

Sommario

CAPITOLO PRIMO	3
Gli orientamenti e le politiche comunitarie in materia di energia	3
I. Dalle origini al Trattato di Lisbona: il percorso compiuto dalle Istituzioni comunitarie	3
1. <i>Le origini: i Trattati del 1957</i>	3
2. <i>L'Atto Unico europeo del 1986</i>	6
3. <i>Il trattato di Maastricht del 1992 sull'Unione Europea</i>	8
4. <i>Il Trattato di Lisbona: verso nuove basi per la politica energetica comunitaria</i> . 13	
II. Gli interventi normativi	15
1. <i>I primi obiettivi energetici comunitari</i>	15
2. <i>Le direttive degli anni '90 e il ruolo delle risorse rinnovabili</i>	19
3. <i>La messa in opera delle direttive elettricità e gas e il rinnovato interesse per le energie rinnovabili</i>	25
4. <i>Le seconde direttive elettricità e gas: il ruolo delle rinnovabili nel mercato energetico integrato</i>	35
III. I nuovi scenari	42
CAPITOLO SECONDO	47
La tradizione italiana e l'attuale disciplina	47
I. Nozione e caratteristiche del servizio pubblico a rete	47
1. <i>Il servizio pubblico – brevi cenni</i>	47
2. <i>Il servizio pubblico a rete</i>	51
II. Il contesto normativo prima della “liberalizzazione”	57
III. L'istituzione dell'AEEG	63
IV. La liberalizzazione del mercato interno	70
1) <i>Dispacciamento e trasmissione di energia elettrica: Terna s.p.a., già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale</i>	79
2) <i>Distribuzione di energia elettrica</i>	91
3) <i>L'Acquirente Unico (AU)</i>	93
4) <i>Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE)</i>	95
5) <i>Il Gestore dei Mercati Energetici (GME)</i>	97

5.1 - Il mercato del giorno prima (MGP).....	107
5.2 - Il mercato di aggiustamento (MA)	110
5.3 - Il mercato del servizio di dispacciamento (MSD).....	114
5.4 - Il mercato dei certificati verdi (MCV).....	115
5.5 - Il mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE)	118
CAPITOLO TERZO	120
Alcune considerazioni sullo stato delle liberalizzazioni in Italia, Regno Unito, Francia, Germania, Unione Europea e Stati Uniti.	120
I. Una tassonomia dei rapporti tra contratti e regolazione	121
II. L'analisi comparata dei sistemi di regolazione.	128
III. Contratto e concorrenza come relazioni interdipendenti.	133

CAPITOLO PRIMO

Gli orientamenti e le politiche comunitarie in materia di energia

Le politiche comunitarie in campo energetico hanno sempre risentito della mancanza di una chiara competenza nei Trattati in materia.

Tuttavia, nel corso degli ultimi decenni la Comunità Europea ha sviluppato una sua strategia energetica tra le più avanzate nel mondo, elaborando documenti programmatici¹ e una normativa secondaria di settore di ampia portata,² che tiene sempre più conto del nesso indissolubile esistente tra politiche energetiche, cambiamenti climatici e tutela dell'ambiente. In questo ambito è stata sviluppata una articolata strategia in materia di energie rinnovabili, attraverso specifiche iniziative legislative e di studio.

Da ultimo, nel settore delle energie rinnovabili e della lotta al cambiamento climatico, la Comunità Europea ha promosso un pacchetto di misure assai ambiziose, che hanno portato alla promulgazione di un importante pacchetto di direttive nell'aprile del 2009 e che disegnano la strategia per i prossimi anni.

I. Dalle origini al Trattato di Lisbona: il percorso compiuto dalle Istituzioni comunitarie

1. Le origini: i Trattati del 1957

Nonostante l'energia fosse una problematica presente alle radici dell'integrazione europea nei Trattati CECA del 1952 ed EURATOM del 1957, il Trattato che

¹ Libri verdi, Libri bianchi, Programmi di azione.

² Il riferimento è alla numerose direttive in materia energetica.

istituiva la Comunità Economica Europea non attribuiva alcuna specifica competenza in materia energetica alle Istituzioni comunitarie.³

Nei Trattati CECA e EURATOM rilevanti competenze normative e amministrative erano attribuite alle Comunità nei relativi settori del carbone e dell'energia atomica.

In particolare, il Trattato istitutivo della Comunità Europea del Carbone e dell'Acciaio (CECA)⁴ aveva provveduto all'instaurazione di un mercato comune del carbone di tipo concorrenziale, basato sull'abolizione delle barriere doganali tra gli Stati membri, sul principio di libera circolazione dei prodotti carbossiderurgici e sul divieto di aiuti di Stato.⁵

Il Trattato EURATOM, invece, poneva le basi per creare un mercato comune delle materie prime e delle attrezzature necessarie alla produzione di energia atomica. Si prevedeva uno speciale sistema di approvvigionamento delle risorse e il principio di pari accesso alle medesime da parte degli utilizzatori, in modo da riunire il potenziale dei sei Stati membri e rendere possibile quella produzione di energia nucleare che ciascuno di essi non avrebbe potuto facilmente realizzare da solo.

