributo in "conto scambio", che garantisce l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente per l'energia elettrica prelevata e il valore dell'energia elettrica immessa in rete (APER e GME, 2009).

Oltre alle linee guida per la liberalizzazione del settore e per la incentivazione della produzione da fonti rinnovabili, il Decreto 79/1999 ha previsto anche la nascita di mercati non elettrici. Il meccanismo attraverso cui ciò è avvenuto è stato da un lato l'obbligo a produttori ed importatori di energia di immettere nel sistema elettrico una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, dapprima pari al 2% del totale immesso, poi alzata dello 0,35% annuo fino a raggiungere la soglia del 3,85%<sup>20</sup>; dall'altro la possibilità di ottemperare a tale obbligo anche indirettamente, attraverso l'acquisto sul mercato di titoli che certificano l'avvenuta produzione di quantità determinate di energia da fonti rinnovabili.

Questi titoli sono i Certificati Verdi (CV), veri e propri "buoni" che attestano la avvenuta produzione di energia da fonti rinnovabili anche da parte di un soggetto diverso dal detentore (Cfr. Paragrafo 2.2). I CV, che affondano la propria razionalità economica nella teoria dei permessi negoziabili (Silvestri, 2005), sono rilasciati dal GSE su richiesta del produttore per ogni MWh di energia generata da un sito che ha ottenuto – sempre dal GSE – la qualificazione di "Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili" (IAFR)<sup>21</sup>. Una volta in possesso del CV, il produttore può utilizzarlo a copertura della quota obbligata di energia "pulita" da immettere nel sistema o – qualora non soggetto o capace di produrne in quantità superiore alla soglia – venderlo ad altri produttori, importatori o grossisti di energia da fonti non rinnovabili. La compravendita dei CV può avvenire anch'essa attraverso contratti bilaterali privati o con la modalità della negoziazione continua, anonima ed informatizzata sulla "borsa dei CV" gestita dal GME; anche nel primo caso, tuttavia, la transazione deve essere comunicata e registrata presso il GME. Il prezzo del CV è determinato dalla libera contrattazione sul mercato, ma il cosid-

20 L'adeguamento è introdotto dal Decreto Legislativo 387/2003, a recepimento della Direttiva comunitaria CE 77/2001.

21 La durata del periodo di rilascio dei CV è di 12 anni per gli impianti entrati in esercizio tra il 1 aprile 1999 ed il 31 dicembre 2007 e di 15 anni per impianti in esercizio dal 1 gennaio 2008. Ogni CV ha validità di tre anni.

detto "prezzo di riferimento" determinato dal GSE rappresenta un *focal point* in grado di influenzare il prezzo finale di mercato<sup>22</sup>.

Oltre a certificare gli impianti IAFR, a rilasciare i CV ed a dichiarare il prezzo di riferimento, il GSE assume anche il compito di verifica finale dell'ottemperanza dei produttori all'adempimento, attraverso l'annullamento dei CV che vengono presentati dai soggetti tenuti a rispettare la quota di produzione da fonte rinnovabile.

L'attenzione per la riduzione degli impatti ambientali conseguenti alla produzione di energia non si limita alla incentivazione delle fonti rinnovabili: l'Italia, infatti, insieme al Regno Unito è stata tra i primi Paesi all'interno dell'UE ad introdurre un meccanismo di mercato per la promozione dell'efficienza energetica.

I Decreti Ministeriali per elettricità e gas, emanati in forma congiunta da Ministero delle Attività Produttive e Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio il 20 luglio 2004 (successivamente modificati ed integrati con il DM del 21 dicembre 2007) fissano l'obbligo per i distributori di energia elettrica e gas di effettuare interventi di installazione di tecnologie efficienti presso gli utenti finali, allo scopo di raggiungere un obiettivo di risparmio di energia primaria fissato in 2,9 MegaTEP annui.

Anche in questo caso, le imprese distributrici possono adempiere all'obbligo attraverso interventi diretti di efficientamento o acquistando sul mercato Titoli di Efficienza Energetica (TEE), più comunemente noti come certificati bianchi<sup>23</sup>. Così come avviene per i CV, il mercato è gestito dal GME, che emette i TEE a certificazione del risparmio conseguito, ed è aperto a soggetti obbligati e a soggetti volontari: i primi, sono i distributori di energia elettrica e di gas la cui utenza finale è superiore alle 100.000 unità; appartengono ai volontari i distributori con utenza finale minore di tale soglia, ESCO, produttori di energia da cogenerazione e semplici impiantisti.

Infine, il discorso non sarebbe completo se non si affrontasse brevemente anche il tema dell'impatto della generazione diffusa, tipica delle energie rinnovabili, sull'architettura della rete.

Il sistema elettrico nazionale si basa ancora oggi su centrali di medio-grandi dimensioni connesse ad una rete ad alta tensione, che alimenta a sua volta sistemi di distribuzione locale a media e bassa tensione, con potenza che fluisce di fatto in senso uni-direzionale.

Fin dall'inizio degli scorsi anni '90, tuttavia, si è posto il problema dell'allacciamento di un numero significativo di nuovi impianti alimentati da fonti rin-

22 Il prezzo di riferimento è il prezzo al quale il GSE vende i CV emessi a proprio favore relativamente all'energia prodotta dagli impianti CIP6; esso è determinato per legge ed è pari alla differenza tra un valore fisso di 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nell'anno precedente.

23 I TEE, ciascuno dei quali di valore pari ad un TEP, sono di tre tipi: il primo certifica il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi finali di energia elettrica; il secondo certifica lo stesso risparmio attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale; il terzo, residuale, certifica il conseguimento di risparmi tramite interventi diversi dai due precedenti.

novabili. Se inizialmente la questione ha riguardato per lo più la connessione di autoproduttori industriali e – soprattutto all'estero – *wind farm* alle reti ad alta tensione, con la progressiva diffusione degli impianti di generazione diffusa e di minori dimensioni, collegati invece alle reti di distribuzione, ci si è resi conto che la rete elettrica come pensata e sviluppata per quasi un secolo avrebbe entro breve mostrato gravi limiti.

Innanzitutto, la gran parte dei punti di generazione diffusa risponde alle esigenze delle utenze specifiche e non alle regole del corretto dispacciamento dell'energia prodotta (Zorzoli, 2008); inoltre, per cogliere appieno i vantaggi della generazione diffusa in termini di aumento del grado di autonomia energetica, sicurezza di approvvigionamento e – non ultimo – democratizzazione del sistema, è necessario che le reti divengano “attive”, ovvero siano messe nella condizione di accogliere flussi bidirezionali di potenza (Boffa, 2008). Di qui, la necessità di completare l'evoluzione del sistema elettrico non solo dal lato del mercato, con la menzionata rimozione delle principali barriere economiche e burocratiche, ma anche dal punto di vista tecnico, con l'aggiornamento e l'adeguamento graduale delle reti alle nuove possibilità di produzione dell'energia.

Sebbene la rete nazionale si mostri lontana dall'aver saturato la propria capacità di accogliere nuovi impianti di generazione diffusa, si profila già ora la necessità di organizzare un nuovo modello gestionale che contempra la bidirezionalità dei flussi e che consideri tre ordini di problemi.

Il primo è di natura eminentemente tecnica, legato al pericolo di congestione nei punti di immissione e prelievo (come accennato, le reti a medio-bassa tensione sono pensate per sostenere carichi passivi e non prevedono l'immissione o il prelievo di energia secondo la convenienza del *coprovider*), al rispetto del valore di tensione sulla linea e alla sollecitazione termica degli apparati. Il secondo è relativo al coordinamento di una produzione frammentata e diffusa, con aumento della complessità generale del sistema e incremento dei costi per i responsabili dell'allacciamento alla rete di distribuzione, un tema questo già segnalato da studi compiuti negli Stati Uniti (Kueck *et alia*, 2003) e divenuto attuale anche per il sistema italiano. Il terzo riguarda l'intermittenza connaturata alla produzione da fonti non programmabili quali le rinnovabili, che implica minore prevedibilità nella gestione del dispacciamento ed introduce un elemento di latente insicurezza nell'approvvigionamento.

Per quanto concerne l'adeguamento tecnico, sono numerosi gli allarmi di chi afferma che la rete elettrica nazionale non sarebbe in grado di gestire un sistema complesso di flussi provenienti da una molteplicità di impianti a fonti rinnovabili funzionanti in maniera discontinua; tale critica, tuttavia, assume come data ed immutabile l'attuale architettura della rete stessa. La soluzione, a detta degli esperti, risiede nel progettare un sistema destinato a trasformare gradualmente la rete da passiva ad attiva, sviluppando tecnologie “intelligenti” di protezione, interconnessione e controllo dei carichi elettrici (Haney *et al.*, 2009). L'aggiornamento della rete, secondo questo approccio, deve andare nella direzione dei si-

stemi innovativi di supervisione e telecontrollo (*smart metering*), quali sensori *ad hoc*, contatori digitali e reti di comunicazione dei dati che sfruttino banda larga o *wireless*; l'insieme di queste componenti configura una nuova architettura definita *smart grid* ed oggetto, a testimonianza della sua importanza, di un Piano strategico della Commissione Europea e di una Piattaforma Tecnologica dedicata<sup>24</sup>.

A prescindere dalla necessità di adeguamento delle reti, va ricordato che l'AE-EG, in collaborazione con il Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano, ha realizzato un'indagine finalizzata a quantificare la massima potenza di generazione diffusa installabile nelle attuali reti elettriche nazionali di distribuzione a bassa-media tensione in relazione ad una serie di vincoli tecnici (AEEG, 2007)<sup>25</sup>. Lo studio, effettuato sulla base di un campione significativo di reti di distribuzione di media tensione (318 porzioni di reti, per complessivi 59.864 nodi, pari a circa l'8% della totalità delle reti di distribuzione nelle diverse situazioni riscontrabili a livello nazionale), ha evidenziato come la capacità di accoglimento di punti di generazione distribuita da parte della attuale rete sia già ora più che sufficiente, sebbene si rendano necessari alcuni adeguamenti per superare gli attuali vincoli.

La generazione distribuita induce una frammentazione del sistema di produzione di energia che, se da un lato rappresenta un vantaggio in termini di affidabilità e riduzione della dispersione<sup>26</sup>, dall'altro genera problemi di organizzazione delle immissioni ed incrementa i costi di allacciamento. La questione non è di poco conto, visto che la legge prevede il diritto all'allacciamento per ogni nuovo *coprovider*, ma i relativi costi sono di fatto scaricati sui responsabili della rete di

24 Lo *Strategic Energy Technology Plan* (2007) comprende tra le 10 azioni prioritarie da realizzare nei 10 anni successivi lo sviluppo delle *smart grid* e un percorso di progressiva migrazione delle reti di trasmissione verso un modello di rete decentrata, che integri quote crescenti di produzione da fonti rinnovabili e la generazione distribuita di energia elettrica. Le Piattaforme Tecnologiche Europee, introdotte per la prima volta dal Settimo Programma Quadro comunitario per la Ricerca e lo Sviluppo (2007-2013), sono organizzazioni private informali istituite all'interno della Direzione Generale Ricerca della Commissione Europea, che raggruppano una serie di attori rilevanti (soggetti industriali, autorità pubbliche, centri ricerca ed Università, comunità finanziarie) per lo sviluppo di tecnologie in settori o aree tematiche giudicate di rilevanza strategica per la competitività della Unione Europea. La piattaforma sulle *smart grid* è presieduta da Ronnie Belmans (Università Cattolica di Lovanio) e vede al suo interno un rappresentante italiano nella persona di Livio Gallo, Direttore della Divisione Infrastrutture e Reti ENEL Distribuzione ([www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)).

25 I vincoli considerati dallo studio sono l'inversione del flusso di potenza sul trasformatore alta/media tensione per un numero limitato di ore annue, il rispetto del limite di interruzione delle apparecchiature di media tensione, il rispetto del valore di tensione e della portata a regime delle linee di media tensione (AEEG, 2007).

26 La generazione distribuita consente reti di distribuzione e trasmissione di minore lunghezza e, come già illustrato, si appoggia maggiormente sulla rete a bassa e media tensione. Le lunghe reti ad alta tensione fanno registrare livelli di dispersione dell'energia elettrica trasportata quantificata nel 7% del totale, oltre ad essere più prone a rischi di *black-out*. La generazione distribuita è maggiormente al riparo da queste disfunzioni, poiché avvicina il punto di generazione al luogo di utilizzo finale dell'energia e favorisce l'interconnessione tra impianti di minori dimensioni, non rendendo la fornitura troppo dipendente dal singolo impianto.

distribuzione (il contributo del neo-produttore è poco più che simbolico). A ciò va aggiunto che la proliferazione dei punti di immissione e il potenziamento delle linee, necessario in alcuni casi per consentire la bi-direzionalità dei flussi, amplifica in modo sensibile la complessità del sistema. Una prima risposta a questa sorta di sclerotizzazione della rete è il tentativo di accentrare in un unico luogo la potenza prodotta da fonte alternativa: di qui, l'idea di raggiungere gli obiettivi di produzione da fonte rinnovabile previsti dalle politiche nazionali e dagli strumenti di pianificazione locale attraverso la creazione di campi solari o eolici in spazio aperto, piuttosto che tramite la connessione dei singoli *coprovider*.

Si tratta di una scelta comprensibile, soprattutto dal punto di vista del distributore, ma che presenta limiti evidenti, a partire dalla occupazione di suolo libero e destinabile ad altri usi, unito al contestuale mancato sfruttamento di superfici inutilizzate, quali i tetti delle abitazioni. A ben vedere, la soluzione del problema non sembra potere evitare una riconsiderazione dei costi di allacciamento e una loro più equa condivisione tra i soggetti coinvolti.

La prevedibilità delle immissioni da impianti a fonti rinnovabili, infine, chiama in causa il tema della sicurezza di approvvigionamento. Come più volte rimarcato nel corso di questo Capitolo, uno degli aspetti più critici legati all'impiego delle fonti rinnovabili è la difficoltà nella stima della produzione, poiché le condizioni atmosferiche influenzano direttamente la resa degli impianti, soprattutto nel caso di eolico e fotovoltaico; ciò implica notevoli complicazioni per quanto concerne l'affidabilità del servizio e la qualità dell'energia, con ricadute negative su dispacciamento e corretta gestione del mercato elettrico.

Anche in questo caso, la soluzione prospettata chiama in causa lo sviluppo della *smart grid*: il GSE ha avviato allo scopo un progetto ("Procedura tecnica per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili") che coinvolgerà entro il 2011 da 500 iniziali a 5.000 previsti impianti a fonti rinnovabili, con i quali sperimentare meccanismi innovativi di acquisizione e trasmissione in tempo reale dei dati elettrici di fonte primaria (energia prodotta e potenza istantanea, velocità e direzione del vento, irraggiamento solare, e così via)<sup>27</sup>.

Nel complesso, l'unione dei temi della telegestione e di quelli propri della rete attiva apre nuove opportunità nel campo della gestione del sistema elettrico: la verifica in tempo reale dello stato di connessione della rete, l'identificazione rapida dei tronchi soggetti a malfunzionamento o guasto e la ri-alimentazione automatica di quelli funzionanti, la migliore gestione dei rischi di sovraccarico e delle

27 Il processo intende strutturarsi sull'integrazione di tre sottosistemi: il sistema di acquisizione dati mediante una piattaforma *software* che raccoglie i dati e li trasmette al sistema centrale via satellite; il sistema centrale di monitoraggio e immagazzinamento dati (Monitoraggio Impianti a Fonte Rinnovabile, MIFR) presso il GSE; il sistema di previsione delle immissioni di energia elettrica, che rielabora attraverso nuovi algoritmi e *software* di previsione i dati raccolti in tempo reale dal sistema di acquisizione. L'obiettivo finale di questa procedura è di ridurre al minimo gli scostamenti fra previsione e consuntivo di misura nella produzione dell'elettricità immessa in rete, aumentandone così affidabilità e precisione.

perdite di rete, oltre a prestazioni meno sofisticate, quali la lettura a distanza dei dati di consumo e la possibilità di applicare tariffe multi orarie basate sui consumi effettivamente registrati. Queste opportunità diventano necessità imprescindibili nel momento in cui il sistema elettrico evolve verso una struttura più ampia, bidirezionale e tale da trasformare gli attuali consumatori in *coprovider*, come è nella logica dell'incremento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

#### 1.6 UNO SGUARDO FINALE (A VOLO DI ORNITORINCO)

È vero, l'ornitorinco non vola. Ha il becco come un'anatra, fa le uova ed ha le zampe palmate, ma non è un uccello; poi, già che ci siamo, tocca anche notare che l'ornitorinco vive gran parte del tempo nell'acqua, ma non è un anfibio, ed ha la capacità di difendersi dagli assalitori iniettando un potente veleno, ma non è un rettile. È un mammifero a (quasi) tutti gli effetti, nello specifico dell'ordine poco noto e poco frequentato dei *monotremi*. Al momento della sua "scoperta" – l'ornitorinco vive nella fascia orientale dell'Australia e in Tasmania, luoghi di fatto ignorati da naturalisti e scienziati fino agli ultimi anni del XIX secolo – questo animale crea più di un problema di classificazione, tanto da far credere ai primi studiosi occidentali che si trovassero di fronte ad un esemplare impagliato, ad uno scherzo di qualche imbalsamatore *Aussie*.

Confinato nel suo territorio di origine dalla natura, proprio i suoi strani caratteri gli hanno consentito di girare il mondo, almeno come metafora, archetipo di qualcosa che complica le classificazioni e scombina gli ordinati piani degli uomini di scienza: Robert Pirsig, smontato di sella e riposto per un attimo il suo manuale zen, ha sviluppato in *Lila* il concetto di *platypus* filosofico<sup>28</sup>. È stata poi la volta di Umberto Eco immaginarlo dialogare (l'ornitorinco, non Robert Pirsig a cui comunque il semiologo più famoso del mondo – o meglio, l'unico semiologo famoso al mondo – si è palesemente ispirato) nientemeno che con Immanuel Kant, divertendosi a metterne in crisi il rigoroso razioicinio con la sua eccentricità (sempre dell'ornitorinco, non di Umberto Eco). Lesa maestà? Forse; ma il campione della ragion pura, l'uomo così metodico da essere usato dai suoi concittadini come segnale orario *ante litteram*, la leggenda vuole che al suo passaggio a Koenigsberg si regolassero gli orologi, conoscerà onte ben peggiori, ultima delle quali essere tirato in mezzo da tal Michael Gregorio in un brutto romanzo, immancabilmente promosso come opera prima del filone giallo, sottogenere filosofico<sup>29</sup>.

Infine, meno noto dei suoi predecessori, per quanto saccheggiano senza ritengo nel presente Capitolo, Giovan Battista Zorzoli (2008) ha sostituito Kant con Adam Smith, per fantasticare sul probabile stupore del padre nobile della scien-

28 Pirsig R., 1991, *Lila*, pubblicato in italiano da Adelphi. *Platypus* è il nome dell'ornitorinco in inglese.

29 Si fa qui riferimento a Eco U., 1997, *Kant e l'ornitorinco*, Bompiani e a Gregorio M., 2006, *Critica della ragione criminale*, pubblicato in italiano da Einaudi.

za economica, nonché personaggio totemico per tutti i fautori del *laissez faire*, di fronte a quello strano essere, quella sorta di ornitorinco – appunto – che è il mercato elettrico italiano. Come l'ornitorinco, il mercato elettrico è un “mostro”, decida il lettore in quale accezione, di adattamento: liberalizzato, ma al tempo stesso regolamentato; nato per iniziativa di capitani di industria e poi monopolio naturale in mano al settore pubblico per decenni, prima di essere riaperto negli ultimi anni alla libera concorrenza; luogo di scambio di un bene – l'energia elettrica – escludibile e rivale come ogni bene eminentemente privato, ma il cui approvvigionamento (quantomeno della materia prima) ha, secondo stime esperti del settore, natura di bene pubblico (Clô, 2009); di più, bene non solo strategico, ma anche di necessità primaria, quindi con prezzi che è giusto siano piuttosto stabili, meglio se addirittura garantiti; bene, infine, la cui fornitura ha un impatto diretto sull'ambiente, così da consigliare il sostegno alla produzione da fonti “pulite” e l'imposizione ai produttori convenzionali di comportamenti più attenti o quantomeno compensativi dal punto di vista ecologico.

La traduzione di tutte queste anomalie in regole, dà vita al mosaico descritto nelle pagine precedenti. L'obiettivo di massima apertura alla concorrenza in una situazione caratterizzata da una tale asimmetria informativa tra domanda ed offerta e da condizioni di mercato diverse a seconda della localizzazione geografica, ha spinto il legislatore a favorire l'istituzione di una piattaforma, la borsa elettrica, comune e trasparente per la fissazione dei prezzi, incentrata su meccanismi d'asta pubblica. La peculiarità di un bene che, impossibile da immagazzinare in grandi quantità, va prodotto praticamente in tempo reale al momento in cui emerge la domanda, con una domanda che non è costante durante la giornata o nel corso delle stagioni, ha imposto da un lato che la contrattazione avvenisse giorno per giorno (il Mercato del Giorno Prima, MGP), dall'altro che si prevedessero comunque contrattazioni espost per gli aggiustamenti (il Mercato Infragiornaliero, MI). Al contempo, la natura di bene di prima necessità dell'energia elettrica rende fondamentale la certezza degli approvvigionamenti e la relativa stabilità dei prezzi, due obiettivi perseguiti attraverso la nascita di un mercato dei derivati finanziari legati all'energia (Mercato a Termine Elettrico, MTE)<sup>30</sup>. La quantità di elettricità prodotta e venduta va poi trasferita al compratore attraverso l'infrastruttura fisica della rete di trasmissione gestita da Terna, che per assolvere a questo ruolo ha bisogno di una verifica (operata dal Gestore del Mercato Elettrico, GME) che il bene abbia le opportune caratteristiche di congruità per essere trasportata. Una volta rassicurata in merito, Terna si adopera affinché non siano violati i limiti di transito sulla rete e perché domanda ed offerta siano sempre bilanciati, ricevendo a tale scopo le proposte di acquisto e cessione di energia sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

30 In questi anni, in cui subiamo ancora le conseguenze economiche della crisi dei *subprime* e della allegra finanza connessa ai derivati, può sembrare strano descrivere questi ultimi come strumenti di stabilizzazione e trasparenza dei prezzi. Si ricordi, tuttavia, che derivati quali i *future* non nascono con fini speculativi, bensì di assicurazione dai rischi connessi a forti oscillazioni di prezzo su quantitativi a consegna differita, ad esempio derrate agricole o valuta estera.