Nonostante la maggior ampiezza, il Trattato istitutivo della Comunità Economica Europea non conteneva invece alcuna disposizione che – nella prospettiva del

³ L. Kramer, *Manuale di diritto comunitario dell'ambiente*, Milano, 2002; G. Rossi, *Il settore dell'energia nel contesto europeo, problemi giuridici ed istituzionali*, in D. Velo (a cura di), *La cooperazione rafforzata e l'Unione Economica. La politica europea dell'energia*, Milano, 2007.

⁴ Il Trattato del 1952 prevedeva una durata di 50 anni. Scaduto nel 2002 non è stato rinnovato.

⁵ Sulla CECA cfr. T. Scovazzi, *Carbone e acciaio nel diritto comunitario*, in *Dig. Disc. Pubbl.*, II, Torino, 1987; R. Monaco, *Comunità Europea del carbone e dell'acciaio(CECA)*, in *Enc. Giur.*, VII, Roma, 1988.

mercato unico – riguardasse il campo della produzione e della distribuzione di energia.

La mancanza di specifiche competenze nel Trattato del 1957 in materia energetica comportava l'assenza di strumenti di intervento diretto in capo alla Comunità Europea, che quindi si limitava a un ruolo di mero coordinamento.

Una vera e propria strategia europea nel settore energetico venne a delinearsi solo a seguito della crisi petrolifera del 1973, limitatamente al problema delle scorte petrolifere. Durante il vertice europeo tenutosi a Copenhagen in quello stesso anno venne infatti deciso che la Comunità avrebbe adottato una politica centralizzata in materia di accumulo e gestione delle scorte, che sarebbero state gestite da un apposito organismo, il Comitato dell'energia.

I successivi tentativi di inserire un capitolo relativo all'energia, in occasione dei negoziati dei trattati di Maastricht e di Amsterdam, non ebbero esito positivo.⁶

In mancanza di precise competenze in materia energetica, a parte quelle conferite dai Trattati CECA e Euratom, non è stato possibile negli ultimi 40 anni mobilitare mezzi adeguati per dare prova di una coesione equivalente a quella dei paesi produttori di petrolio oggi e di quelli delle altre fonti di energia domani.

La mancanza di una politica energetica concreta limitava le possibilità di un negoziato dell'Unione Europea con i Paesi produttori. Di fronte alle potenti imprese esportatrici di idrocarburi, gli importatori europei hanno agito in ordine sparso su un mercato dove i prezzi sono in gran parte predeterminati.

⁶ Libro Verde della Commissione Europea, *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico*, 29 novembre 2000, COM (2000) 769 def., in particolare, p. 10-11.

In questa prospettiva vanno letti i continui tentativi da un lato di introdurre specifiche norme nel Trattato volte a delineare una più chiara competenza in campo energetico e, dall'altra, a trovare comunque nel Trattato le basi giuridiche per elaborare una propria politica energetica.

2. *L'Atto Unico europeo del 1986.*

Con l'Atto Unico europeo del 1986,⁷ che pur non contiene disposizioni rivolte in modo espresso alla materia, si assisteva ad un parziale mutamento di prospettiva.⁸

L'obiettivo dell'Atto Unico europeo di realizzare entro la fine del 1992 il *mercato comune* rendeva possibile la promozione, da parte della Commissione, di misure finalizzate alla rimozione progressiva degli ostacoli all'instaurazione di un mercato interno dell'energia.

È stata inserita nel Trattato CEE la previsione, oggi contenuta nell'art. 14 del TCE, della realizzazione di un mercato unico comunitario, vale a dire uno spazio senza frontiere interne, nel quale è assicurata la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali.⁹

E poiché l'energia elettrica va qualificata come merce ai sensi dell'art. 28 (ex art. 30) del Trattato CE, come più volte chiarito in sede di giurisprudenza

⁷ L'Atto unico europeo (AUE), firmato a Lussemburgo il 17 febbraio 1986 da nove Stati membri e il 28 febbraio 1986 dalla Danimarca, dall'Italia e dalla Grecia, costituisce la prima modifica sostanziale del trattato che istituisce la Comunità economica europea (CEE). L'AUE è entrato in vigore il 1° luglio 1987.

⁸ G. Rossi, *Il settore dell'energia nel contesto europeo, problemi giuridici ed istituzionali*, cit., pag. 143.

⁹ Art. 7 A del Trattato CEE, aggiunto dall'art. 13 dell'Atto Unico, divenuto art. 14 del Trattato CE.

comunitaria,¹⁰ essa rientra a pieno titolo nell'ambito di applicazione dell'attuale art. 14 del TCE. In altri termini, anche per l'energia elettrica l'azione della Comunità, politica e normativa, deve essere rivolta all'instaurazione di un mercato uniforme e comune.