Trattandosi di un mercato di recente liberalizzazione, che ancora deve completare la transizione dal pubblico al privato e con una complessità tecnica intrinseca, il legislatore ha deciso non solo di istituire un organo di vigilanza (l'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas, AEEG), ma anche di mantenere un occhio di riguardo per quella gran parte di utenti finali (per lo più famiglie e piccoli consumatori) carenti delle competenze o anche solo del tempo e della voglia necessari ad operare una scelta di consumo pienamente informata. Di qui, la fissazione su base nazionale di un prezzo amministrato per i cosiddetti "clienti tutelati", eredi (forse inconsapevoli) degli oggi scomparsi "clienti vincolati" e rappresentati (in modo altrettanto inconsapevole) all'interno della Borsa elettrica dall'Acquirente Unico (AU).

Infine, per ridurre la dipendenza dalle fonti fossili – il cui approvvigionamento crea più di un problema nell'attuale panorama geopolitico – e abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> del settore nell'ambito di quanto previsto dal Protocollo di Kyoto e dal Pacchetto 20-20-20 comunitario, al tema della liberalizzazione si è aggiunto quello del sostegno alle fonti rinnovabili ed alla generazione diffusa, favorito o imposto dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per tramite di una serie eterogenea di strumenti (permessi negoziabili, tariffe incentivanti, aiuti finanziari).

Questa a grandi linee, la natura del mercato elettrico in Italia. Forse dobbiamo correggerci, ed ammettere che, più che ad un mosaico, assomiglia a un quadro di Pollock: complicato, per molti incomprensibile e casuale, quantomeno a prima vista, ma anche affascinante nella sua stravaganza. Quasi quanto l'ornitorinco.

# Capitolo 2

## Il quadro istituzionale della cofornitura nei principali Paesi europei

Con il verificarsi delle menzionate crisi petrolifere degli anni '70 del XX secolo, che richiamano l'attenzione sulla dipendenza dei paesi industrializzati nei confronti delle fonti fossili, vengono varate le prime politiche pubbliche a favore della diversificazione delle fonti energetiche. Da quel momento, alle problematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti vanno a sommarsi le considerazioni relative all'accrescimento della coscienza ambientale da parte delle opinioni pubbliche occidentali, tant'è che solo con l'entrata in vigore del protocollo di Kyoto nel febbraio del 2005 le politiche e gli strumenti a sostegno delle energie rinnovabili conoscono una reale accelerazione.

L'Europa si caratterizza per la presenza di Paesi all'avanguardia per quanto riguarda lo sviluppo delle energie rinnovabili, non solo in termini di attori strategici sul mercato energetico (produttori di energia e di tecnologie) ma anche in termini di modelli legislativi e di strumenti pubblici incentivanti. Tra questi, la normativa tedesca che va sotto il nome di Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) diviene presto un punto di riferimento per le altre politiche nazionali di regolazione tariffaria.

L'analisi della legislazione rappresenta un elemento essenziale per una ricerca sulla *co-provision*. È attraverso di essa, infatti, che si accorda o meno lo spazio necessario al consumatore per trasformarsi in cofornitore di energia, che si aprono le reti ai contributi della generazione distribuita o anche che si superano i limiti di conoscenza, riconosciuti dall'Unione Europea come principale barriera alla

diffusione delle energie rinnovabili. I meccanismi incentivanti rappresentano inoltre il principale argomento per spingere i cittadini a realizzare investimenti in materia di produzione di energia.

In questo Capitolo sarà analizzato il quadro istituzionale messo in campo per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili da tre Paesi europei: Germania, Spagna e Francia. Si tratta dei Paesi più simili all'Italia per dimensioni demografiche e caratteristiche socio-economiche, ma anche di realtà interessanti in termini di politiche attuate e di casi-studio riscontrati, così da rendere particolarmente significativo il paragone tra essi.

## 2.1 IL QUADRO NORMATIVO EUROPEO

Nel contesto della *governance* a molteplici livelli che caratterizza il funzionamento dell'Unione Europea, è necessario, prima ancora di analizzare i quadri legislativi nazionali, conoscere gli obiettivi e le direttive dell'UE in materia di energia da fonti rinnovabili. In effetti, gran parte delle leggi a favore dello sviluppo delle energie sostenibili, attualmente in vigore nei paesi membri dell'UE, risultano da un'attuazione al livello nazionale di una Direttiva europea. In termini di lotta al cambiamento climatico, l'obiettivo europeo più importante attualmente è il cosiddetto "Pacchetto 20-20-20", secondo cui ogni Stato membro dovrà contribuire a raggiungere l'obiettivo del 20% di produzione di energia da fonte rinnovabile, del 20% di incremento dell'efficienza energetica e del 20% di abbattimento dei gas climalteranti entro il 2020<sup>1</sup>.

Il quadro degli strumenti usati dalle Amministrazioni in favore delle fonti rinnovabili nella produzione di energia non è ancora del tutto armonizzato nelle legislazioni dei Paesi membri. In effetti, il ruolo dell'UE all'interno di questo processo non impone strumenti vincolanti, ma si limita a fissare obiettivi di carattere indicativo da perseguire e a riconoscere piena autonomia sugli strumenti agli Stati membri.

Si può quindi affermare che, nel complesso, l'UE ha sempre mantenuto un ruolo di indirizzo in tema di politiche per la diffusione delle fonti rinnovabili ed in tema di efficienza energetica, lasciando agli Stati membri il compito di organizzarsi per raggiungere gli obiettivi fissati. Il seguente quadro sinottico riporta i principali interventi della UE sul tema nel corso dell'ultimo triennio.

<sup>1</sup> Direttiva 28/2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 77/2001 e 30/2003: "Gli Stati membri adotteranno un piano di azione nazionale che fissa la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento per il 2020. Tali piani di azione prenderanno in considerazione gli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia (più alta sarà la riduzione del consumo di energia, meno energia da fonti rinnovabili sarà necessaria per raggiungere l'obiettivo). I piani dovranno inoltre prevedere le modalità delle riforme dei regimi di pianificazione e di fissazione delle tariffe, nonché l'accesso alle reti elettriche, a favore dell'energia da fonti rinnovabili".

<b>Marzo 2007</b>	Summit europeo che fissa i termini del Pacchetto 20-20-20
<b>Settembre 2007</b>	La Commissione presenta il pacchetto liberalizzazioni in tema energetico
<b>Novembre 2007</b>	La Commissione presenta il Piano Europeo Strategico per l'Energia e la Tecnologia (SET-Plan)
<b>Gennaio 2008</b>	La Commissione presenta una proposta per una direttiva che aiuti a raggiungere gli obiettivi fissati nel marzo precedente
<b>Febbraio 2008</b>	I ministri europei approvano il SET-Plan
<b>Novembre 2008</b>	La Commissione propone una nuova versione della Direttiva per l'Efficacia Energetica degli Edifici (EPBD)
<b>Dicembre 2008</b>	Il Consiglio Europeo approva la nuova Direttiva per le Fonti Rinnovabili
<b>Marzo 2009</b>	Il Parlamento e la Presidenza dell'UE raggiungono un accordo per il terzo pacchetto energia.
<b>Giugno 2009</b>	Il Consiglio Europeo adotta il pacchetto sul mercato interno dell'energia
<b>Ottobre 2009</b>	La commissione pubblica la comunicazione per il finanziamento del SET-Plan.
<b>Giugno 2010</b>	Scadenza per gli Stati Membri
<b>Dicembre 2020</b>	Raggiungimento dell'obiettivo del 20% del consumo totale di energia in Europa da fonti rinnovabili.

Tab. 2.1 – Passi recenti della UE per la promozione delle energie rinnovabili. Fonte: [www.euractiv.com](http://www.euractiv.com).

## 2.2 GLI STRUMENTI A SUPPORTO DELLE FONTI RINNOVABILI

Le politiche pubbliche in materia di promozione delle fonti energetiche rinnovabili si distinguono in due grandi categorie: le tariffe incentivanti di tipo *feed-in* (o regolazione tariffaria) e il sistema delle quote, o dei Certificati Verdi (CV). A queste due classi generali si è aggiunto di recente il *net-metering*, la cui logica è molto vicina, sebbene non completamente assimilabile, a quella delle regolazioni tariffarie. In queste pagine, esamineremo quindi gli strumenti incentivanti secondo i tre modelli menzionati.

Obiettivo del modello di tipo *feed-in* è sostenere lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili tramite l'instaurazione di meccanismi di regolazione tariffaria, fino a rendere gli investimenti in questo settore competitivi con gli impianti di produzione di energia da fonte fossile (*grid parity*) e favorendo così la concorrenza tra produttori. Le normative di tipo *feed-in* garantiscono infatti ai produttori di energia da fonte alternativa il riacquisto dell'energia da parte degli operatori del settore energetico ad un prezzo superiore al costo dell'energia proveniente da fonte fossile. Il calcolo dell'incentivo

viene realizzato a seconda dei costi di produzione, tenendo conto della taglia degli impianti e del tipo di fonte utilizzata, ma anche degli avanzamenti della tecnologia, in modo da mantenere i livelli degli incentivi in linea con i costi reali di produzione. Abitualmente, i prezzi incentivati sono garantiti per una durata che va da 15 a 24 anni. Il modello *feed-in* prevede inoltre l'attuazione di meccanismi di "digressione tariffaria", ossia la rivisitazione a cadenza annuale o comunque costante dell'incentivo sulla base del progressivo raggiungimento del risultato prefissato (Lipp, 2007). La Germania è stato il primo Paese europeo ad adottare strumenti di questo tipo nella promozione di fonti rinnovabili sul proprio territorio, seguita poi da altri, tra i quali Francia e Spagna.

Il modello delle quote o dei CV può essere interpretato come un sistema che contribuisce a individuare due beni distinti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili: la potenza elettrica concretamente prodotta da un lato e il servizio di riduzione delle emissioni dall'altro. Se l'energia prodotta viene rivenduta direttamente al prezzo di mercato, i CV – rilasciati dall'autorità pubblica – hanno anche essi un valore economico e possono essere venduti su un apposito mercato. Essi infatti assolvono al servizio di dimostrare che una parte dell'energia prodotta dagli operatori dell'offerta (in percentuale definita al livello nazionale dall'autorità, Cfr. Paragrafo 1.5) proviene da fonti rinnovabili. Il raggiungimento della quota è quindi certificata dalla presentazione – e relativo "annullamento" – del numero di CV necessari a comporre la percentuale richiesta, in linea con quanto previsto dalla teoria dei permessi negoziabili. Nel caso in cui il fornitore di energia non raggiunga la quota minima di CV necessari, dovrà pagare una multa il cui ammontare supera il prezzo dei corrispondenti certificati. Gli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili vanno quindi calcolati realizzando la somma tra il ricavo della vendita dell'energia e il valore dei corrispondenti CV emessi sulla base di quanto previsto dalla normativa.

Il *net-metering*, infine, è uno strumento rivolto agli impianti di piccole dimensioni, che prevedono il parziale autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. Il meccanismo si basa sul calcolo dell'energia prodotta ed immessa in rete al netto della quantità prelevata dalla rete stessa. La quota di energia immessa in rete è quindi contabilizzata e sottratta da quella prelevata (solitamente nelle ore di maggior consumo, quando l'impianto non consente l'autosufficienza) nel calcolo della bolletta energetica; qualora l'energia immessa fosse superiore a quella prelevata, il valore del *surplus* è riportato a credito nella bolletta successiva. Il *net metering* è il meccanismo alla base del cosiddetto "scambio sul posto", molto utilizzato in casi di *co-provision* per usi domestici o per capacità produttive inferiori a 200 KW.

Questi i principali strumenti adottati dalle Amministrazioni per favorire la diffusione degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile. Le scelte dipendono dagli orientamenti politici e dagli obiettivi strategici dei governi nazionali; ad esempio, i sussidi tramite il sistema "a quote" (CV) sono generalmente più aperti ai mercati esteri e al principio del libero mercato e della concorrenza, rispetto alle tariffe incentivanti, riconosciute ai soli produttori attivi

entro i confini nazionali. Vale comunque sottolineare che tali principi non sono necessariamente autoesclusivi, ma possono coabitare, cosa che avviene in gran parte dei Paesi europei, tra cui l'Italia.

## 2.3 LO STATO DELL'ARTE NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

### 2.3.1 GERMANIA: LE CARATTERISTICHE DI UN LEADER

La Germania è stato il primo paese europeo ad avere introdotto con successo incentivi di tipo *feed-in* nell'ambito delle energie da fonte rinnovabile; come anticipato, la *Erneuerbare Energien Gesetz* (EEG), in vigore dal 2000, è stata poi utilizzata come punto di riferimento per la definizione di normative europee con obiettivi simili.

Al momento, la Germania è il Paese *leader* in Europa in termini di produzione di energia da fonti rinnovabili e il ruolo dei sostegni statali sembra essere stato determinante in questo senso. La Germania si distingue in particolare per quanto riguarda i MWh annui prodotti da fonte eolica e fotovoltaica. Negli ultimi dieci anni, le energie da fonti rinnovabili sono cresciute in Germania, riducendo la dipendenza del Paese nei confronti delle fonti fossili e delle importazioni di energia. Tale crescita ha prodotto risultati positivi anche in termini di economia interna: innanzitutto, le imprese tedesche sono diventate punto di riferimento nella produzione di elementi tecnologici legati agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, quali i pannelli fotovoltaici e le torri eoliche. Inoltre, il rinnovato mercato energetico ha portato alla creazione di nuovi posti di lavoro.

I dati fanno registrare per la Germania una produzione complessiva da fonti rinnovabili di 91,6 TWh, pari al 15% del consumo interno lordo di energia elettrica; di questi, ben 40,4 TWh sono imputabili all'eolico, mentre altri quattro derivano dal fotovoltaico; in entrambi i casi, si tratta del *record* europeo, ma la Germania è anche *leader* mondiale della produzione da fonte eolica. L'occupazione nel settore delle fonti rinnovabili è di circa 280.000 addetti, più di 74.000 dei quali nel solo fotovoltaico (GSE 2009).

Come anticipato, il principale strumento di sostegno del Governo tedesco allo sviluppo delle fonti rinnovabili è la legge introdotta nel 2000. La EEG garantisce ai produttori di energia da fonte rinnovabile la priorità nella connessione, l'accesso alla rete di distribuzione e di trasmissione e la vendita dell'energia prodotta ad un prezzo superiore all'energia prodotta da fonti fossili. La legge prevede diverse tariffe incentivanti, a seconda del tipo di fonte rinnovabile, delle caratteristiche dell'impianto, ma anche della zona di installazione. Ad esempio, per gli impianti eolici, le tariffe possono variare a seconda delle caratteristiche anemometriche dell'area di operatività.

La EEG è stata emendata una prima volta nel 2004 e successivamente nel 2008, in modo da essere adattata ai nuovi obiettivi, recependo anche le direttive comunitarie introdotte nel frattempo. La necessità di rivedere la legge con una cadenza re-

golare era stata prevista dal governo centrale, in modo da verificare periodicamente il raggiungimento degli obiettivi e riorientare gli incentivi, anche in relazione ai miglioramenti tecnologici intervenuti ed allo stato del mercato dell'energia.

Nella sua versione attuale, la EEG impone agli operatori della distribuzione l'obbligo ad effettuare lavori di manutenzione sulla rete, in modo da ottimizzare gli scambi di energia e di ridurre al minimo le perdite. Un ulteriore elemento di innovazione introdotto dalla nuova versione della EEG è l'incentivo al *repowering* delle torri eoliche, oltre che a nuove installazioni *on* ed *off-shore*, motivato dall'ambizioso obiettivo nazionale di raggiungere entro il 2020 i 55.000 MWh di energia eolica prodotta (nel 2008, anno di ultimo aggiornamento della legge, erano 23.000). Per quanto riguarda il fotovoltaico, l'incentivo è accordato per 20 anni, con tariffe differenziate secondo la potenza installata, a decrescere per gli impianti di maggiori dimensioni, e rivisti su base annuale mano a mano che sono raggiunti gli obiettivi prefissati<sup>2</sup>. In questo senso, non stupisce l'annuncio per il 2010 di un adeguamento delle tariffe, che finirà per ridurle in una percentuale compresa tra il 15% ed il 33% secondo la tipologia degli impianti entro il 2011.

La filosofia alla base delle tariffe incentivanti tedesche è quella di diminuire progressivamente il sostegno finanziario, in maniera direttamente proporzionale alla riduzione dei costi di produzione, fino a cessare definitivamente quando i costi di produzione dell'energia da fonte rinnovabile – grazie ai miglioramenti della tecnologia ed all'aumento della materia prima delle fonti convenzionali – saranno allineati a quelli da fonte fossile. Una filosofia oggi seguita da gran parte degli altri Paesi.

### 2.3.2 SPAGNA: FISSARE CORRETTAMENTE L'INCENTIVO

Anche in Spagna, l'incentivazione delle fonti rinnovabili è affidata in primo luogo all'introduzione delle tariffe *feed-in*, avvenuta con la normativa varata nel 2007 (Regio Decreto 661/2007) e incentrata sulle usuali caratteristiche di questo tipo di strumento, gran parte delle quali mutuata dalla EEG tedesca: tariffe di riacquisto superiori al prezzo di mercato dell'energia, riconoscimento dell'incentivo per un intervallo temporale pluriennale, diversificazione delle tariffe secondo la fonte energetica e loro adeguamento a seguire le evoluzioni tecnologiche e del mercato. In alternativa al *feed-in*, i produttori di energia da fonte rinnovabile possono scegliere un *bonus* calcolato sul prezzo massimo dell'energia sul libero mercato. Infine, è possibile beneficiare di una riduzione fiscale sugli investimenti necessari ad installare gli impianti di generazione di energia.

In origine, la legge spagnola instaurava gli incentivi per la produzione e l'immissione in rete di energia rinnovabile per tutte le fonti riconosciute (eolico, solare, biomasse, cogenerazione). Il Governo spagnolo ha però sottostimato l'inte-

<sup>2</sup> Le tariffe attuali prevedono il riconoscimento di 0,4301 euro per KWh prodotto per impianti di piccole dimensioni (fino 30 KW di potenza) integrati nei tetti delle abitazioni, 0,4092 €/KWh per impianti tra 30 e 100 KW, 0,3958 €/KWh per impianti tra 100 KW ed un MW, 0,33 €/KWh per impianti superiori al MW, infine, 0,3194 €/KWh per gli impianti "al suolo".

resse degli investimenti nel fotovoltaico, per il quale erano previste tariffe incentivanti particolarmente alte, cosicché già a fine 2007 è stato raggiunto l'obiettivo dei 400 MW installati, originariamente fissato per il 2010. Il programma di sussidi per il fotovoltaico è stato quindi sospeso, per consentire l'aggiornamento degli obiettivi ed il taglio drastico delle tariffe. È quanto avvenuto con il regio Decreto 1578/2008, che ha avuto però come risultato principale e forse inaspettato quello di fare "scoppiare la bolla", rivelando la dipendenza pressoché assoluta del mercato dagli incentivi statali<sup>3</sup>. Al contrario della Germania, la realtà spagnola mostra quindi i rischi legati ad una applicazione poco meditata del *feed-in*, soprattutto per quanto concerne la fissazione degli incentivi.

Quali che siano gli errori compiuti, la Spagna oggi insidia la *leadership* tedesca nel campo delle fonti rinnovabili, con 60,5 TWh di produzione complessiva, 2,5 dei quali da fotovoltaico e 31,5 da eolico, in grande crescita negli ultimi anni. Nel complesso, l'energia prodotta da fonte rinnovabile copre il 20,5% del consumo interno lordo nazionale (GSE 2009).

### 2.3.3 FRANCIA: ALLA RICERCA DEL TEMPO PERDUTO

Complici l'effettiva quanto ostentata preminenza nel nucleare e l'elevato sfruttamento della fonte idrica, la necessità di muoversi in direzione delle altre fonti rinnovabili è stata a lungo poco percepita in Francia. Nel complesso, la produzione da fonti rinnovabili francese è di 74 TWh, pari al 14% del consumo interno lordo di energia elettrica, ma di questi solo 5,7 TWh sono da fonte eolica, mentre il fotovoltaico si limita ad appena 36 GWh (GSE, 2009).

Il Governo francese ha varato diverse norme per incentivare la diffusione delle fonti rinnovabili, gran parte delle quali basate, come nei casi precedenti, sul ricorso a meccanismi di tipo *feed-in*. Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili e gli strumenti dedicati sono descritti all'interno del Programma Pluriennale degli Investimenti (PPI), realizzato a partire dal piano nazionale per lo sviluppo sostenibile (*Le Grenelle Environnement*), di derivazione ministeriale, ed il coinvolgimento delle associazioni di portatori d'interessi del settore.

Nonostante una dinamica simile a quella illustrata per la Spagna e la conseguente decisione di ridurre l'incentivo a partire dal 2010, nonché una *tariffal digression* che indurrà la riduzione dell'incentivo del 10% entro il 2012, le tariffe per il fotovoltaico in Francia restano tra le più alte d'Europa<sup>4</sup>. Unica, e per molti

<sup>3</sup> Il decreto del 2008 distingue due tipologie di tariffe: per gli impianti integrati all'interno degli edifici, l'energia è acquistata a 0,34 euro per kWh se l'impianto non supera i 20 kW di potenza, a 0,31 €/kWh per impianti di potenza compresa tra 20 kW e due MW; per gli impianti non integrati, è prevista invece una tariffa di 0,32 €/kWh per impianti di potenza fino a 10 MW. Per le altre tecnologie, le tariffe sono regolate dal decreto del 2007, che prevede 0,2694 €/kWh per 25 anni per il solare termico, 0,1329 €/kWh per tutta la durata di vita dell'impianto per la cogenerazione, 0,1306 €/kWh per 15 anni per biomasse e biogas, 0,0732 €/kWh per 20 anni per l'eolico.

<sup>4</sup> Le nuove tariffe prevedono 0,55 euro per kWh prodotto (contro i 0,6 iniziali) per gli impianti fotovoltaici integrati nei tetti di abitazioni, edifici scolastici e ad uso medico purché

versi discutibile, l'introduzione di un sistema di modulazione geografica delle tariffe che, prevedendo una maggiorazione fino al 20% per le regioni a minor tasso di insolazione, intende incentivare la diffusione del fotovoltaico anche nelle aree settentrionali del Paese.

A fianco della tariffa *feed-in* nazionale, il sistema francese prevede altre forme di sussidio – di entità decisamente inferiore – erogate dalle autorità regionali e dipartimentali e riduzioni fiscali ai proprietari degli impianti: crediti d'imposta, aliquote IVA diminuite, esonero sulla tassa di proprietà per gli impianti integrati nei nuovi edifici. Grazie a questo insieme diversificato di incentivi, la Francia sta progressivamente recuperando il ritardo iniziale maturato nei confronti del resto d'Europa.

#### 2.3.4 ITALIA: L'IMMAGINAZIONE AL POTERE

Il quadro normativo italiano presenta una combinazione di diversi meccanismi a sostegno della promozione delle energie rinnovabili. In effetti, a differenza della Germania, in Italia il sistema dei CV coesiste tanto con strumenti di regolazione tariffaria di tipo *feed-in* quanto con il *net metering*.

Tra gli strumenti che si richiamano al *feed-in*, si segnalano il Conto Energia<sup>5</sup> per gli impianti fotovoltaici, la cosiddetta Tariffa Omnicomprensiva per le restanti fonti rinnovabili non programmabili e il Ritiro Dedicato. Dopo l'entrata in vigore della Legge Finanziaria 2008, il Conto Energia rimane l'unico meccanismo di incentivazione del fotovoltaico: si può infatti optare per il meccanismo dei CV solo per gli impianti fotovoltaici che hanno presentato richiesta di autorizzazione entro la data di entrata in vigore della Finanziaria stessa.

Le tariffe incentivanti previste dal Conto Energia variano a seconda della dimensione dell'impianto e del grado di sua integrazione con l'edificio che lo ospita. Il Conto Energia, così come ogni altro argomento connesso alla produzione di energia da fonti rinnovabili (Cfr. Paragrafi 1.3-1.5), è curato dal GSE che eroga gli incentivi e qualifica gli impianti; la tariffa riconosciuta varia da 0,36 a 0,49 euro al kWh prodotto, per una durata di 20 anni. Le tariffe sono modulate in modo da favorire i piccoli impianti che risultano integrati architettonicamente e quelli installati negli edifici pubblici.

La Tariffa Omnicomprensiva estende il meccanismo del *feed-in* alle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, dal solare termico e dalle biomasse per riscalda-

---

costruiti da non più di due anni; tra 0,42 e 0,5 €/KWh per uffici o edifici ad uso agricolo; 0,3 €/KWh per gli impianti al suolo.

<sup>5</sup> Il Conto Energia, derivante dall'attuazione della Direttiva comunitaria 77/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili, è stato introdotto in Italia con Decreto Ministeriale del 28/07/2005 e successivamente modificato dal Decreto Interministeriale del 19/02/2007 (il cosiddetto Secondo Conto Energia). Si è oggi (dicembre 2009) in attesa di un Terzo Conto Energia, finalizzato ad estendere il regime di incentivazione fino al 2014, di cui è disponibile solo una bozza resa nota dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

mento, per impianti di potenza non superiore a un MW (200 KW per gli impianti eolici). La Tariffa onnicomprensiva consiste nell'erogazione di un beneficio monetario, differenziato per fonte, corrisposto per ogni kWh netto di energia elettrica immesso in rete ([www.nextville.it/index/512](http://www.nextville.it/index/512)).

Il Ritiro Dedicato, destinato a tutti gli impianti a fonti rinnovabili non programmabili e a quelli programmabili se inferiori a 10 MVA, prevede la stipula di una convenzione con il GSE per la cessione a prezzo concordato di tutta l'energia prodotta, salvo quella destinata all'autoconsumo. Tale prezzo è pari a quello zonale orario, ossia al prezzo di mercato che il produttore spunterebbe se partecipasse al mercato gestito dal GME (Cfr. Paragrafi 1.3-1.5); per gli impianti di potenza inferiore a un MW sono previsti prezzi minimi garantiti, aggiornati annualmente dall'AE-EG, differenziati rispettivamente per i primi 500.000 kWh annui prodotti, i secondi 500.000 kWh ed il secondo milione di kWh. Il Ritiro Dedicato non è l'unica opzione a disposizione per i produttori di queste dimensioni, che possono invece accedere al mercato elettrico o stipulare con un grossista un contratto bilaterale.

Per gli impianti alimentati da qualsiasi tipo di fonte rinnovabile e di potenza non superiore ai 200 KW, è prevista anche la modalità dello Scambio sul Posto, declinazione italiana del *net metering*. Dal 2009, il meccanismo prevede la misurazione una volta l'anno della energia immessa e di quella prelevata dalla rete: in caso di un risultato netto in favore del *coprovider*, il credito di energia maturato viene accantonato per gli anni seguenti; se, viceversa, il bilancio risulta negativo e si è prelevata più energia di quanta se ne è immessa, il *deficit* netto è pagato immediatamente dal produttore/consumatore. Lo Scambio sul Posto può quindi essere interpretato come uno strumento che consente di immettere in rete l'energia elettrica prodotta e non autoconsumata, per poi prelevarla in un momento successivo per soddisfare i propri consumi. È ammessa la combinazione dello Scambio sul Posto con altri strumenti di incentivo, quali il Conto Energia per il fotovoltaico e i CV.

Come illustrato nel Paragrafo 1.5, ogni produttore o importatore di energia elettrica ha l'obbligo di immettere nel sistema una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota può essere raggiunta tramite produzione diretta di energia rinnovabile (per la quale il GSE emette in favore del produttore il numero corrispondente di CV) oppure tramite l'acquisto dei CV da altri produttori. Il GSE è il regolatore del mercato dei CV, emettendoli a certificazione dell'energia prodotta, ricomprandoli se in eccesso ed annullando quelli presentati dai soggetti che sono ricorsi al mercato per coprire la quota assegnata. Il GSE, inoltre, rilascia la certificazione IAFR agli impianti, condizione obbligata per potere beneficiare dei CV. Il valore dei certificati e la durata dell'incentivo sono calcolati in base ad anno di realizzazione e taglia dell'impianto ed al tipo di fonte rinnovabile. Anche in Italia, infine, è possibile usufruire di vantaggi fiscali quali riduzioni dell'aliquota IVA (10% anziché 20%) e beneficiare di ulteriori incentivi legati all'efficientamento energetico.

I quattro paesi analizzati sono accomunati dall'aver adottato meccanismi incentivanti mirati alla promozione delle fonti energetiche rinnovabili. Al di là

delle peculiarità nazionali, tutti i sistemi nazionali sono indirizzati a perseguire gli obiettivi fissati dall'UE.

Limitandoci alle fonti rinnovabili affrontate nel prosieguo con i casi studio<sup>6</sup>, e tenendo conto della ampia articolazione degli schemi di remunerazione (con differenze notevoli a seconda che l'impianto sia in oppure *off-shore*, che sia integrato nella abitazione o al suolo, e così via, oltre che per periodo di funzionamento), si possono indicare per i quattro Paesi i seguenti profili tariffari:

Fonte	Fotovoltaico	Eolico	Biomasse
Germania	0,32-0,43	0,03-0,13	0,08-0,11
Spagna	0,32-0,34	0,07	0,11-0,16
Francia	0,30-0,55	0,03-0,13	0,05-0,06
Italia	0,36-0,49	0,30	0,28

Tab. 2.2 – Tariffe incentivanti per la produzione di energia da fonti rinnovabili nei quattro Paesi considerati, €/KWh. Fonte: elaborazione eco&eco su base <http://res-legal.eu>.

Per tutti i Paesi, le tariffe incentivanti di tipo *feed-in*, sembrano una buona opzione di *policy* e permettono agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di svilupparsi al riparo da una concorrenza di mercato che, nella fase iniziale della loro vita, risulterebbe insostenibile. Le tariffe sono definite dai Paesi a seconda dei propri obiettivi strategici, ma le variabili in gioco per il loro successo sono legate soprattutto alla quantità di fondi a disposizione (Klein *et al.*, 2008).

L'Italia si segnala non solo per una maggiore complessità del sistema di incentivi, che non ha compiuto una scelta decisa tra *feed-in* e quota, ma anche per la dimensione degli incentivi, particolarmente elevati rispetto al *benchmark* europeo soprattutto per quanto concerne le fonti diverse dal fotovoltaico; la volontà di non penalizzare altre fonti rispetto a quest'ultimo sembra fare premio più che negli altri Paesi su altre considerazioni, quali la differente dimensione ottima minima delle varie tecnologie e il rivolgersi a imprese con capacità di investire o a utenti residenziali interessati a sconti sulla bolletta energetica.

La analisi dei diversi profili tariffari richiama una volta di più l'attenzione sulla eterogeneità esistente tra i principali Paesi della UE in materia energetica e di sostegno alle fonti rinnovabili. Sembra quindi ancora lontana la soluzione prospettata da Mario Monti nel Rapporto menzionato nell'introduzione di questo lavoro, secondo cui l'intero sistema economico comunitario si gioverebbe di un quadro normativo ed istituzionale unico per il mercato dell'energia e per la diffusione delle fonti rinnovabili.

<sup>6</sup> Nei casi studio si tratta anche il caso della cogenerazione, che rappresenta un caso di *co-provision* e dà diritto all'emissione di TEE, ma che non prevede tariffe incentivanti nella maggior parte dei Paesi europei.

# Capitolo 3

## Un quadro teorico (in cerca di)

### 3.1 COPRODUZIONE E COFORNITURA: LA GENESI DEL CONCETTO

Al fine della presente ricerca è utile individuare la genesi del concetto di cofornitura, per capire come esso sia stato utilizzato e studiato nelle scienze sociali, indipendentemente dallo specifico campo di applicazione.

Il tema è affrontato per la prima volta nelle scienze sociali nel 1984, da James Ferris, studioso di politiche pubbliche. A lui viene attribuita l'idea di introdurre nel dibattito scientifico il termine *co-provision* per interpretare le modalità di coinvolgimento e di partecipazione attiva dei cittadini nell'erogazione di servizi di natura pubblica. Il contributo di Ferris si inserisce in un dibattito più ampio, iniziato a partire dalla metà degli stessi anni '80, che ha coinvolto una nutrita schiera di analisti delle politiche pubbliche statunitensi. Il contesto era differente da quello energetico. Questi studiosi cercavano di capire come i cittadini contribuissero alla produzione di beni e alla erogazione di servizi tradizionalmente di competenza dello Stato. Nel dibattito si sono alternati i termini coproduzione e cofornitura, a seconda che l'oggetto di studio fosse la partecipazione dei cittadini nella produzione di un servizio, oppure nella sua diretta erogazione. Nella nostra analisi possiamo considerarli come equivalenti, anche se abbiamo preferito utilizzare il termine *co-fornitura* in quanto più consono alla materia energetica.

Il tema diventa rilevante nel momento in cui la crisi fiscale dello Stato fa adombrare il progressivo taglio dei servizi. Gli studiosi di politiche pubbliche

cercano di individuare le modalità per mantenere costante la qualità e la quantità dei servizi indipendentemente dal ridimensionamento degli stanziamenti statali. Il coinvolgimento dei cittadini come coproduttori e cofornitori di servizi sembra essere una prospettiva interessante<sup>1</sup>.

Si trova una prima definizione organica della coproduzione in Brudney e England (1983), i quali prendono in considerazione la letteratura prodotta a partire dalla metà degli anni '70 e provano ad individuare i tratti caratterizzanti. La coproduzione è così definita in base al grado di compenetrazione tra due tipi di partecipanti – i *produttori regolari* di servizi (enti pubblici, agenzie, pubbliche ufficiali, e così via) e i *produttori consumatori* (gli utenti, i cittadini, i consumatori). La sovrapposizione risultante rappresenta la produzione congiunta di servizi da parte di questi due gruppi, ovvero la coproduzione. La coproduzione si distingue così dal modello dominante di erogazione dei servizi pubblici, che può essere visualizzato da due distinte sfere (Cfr. Figura 3.1): la prima sfera rappresenta i produttori regolari, che erogano i servizi seguendo delle procedure standard ben definite, al fine di allocare beni e servizi. La seconda sfera è composta da consumatori di beni e servizi, cittadini, gruppi di interesse. Questi possono fornire *feedback* agli operatori standard mettendo in luce nuovi bisogni, supportando o rigettando i modelli o esprimendo considerazioni attraverso tavoli consultivi ed altri strumenti possibili. Ricevuti i *feedback* le agenzie pubbliche possono decidere o meno di adoperarsi per adeguare meglio i servizi alle esigenze degli utenti.

La coproduzione, invece, consiste nella partecipazione diretta dei cittadini nella produzione di servizi e di beni tradizionalmente prodotti dallo Stato. I risultati della partecipazione devono avere un impatto positivo sui servizi. Essa muove dalla cooperazione volontaria da parte dei cittadini e implica un comportamento attivo. Sia gruppi che individui possono essere partecipi della coproduzione, ma secondo gran parte degli autori che si sono misurati con il concetto, dal punto di vista pratico e dell'equità distributiva dei servizi, sono più importanti le partecipazioni collettive. In questo modo, le due sfere classiche (produttori e consumatori) si sovrappongono ed i *feedback* tra di esse diventano un processo interno (Pestoff, 2008).

<sup>1</sup> In termini cronologici, i primi studiosi ad esplorare questo campo sono Bjur e Siegel (1977), con un articolo comparso sulla *Midwest Review of Public Administration*. L'anno prima, però, ad un *workshop* tenutosi presso la Indiana University, Bish e Neubert (1976) avevano già presentato un contributo sull'argomento. È però a partire dall'articolo di Bjur e Siegel che si apre il dibattito su come definire i confini della coproduzione. In breve, la questione sulla quale si cerca una posizione univoca è relativa a quali attività dei cittadini possano essere considerate come attività di coproduzione di servizi. Al primo articolo esplorativo, seguono gli scritti di Rich (1979), Whitaker (1980), Kiser and Percy (1980), Rosentraub e Sharp (1981), Parks *et alia* (1981), Lopez-Lee (1982), Mattson (1986). Con Neiman (1989) la questione investe finalmente l'autoproduzione di energia.

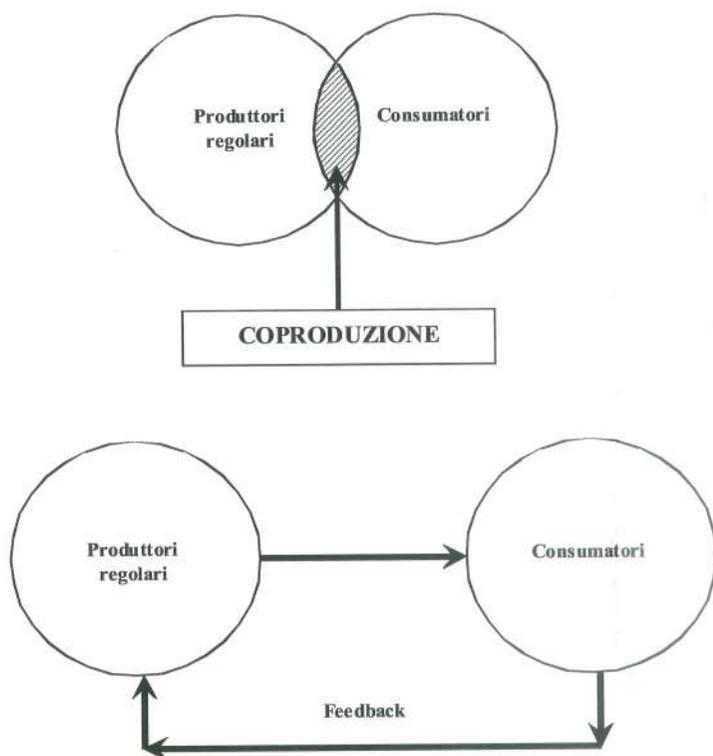


Fig. 3.1 – Modello coproduttivo (in alto) e tradizionale (in basso) di fornitura dei servizi

Per essere reale, la coproduzione deve quindi essere partecipativa, positiva e cooperativa: positiva, nel senso che non può essere volta a contrastare un servizio, ma deve contribuire a realizzarlo; partecipativa, perché deve prevedere il coinvolgimento diretto dei cittadini nella prestazione; cooperativa, perché deve contribuire alla produzione di un servizio in parte erogato dallo Stato, perciò deve avvenire in cooperazione con esso. È questo un passaggio fondamentale per il concetto di coproduzione, ma non lineare né tantomeno indolore: Warren et al. (1982) rimarcano che la coproduzione può comportare riduzione dei costi di somministrazione del servizio, innalzamento della qualità e aumento delle opportunità di partecipazione alle decisioni sul servizio pubblico per i cittadini; ma essa comporta il duplice rischio di spostamento dei costi dal produttore regolare ai cittadini e di riduzione della qualità del servizio in ragione della minore competenza specialistica dei cittadini stessi. Percy (1984) richiama invece l'attenzione sulla elevata probabilità di *free riding* ogniqualvolta il beneficio della coproduzione va a vantaggio di una collettività e non del singolo consumatore coinvolto, un problema questo considerato da Power e Thompson (1994) reale, ma superabile attraverso una corretta gestione del processo.

Una seconda classificazione rilevante per il tema è quella che distingue tra coproduzione individuale, di gruppo o collettiva, a seconda dell'ampiezza del coinvolgimento dei produttori consumatori e della ricaduta dei servizi coprodotti. I tre tipi di coproduzione danno vita ad una gerarchia di attività coproduttive. La posizione relativa di ogni tipo nella gerarchia è determinata dalla natura dei benefici e dal grado di sovrapposizione tra l'attività dei produttori regolari e quella dei consumatori.

Nel caso della *coproduzione individuale*, l'individuo è partecipe e beneficiario delle attività co-produttive, ma la sovrapposizione tra regolari e consumatori è, di fatto, insignificante, non è strutturata ed è affidata all'attività spontanea del singolo. Per lo più sono i *produttori regolari* a fornire servizi alla popolazione seguendo politiche e regole ben definite. I *consumatori produttori* adottano soprattutto comportamenti discrezionali (ad esempio, l'impegno di un cittadino nel tenere pulito il marciapiede davanti a casa). Qui c'è la partecipazione attiva, ma senza organizzazione né coordinamento, e pertanto i benefici aggregati sono minimi. È difficile discernere, prendendo in considerazione queste attività, tra coproduzione e senso civico, cosicché tali forme di coproduzione sono collocate al fondo della gerarchia delle attività coproduttive.

Diversamente dalle attività individuali, dove i benefici sono largamente personali e il grado di sovrapposizione tra produttori e consumatori è basso, la *coproduzione di gruppo* implica la partecipazione attiva e volontaria di un numero di cittadini e può richiedere meccanismi formali di coordinamento tra regolari e consumatori. Il miglior esempio di coproduzione di gruppo sono forse le associazioni di quartiere, dove gli individui si uniscono per migliorare la qualità e la quantità dei servizi da fruire. Il grado di partecipazione nei gruppi di quartiere può variare a seconda dei bisogni, delle risorse umane coinvolte e delle caratteristiche socio-demografiche dei residenti (Stephens *et al.*, 2008).

In risposta alla stretta fiscale degli scorsi anni '80, molte città statunitensi hanno adottato programmi di *coproduzione collettiva*. Le attività coproduttive risultano in beni collettivi<sup>2</sup> i cui benefici possono essere percepiti da tutta la comunità. Un esempio di approccio collettivo è l'istituzionalizzazione delle attività coproduttive dei cittadini. Senza riguardo a chi partecipa al processo di fornitura dei servizi, i benefici vanno alla collettività. Come risultato, il grado di sovrapposizione raggiunto tra regolari e consumatori è sostanziale.

In termini generali, possiamo riassumere i modelli di erogazione di servizi pubblici in uno schema a doppia entrata, che vede incrociarsi il livello di coinvolgimento dei produttori regolari e quello dei consumatori. Lo schema ci permette di definire ulteriormente la cofornitura, distinguendola da altri modelli che possono avere tratti in comune.

<sup>2</sup> Rich (1979) definisce i beni collettivi come "beni e servizi utilizzati congiuntamente da gruppi di persone nelle condizioni per cui gli individui non possono essere esclusi dal beneficio dei beni prodotti sulla base del fallimento nella contribuzione alla loro produzione".

		LIVELLO DI COINVOLGIMENTO ATTIVO DEI CONSUMATORI	
		Alto	Basso (o nessuno)
LIVELLO DI COINVOLGIMENTO ATTIVO DEI PRODUTTORI CONVENZIONALI	Alto	Co-fornitura	Modello tradizionale di fornitura dei servizi
	Basso (o nessuno)	Auto-organizzazione dei consumatori a livello collettivo	Auto-organizzazione dei consumatori a livello individuale

Tab. 3.1 – Schema sinottico dei modelli di erogazione dei servizi pubblici.

La cofornitura o coproduzione di servizi si ha nel momento in cui sia il coinvolgimento dei consumatori sia quello dei produttori regolari è alto e quella che emerge è una vera cooperazione tra gli attori. Dove, invece, il coinvolgimento dei consumatori è basso, ma i produttori regolari esercitano pienamente il loro ruolo l'erogazione dei servizi avviene in modo tradizionale. Siamo in presenza di un'agenzia centralizzata che agisce in modo unilaterale, erogando servizi a consumatori passivi. È il caso della maggior parte delle utilities e delle agenzie governative.

Si incontrano poi situazioni in cui i produttori regolari non erogano un servizio ritenuto importante dai consumatori. Questi ultimi possono organizzarsi in modo autonomo, creando ad esempio organizzazioni mutualistiche che operino per l'erogazione di servizi specifici ai propri affiliati. In questo caso il livello di coinvolgimento dei produttori regolari è molto basso se non nullo e il loro ruolo è ricoperto in modo attivo ed organizzato dai consumatori.

L'ultimo caso prevede, invece, un basso coinvolgimento dei produttori regolari e dei consumatori. Il servizio non viene erogato dall'alto, ma nemmeno nascono forme sostitutive collettive dal basso. Al consumatore non resta che auto-organizzarsi in modo individuale per supplire alla mancanza di un servizio.

<i>Co-provision is the voluntary involvement of citizens in the provision of publicly provided good and services or their close substitutes.</i>
Ferris (1984)
<i>In pure coproduction [...] the client does some of the [...] work which could conceivably have done by the service company.</i>
Normann (1984)
<i>Co-provision [...] implies an active consumer role in the development of energy systems, the delivery of energy services and the ownership and operation of this systems and services.</i>
Watson (2004)

<p><i>Coproduction [...] the missing factor – labour from the consumer – that is needed in every sphere of social endeavour.</i></p> <p>Boyle et alia (2006)</p>
<p><i>Coproduction [...] the provision of services through regular, long-term relationships between professionalized service providers (in any sector) and service users or other members of the community, where all parties make substantial resource contributions.</i></p> <p>Bovaird (2007)</p>
<p><i>Coproduction [...] The involvement of citizens in the delivery of public services to achieve outcomes, which depend at least partly on their own behaviour.</i></p> <p>Loffler et alia (2008)</p>

Tab. 3.2 – Coproduzione e cofornitura, alcune definizioni originali.

### 3.2 LA COFORNITURA NEL SETTORE ENERGETICO

La cooperazione tra produttori regolari e consumatori nel settore energetico e più in generale nella erogazione di servizi di pubblica utilità è una acquisizione recente ed assume connotati particolari in seguito ad una serie di liberalizzazioni avvenute in diversi paesi europei: così come la coproduzione richiede una sorta di “democratizzazione”, di apertura alla partecipazione da parte delle agenzie preposte, la *co-provision* energetica si è potuta sviluppare a seguito dell’apertura di istituzioni chiuse e a rigido controllo statale quali erano – e in parte sono ancora – i fornitori di energia elettrica e gas.

Con la privatizzazione di alcuni servizi pubblici, la cofornitura di servizi non è più soltanto una forma di cooperazione tra stato e cittadini, ma tra *multiutility* private o semipubbliche, gestori nazionali, aziende locali e consumatori. I produttori regolari citati nel precedente paragrafo, in sostanza, si sono moltiplicati e sono riconducibili ad una molteplicità di agenzie che operano sui territori: agenzie statali, società di servizi comunali, a capitale misto o totalmente privatizzate, consorzi territoriali.

In particolare, le trasformazioni nel sistema energetico, liberalizzazioni, privatizzazioni, mutamenti tecnologici che hanno permesso una riduzione di scala negli impianti di produzione ed una loro diffusione territoriale, hanno fatto emergere un campo organizzativo (Powell e Di Maggio, 2000) fatto di attori e di interessi nuovi: sono mutate e si sono moltiplicate le possibili opzioni di sviluppo del sistema infrastrutturale dell’energia e si assiste al progressivo passaggio da un sistema di produzione centralizzato, capace di erogare energia in modo capillare ai consumatori, ad un sistema che include la possibilità che i consumatori diventino anche produttori di energia. Il decentramento dei luoghi di produzione dell’energia fa sì che i consumatori possano cofornire energia

immettendola nella rete a partire da piccoli impianti localizzati nelle proprie abitazioni o nelle proprie attività produttive.

Una recente applicazione del concetto di cofornitura ai servizi a rete è stata sviluppata da Chappells *et al.* (2000). La stessa Chappells in un articolo di un anno prima definisce la cofornitura come "fornitura (inclusi generazione, trattamento, distribuzione e consumo) di *utility services* da parte di un insieme di nuovi intermediari (gli stessi consumatori, altre organizzazioni o *sub-networks*) al fianco o insieme ai servizi forniti in modo centrale" (van Vliet e Chappells, 1999). All'interno di questa definizione gli autori includono le tecnologie fotovoltaiche di proprietà e gestite dai consumatori, che permettono al consumatore di diventare fornitore di energia contribuendo alla sua immissione nella rete nazionale o nelle reti locali. Nell'idea di cofornitura elaborata da Chappells viene esplicitato anche il risparmio energetico: attraverso il risparmio il consumatore riduce la domanda di energia, facendo sì che l'ammontare energetico immesso in rete dal fornitore centrale diminuisca. Secondo l'autrice, questa è una forma di cofornitura, poiché sul produttore regolare sortisce lo stesso effetto dell'autoproduzione di energia. È importante notare che questa applicazione del concetto di cofornitura si differenzia da quello presente nel dibattito statunitense per il fatto che non si assume che i servizi di pubblica utilità siano forniti dalle agenzie governative. Con la privatizzazione di molte *utility* i servizi possono essere forniti da aziende private che agiscono all'interno di un quadro legislativo regolato a livello centrale.

Più di recente, van Vliet (2004) ha provato a tracciare meglio i confini della cofornitura distinguendo tra differenti tipologie di consumatori: normali consumatori che scelgono tra fornitori che competono sul terreno dei prezzi e dei servizi in una logica di libero mercato; cittadini-consumatori, interessati agli aspetti sociali ed ambientali legati ai servizi (energia verde) e orientano i propri consumi in modo consapevole e responsabile; infine, cofornitori, che incrementano i servizi forniti centralmente grazie alla loro azione (generano elettricità nelle proprie unità domestiche e la immettono in rete, raccolgono acqua piovana e la immettono nei bacini pubblici di raccolta delle acque meteoriche, e così via).

Un altro contributo è quello di Watson (2004), secondo cui per affrontare il tema della cofornitura in campo energetico è sufficiente distinguere tra due tipi di consumatori in un *continuum* che va dal consumatore passivo, che consuma energia comprandola da una *utility*, al cofornitore, che invece consuma e immette energia nel sistema. L'interazione dei consumatori con i produttori regolari può essere differente. A seconda dei modelli relazionali adottati avremo livelli più o meno significativi di cofornitura.

Watson distingue tra *Plug&Play*, *Company Control* e *Community Microgrid*. Nel primo caso il consumatore è attivo, ma non lo sono i produttori regolari. L'interazione avviene tra il consumatore e il gestore nazionale della rete. Il sistema di microgenerazione è di proprietà e viene finanziato dal consumatore e può accedere ad incentivi statali. Il comportamento del consumatore può essere vario: massimizzare l'autoconsumo, cedere energia ecc. La co-fornitura avviene tra consuma-

tore e gestore nazionale. Il modello *Plug&Play*, però, può configurarsi anche mettendo in relazione il cofornitore con una *utility*, se questa gestisce la rete locale.

Nel secondo caso, entrano in gioco le *utility*, che possono utilizzare sistemi di microgenerazione per produrre energia installati su beni di proprietà dei consumatori. Il consumatore in questo caso assume un ruolo più passivo, perché provvede soltanto al sito per l'unità di microgenerazione, che resta di proprietà della *utility*. L'impianto di produzione viene gestito secondo le esigenze di quest'ultima ed il ruolo del consumatore è soltanto quello di affittuario. Possono tuttavia esistere diverse forme contrattuali tra *utility* e consumatore, tali da prevedere, ad esempio, un affitto standard o la cessione di una percentuale di proventi dalla vendita dell'energia. La cofornitura avviene tra consumatore e *utility*, ma il consumatore non ha un ruolo diretto nella fornitura di energia.

Il terzo caso, invece, vede una sorta di fusione tra consumatori e *utility*: il coinvolgimento dei consumatori avviene perché sono compartecipi nella società, o perché azionisti o perché soci nel caso la *utility* sia una cooperativa. Essi contribuiscono con la propria unità di microgenerazione al bilanciamento del sistema. In questo caso la cofornitura è sostanziale, vi è una fusione tra consumatore e produttore regolare.

Nella ricerca siamo partiti da queste definizioni di cofornitura per giungere ad una concezione più allargata. Ai modelli di cofornitura suggeriti da Watson, abbiamo aggiunto anche elementi di scambio e di relazione più immateriali, quali informazioni sul funzionamento della rete e sul risparmio energetico o la stessa adesione come azionista o come socio alla società fornitrice, anche senza possedere un impianto di microgenerazione.

Lo scambio di informazioni, considerato nel dibattito statunitense come un elemento del modello tradizionale di fornitura di servizi<sup>3</sup>, è in realtà un elemento molto importante nella cofornitura di energia. La conoscenza posseduta dagli utenti, in qualità di utilizzatori dell'energia, può essere preziosa per adottare politiche di risparmio energetico, per sopperire a carenze tecniche ed organizzative.

La cofornitura, in sintesi, contiene tre elementi. Gli *attori*, rappresentati dagli utenti/consumatori, dai fornitori/produttori e da eventuali mediatori che si pongono come terzo tra produzione e consumo. Gli *oggetti scambiati*, di natura materiale o immateriale come i flussi di energia, che sono misurabili, le informazioni, i dispositivi, i riconoscimenti e l'approvazione sociale, che sono spesso impalpabili ma fondamentali per la virtuosa interazione tra gli attori (Sauter, 2007; Wustenhagen, 2007). Infine, le *azioni*, che mettono in luce la logica relazionale e di scambio della cofornitura. Tra gli attori c'è chi fornisce energia, chi la riceve, chi veicola informazioni, chi scambia fiducia.

<sup>3</sup> Già all'interno del dibattito sulla coproduzione in senso lato, Rich (1981) si concentra sugli aspetti di reciproco riconoscimento, auto-stima ed altri benefici intangibili che essa genera, mentre Alford (2002) afferma che la coproduzione è sollecitata rendendo esplicito il valore degli oggetti che i clienti ottengono dal servizio, considerando non solo gli aspetti materiali ma anche quelli immateriali (ricompense intrinseche, solidarietà, regole condivise).

Fornitore		
Utente	Contenuto dello scambio	Azioni
	Energia	Scambio sul posto fotovoltaico
	Dispositivi	Azioni delle ESCO
	Informazioni	Campagne di educazione e monitoraggio
	Riconoscimento	Adesioni a consorzi, cooperative

Tab. 3.3 – I tipi di scambio possibili tra utente e fornitore.

Mettere in luce i molteplici scambi che accompagnano la semplice produzione ed erogazione di energia significa indagare il campo energetico seguendo un approccio relazionale. Non si tratta soltanto di capire l'ampiezza dello scambio, ma di indagarne la qualità secondo la teoria di Mauss (1925) sui processi innescati dal dono (scambio, reciprocità, solidarietà) e secondo la nota tripartizione tra mercato, redistribuzione e reciprocità elaborata da Polanyi (Cella, 1985). A seconda del modello prevalente di scambio, si hanno modi diversi di connotare la cofornitura, come reso evidente nel capitolo 5.

# Riferimenti bibliografici

Alford J., *Why Do Public Sector Clients Co-produce? Towards a Contingency Theory*, In "Administration & Society", 34, pp. 32-56, 2002.

Antonionioli B., *Il mercato nazionale e locale per l'energia. Il servizio al consumatore finale quale ultimo step di un'unica filiera*, In "Economia delle fonti di energia e dell'ambiente", 3, pp. 153-163, 2008.

Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili (APER), Gestore del Mercato Elettrico (GME), *Fonti Rinnovabili: Guida alla vendita di energia e agli incentivi*, Non pubblicato, 2009.

Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas (AEEG), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Non pubblicato, 2007.

Bish P., Neudert N.M., *A Preliminary Inquiry into Citizen Contributions to Community Safety and Security*, Workshop in Political Theory and Policy Analysis, Indiana University, Bloomington, 1976.

Bjur E.W., Siegel G.B., *Voluntary Citizen Participation in Local Government: Quality, Cost, and Commitment*, In "Midwest Review of Public Administration", 11, pp. 135-149, 1977.

Boffa C., *Gli usi finali dell'energia e la razionalizzazione dei consumi*, In Carrà L. (a cura di), pp. 181-238, 2008.

Bovaird T., *Beyond engagement and participation – user and community co-production of public services*, In "Public Administration Review", 67 (5), pp. 846-860, 2007.

Boyle D., Clark S., Burns S., *Hidden work: co-production by people outside paid employment*. York, Joseph Rowntree Foundation, 2006.

Brudney J., England R., *Toward a definition of the coproduction concept*, In "Public Administration Review", Vol. 43/1, pp. 59-65, 1983.

Candeloro G., *Storia dell'Italia moderna – Lo sviluppo del capitalismo e del movimento operaio*, Vol. 6, Feltrinelli, Milano, 1970.

Carrà L. (a cura di), *Le fonti di energia*, Il Mulino, Bologna, 2008.

Carrosio G., (a cura di), *I distretti rurali delle energie rinnovabili e la produzione locale di energia*, Padova, Progetto Equal "Energia Solidale", 2008.

Caselli F., Michaels G., *Do Oil Windfalls Improve Living Standards? Evidence from Brazil*, Mimeo, 2009.

Cella G.P., *Reciprocità, redistribuzione, scambio. Note su Karl Polanyi*, In "Stato e Mercato", n. 13, pp. 87-110, 1985.

Chappells H., Klintman M., Linden A.L., Shove E., Spaargaren G., *Domestic Consumption, Utility Services and the Environment*. (Final Report of the DOMUS Project, European Commission DGXII, February), 2000.

Clò A., *Il rebus energetico*, Il Mulino, Bologna, 2008.

Coase R., *The Nature of the Firm*, *Economica*, 4, pp. 386-405, 1937. Citato in Nicita A., Scoppa V., 2005.

Comune di Alessandria (a cura di), *Alla luce del sole. Il villaggio fotovoltaico di Alessandria*, 2005.

Ferris J.M., *Co-provision: citizen time and money donations in public service provision*, in "Public Administration Review", vol. 44, n. 4, pp. 338-376, 1984.

Finon D., *From Energy Security to Environmental Protection: Understanding Swings in the Energy Policy Pendulum*, in "Energy Studies Review", vol. 6, n. 1, pp. 1-15, 1994.

Filippini E., Asm Brescia, *Piano per la diffusione di impianti fotovoltaici in edifici residenziali*, MEC-XI International Utilities Forum, Non Pubblicato, 10 maggio 2007.

Gestore del Mercato Elettrico (GME), *Relazione annuale 2008*, Non pubblicato, 2009.

Gestore del Sistema Energetico (GSE), *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia - Anno 2008*, Non pubblicato, 2009.

Giuliani, M., *Sul concetto di "imprenditore di policy"*, In "Rivista italiana di scienza politica", n. 2, pp. 357-378, 1998.

Giuntini A., Paoloni G. (a cura di), *La città elettrica. Esperienze di elettrificazione urbana in Italia e in Europa tra Ottocento e Novecento*, Laterza, Bari-Roma, 2004.

Haney A.B., Jamasb T., Pollitt M.G., *Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience*, Cambridge Working Paper in Economics 0905, 2009.

Kiser L., Percy S.L., *The Concept of Coproduction and Its implications for Public Service Delivery*, Paper presented at the Annual Meeting of the American Society for Public Administration, San Francisco, 1980.

Klein A., Pfluger B., Held A., Ragwitz M., Resch G., *Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation*, BMU, Berlin, 2008.

Kueck J. D., Staunton R. H., Labinov S. D., Kirby B. J., *Microgrid Energy Management System*, Report coordinated by CERTS, Not Published, 2003.

Lanzalaco, L., *Istituzioni, organizzazione, potere. Introduzione all'analisi istituzionale della politica*, Nis, Roma, 1995.

Lanzalaco, L., *Riscoprire la razionalità sinottica? Coerenza, integrazione ed efficacia delle politiche pubbliche*, In "Rivista Italiana di Politiche Pubbliche", n. 1, pp. 33-59, 2010.

Lazzarin R., *La rivoluzione elettrica. Cosa è cambiato nella produzione, nella distribuzione e nella vendita dell'energia elettrica in Italia*, Flaccovio, Palermo, 2005.

Lipp, J., *Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom*, In "Energy Policy", 35/11, pp. 5481-5495, 2007.

Loffler E., Parrado S., Bovaird T., van Ryzin G., *"If you want to go fast, walk alone. If you want to go far, walk together": citizens and the co-production of public services*, Report for the Ministry of Budget, Public Finance and Public Services, Paris, 2008.

Lopez-Lee D., *A Public of Strangers: Reversing the Trend Through the Coproduction Dynamic*, In "Administration Comments and Letters", 1, pp. 161-178, 1982.

Mattson G. A., *The Promise of Citizen Coproduction: Some Persistent Issues*, In "Public Productivity Review", vol. 10, No. 2, pp. 51-56, 1986.

Mauss M., *Essai sur le don. Forme et raison de l'échange dans les sociétés archaïques*, 1925; *Saggio sul dono. Forma e motivo dello scambio nelle società arcaiche*, Einaudi Torino, 2002.

Neiman M., *Government Directed Change of Everyday Life and Coproduction: The Case of Home Energy Use*, In "The Western Political Quarterly", Vol. 32, No. 3, pp. 365-389, 1989.

New Economic Foundation, *Co-production Works: the Win-Win of Involving Local People in Public Services*, London, 2004.

Nicita A., Scoppa V., *Economia dei contratti*, Carocci, Roma, 2005.

Normann R., *Service management. Strategy and leadership in service business*. Wiley&Sons, Chichester, 1984.

Ortoleva P., *L'elettrificazione come processo storico e come forma simbolica*, In Giuntini e Paoloni (a cura di), pp. 18-32, 2004.

Osti G., *Relazioni fra consumatori e produttori nel campo delle fonti energetiche rinnovabili*, in *Sociologia urbana e rurale*, 85, pp. 41-56, 2008.

Parks R. B., Baker P. C., Kiser L., Oakerson R., Ostrom E., Ostrom V., Percy S. L., Vandivort M. B., Whitaker G. B., Wilson R., *Consumers as Coproducers of Public Services: Some Economic and Institutional Considerations*, In "Policy Studies Journal", Vol. 9, pp. 1001-1011, 1981.

Percy S., *Citizen Participation in the Co-production of Urban Service*, In "Urban Affairs Quarterly", 19/4, pp. 431-446, 1984.

Pestoff V., *Citizens and Co-production of Welfare Services: Childcare in Eight European Countries*, in Pestoff V., Brandsen T. (Eds.), pp. 11-28, 2008.

Pestoff V., Brandsen T. (Eds.), *Co-production. The Third Sector and the Delivery of Public Services*, Routledge, NY, 2008.

Powell, W., Di Maggio, P., *Il neoistituzionalismo nell'analisi organizzativa*, Edizioni di Comunità, Milano, 2000.

Power K., Thompson F., *Managing Co-provision: Using Expectancy Theory to Overcome the Free-Rider Problem*, In "Journal of Public Administration Research and Theory", vol. 4, No. 2, pp. 179-196, 1994.

Prontera A., *La politica energetica: attori, concetti e strumenti recenti*, In "Rivista Italiana di Politiche Pubbliche", n. 1, pp. 36-69, 2008a.

Prontera, A., *Politiche energetiche e governo locale: il caso delle Marche*, In "Le istituzioni del federalismo", n. 3-4, pp. 483-517, 2008b.

Prontera, A., *Energia, istituzioni e sviluppo locale*, In «I Quaderni della CCIAA di Macerata», collana «Istituzioni, politica e sviluppo locale», n. 4, 2009.

Rich R., *The Roles of Neighborhood Organizations in Urban Service Delivery*, In "Urban Affaire Papers", 1, pp. 81-93, 1979.

Rich R. C., *Interaction of Voluntary and Governmental Sectors: Towards an Understanding of Co-production of Municipal Service*, In "Administration & Society", 13, pp. 59-76, 1981.

Ranci Ortigosa P., *Il ruolo della regolazione*, In Carrà L. (a cura di), pp. 69-88, 2008.

Rosentraub S., Sharp E.B., *Consumers as Producers of Social Services: Coproduction and the Level of Social Services*, In "Southern Review of Public Administration", 4, pp. 502-539, 1981.

Sauter R., Watson J., *Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance*, in "Energy Policy", n. 35, pp. 2270-2279, 2007.

Silvestri F., *Lezioni di economia dell'ambiente ed ecologica*, CLUEB, Bologna, 2005.

Southerton D., Chappells H., van Vliet B. (Eds.) *Sustainable consumption: the implications of changing infrastructures of provision*, Edward Elgar, Camberly, 2004.

Stephens L., Ryan-Collins J., Boyle D., *Co-production: a Manifesto for growing the core economy*, in New Economic Foundation (Editor), 2008.

Tedeschi M., Rocchi N., *Sanpolino e Violino un'idea di città. L'edilizia residenziale pubblica a Brescia*, Comune di Brescia, Grafo, 2007.

Van Vliet B., *Shifting Scales of Infrastructure Provision*, In Southerton D., Chappells H., van Vliet B. (Eds.), pp. 67-80.

Van Vliet B., Chappells H., *The co-provision of utility services: resources, new technologies and consumers*, In Reader ESF Summer School "Consumption, Everyday Life and

Sustainability", Lancaster 21-26 August, Centre for Sciences Studies: Lancaster University, pp. 118-129, 1999.

Watson J., *Co-provision in sustainable energy systems: the case of micro-generation*, In "Energy Policy", n. 32, pp. 1981-1990, 2004.

Whitaker G., *Coproduction: Citizen Participation in Service Delivery*, In "Public Administration Review", 40, pp. 240-246, (May/June) 1980.

Wustenhagen R., Wolsink M., Burer M.J., *Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept*, In "Energy Policy", No. 35, pp. 2683-2691, 2007.

Zorzoli G. B., *Strano mercato, quello elettrico*, Barbera, Siena, 2008.

Con la ricerca sulla cofornitura si è voluto gettare uno sguardo sul tumultuoso mondo della transizione energetica utilizzando un approccio relazionale. L'idea di fondo è duplice: lo scambio di energia fra fornitore e utente non è solo funzionale, ma include significati simbolici e pratici eterogenei; è venuto il momento per ragioni politiche e tecniche di dare maggiore spazio alle competenze dei fruitori di energia. Abbiamo infatti tecnologie energetiche, da un lato, e voglia di partecipare, dall'altro, che inducono a guardare oltre il ruolo puramente ricettivo dell'utente. Queste idee vengono vagliate attraverso lo studio di nove casi sparsi per l'Italia, non tutti esempi perfetti di cofornitura, ma certamente istruttivi del percorso delle energie rinnovabili nel nostro paese.

VINCENZO BARONE, laureato in economia presso l'Università commerciale Luigi Bocconi, ha maturato una lunga esperienza sui temi della economia dell'ambiente e dell'economia civile, con particolare riferimento alla problematica dello sviluppo rurale e delle aree protette.

GIOVANNI CARROSI, dottore di ricerca in sociologia presso l'International University Institute for European Studies di Gorizia, si occupa di sviluppo rurale e ambiente. Attualmente svolge attività di ricerca in collaborazione con l'Università di Trieste sul rapporto tra agricoltura, energia e sviluppo locale.

GIORGIO OSTI, docente di sociologia dell'ambiente e del territorio dell'Università di Trieste. Si occupa da diversi anni di sviluppo locale e questioni ambientali, recentemente degli aspetti sociali dell'energia. Ha pubblicato per i tipi de Il mulino, *Sociologia del territorio* (2010), testo nel quale si riassumono i temi della sua ricerca sul campo.

ANDREA PRONTERA, ha conseguito il dottorato in Scienza della Politica presso l'Università di Firenze. Attualmente è Assegnista di ricerca presso la Facoltà di Scienze Politiche dell'Università di Macerata, dove insegna Relazioni Internazionali. Ha svolto ricerche e pubblicato diversi saggi sulle politiche energetiche a livello locale, nazionale ed europeo.

FRANCESCO SILVESTRI, Laureato in Economia (Indirizzo teorico) e in Scienze Politiche (indirizzo storico), è Amministratore di ecoeco Economia ed Ecologia srl di Bologna. Ha tenuto come docente a contratto i corsi di Microeconomia e di Economia dell'Ambiente presso l'UNIBO dal 2001 al 2008 e di Economia industriale ed Istituzioni di Economia presso l'UNIMORE dal 2009.

ALESSANDRA TANAS, Laureata in Scienze Politiche, si occupa di processi partecipativi e ricerche sui temi dello sviluppo locale, soprattutto in ambito rurale. Attualmente lavora presso l'Ufficio Programmi Europei della provincia Autonoma di Trento.



9 788883 033124 >

ISBN 978-88-8303-312-4

Euro 12,00