D'altra parte, l'esigenza della continuità nell'erogazione dell'energia elettrica e della disponibilità di prestazione di diverso livello nei confronti degli utenti comporta la qualificazione come "servizio" di diversi aspetti delle prestazioni dell'impresa di elettricità; da questo punto di vista la prestazione di energia elettrica appare riconducibile sia alla definizione – per quanto residuale – di servizio, contenuta nell'art. 50 del TCE,¹¹ sia alla categoria di "servizi di interesse economico generale" delineata dal successivo art. 86, par. 2.

Ai fini che ci occupano, le due definizioni fotografano le due principali caratteristiche del fenomeno in esame, e non sono incompatibili tra loro, in quanto la prima (energia elettrica = merce) riguarda essenzialmente gli aspetti connessi alla cessione, mentre la seconda (energia elettrica = servizio) riflette tutto il processo di trasmissione e distribuzione, che permette all'elettricità di giungere ai punti di consumo nella quantità e con le caratteristiche in ogni momento richieste.

¹⁰ Cfr. Corte di Giustizia delle Comunità europee, sentenza 15 luglio 1964, causa 6/64, *F. Costa c. Enel*, in *Racc.*, 1964, p. 1127; sentenza 27 aprile 1994, causa C-393-92, *Comune di Almeno e altri c. NV Energiebedrijf Ijsselmij*, in *Racc.*, 1994, p. I-1477; sentenza 23 ottobre 1997, causa C-158/94, *Commissione delle Comunità Europee c. Repubblica italiana*, in *Racc.*, 1997, pp. I-5789.

¹¹ Tale articolo stabilisce che ai sensi del Trattato sono considerate come servizi "le prestazioni fornite normalmente dietro retribuzione, in quanto non siano regolate dalle disposizioni relative alla libera circolazione delle merci, dei capitali e delle persone".

Nel 1988 la Commissione presentava una Comunicazione che fissava i suoi obiettivi fino al 1995 tra i quali era inserita la ricerca di un equilibrio nel perseguimento degli obiettivi ambientali ed energetici.¹²

Una successiva Comunicazione del 1990 su “Energia e ambiente”, metteva in luce le problematiche inerenti l’effetto serra generato da immissioni antropiche.¹³

Sempre in questi anni, inoltre, la Commissione iniziava il lungo lavoro che avrebbe portato all’elaborazione e all’adozione nel 1996 della “*Direttiva europea concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica*”,¹⁴ finalizzata alla creazione di un mercato unico dell’elettricità, passando attraverso la liberalizzazione degli scambi e la libertà delle iniziative delle imprese.

3. *Il trattato di Maastricht del 1992 sull’Unione Europea.*

Negli anni precedenti a Maastricht,¹⁵ la Commissione aveva redatto un progetto di capitolo “Energia” da inserire nel Trattato, progetto che venne ritirato sia per la constatazione della mancanza di consenso politico, sia a causa dell’insufficiente dibattito all’interno delle Istituzioni comunitarie e delle organizzazioni sociali ed economiche dell’Unione.¹⁶

Il Trattato di Maastricht del 1992 sull’Unione Europea modificò l’art. 3 del TCE nel senso di prevedere per la prima volta che la Comunità potesse adottare

¹² Commissione COM (88) 174, 6 aprile 1988.

¹³ Commissione COM (89) 369, 8 febbraio 1990.

¹⁴ Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica.

¹⁵ Il Trattato sull’Unione Europea (TUE), firmato a Maastricht il 7 febbraio 1992, è entrato in vigore il 1° novembre 1993.

¹⁶ Ne dà conto F. Bastianelli, *La politica energetica dell’Unione Europea e la situazione in Italia*, in *La Comunità Internazionale*, 2006, 3, pp. 443-468.

“*misure in materia di energia*”,¹⁷ come oggetto di azione comunitaria, senza tuttavia che venisse attribuita una specifica competenza alle Istituzioni.

Il Titolo XV del Trattato istitutivo della Comunità Europea è oggi dedicato espressamente alle reti transeuropee. Le relative disposizioni hanno introdotto un nuovo compito delle Comunità: di concorrere alla costituzione e allo sviluppo di reti transeuropee nei settori dei trasporti e dell’energia; ciò nell’ottica del mercato unico e della coesione economica e sociale.¹⁸

Il legislatore comunitario disciplina distintamente le “reti” e i “servizi”. Per le reti, tipico esempio di monopolio naturale, il legislatore comunitario definisce i termini per l’utilizzazione delle stesse da parte di più operatori (il c.d. diritto di accesso). Per i servizi, l’apertura alla concorrenza si basa sulla libertà di iniziativa economica e si realizza con l’attribuzione del diritto di accesso alla rete, da un lato, e con la previsione di livelli minimi di qualità nell’erogazione dei servizi, ivi compresa la continuità nell’erogazione della fornitura e i livelli massimi dei prezzi, dall’altro.

Le reti transeuropee, previste nei vari settori dei trasporti, delle telecomunicazioni e dell’energia, sono state concepite per dare una struttura al mercato interno. Per quanto concerne l’energia in particolare, la loro utilità appare evidente nel tentativo di rafforzare la sicurezza dell’approvvigionamento di gas e di elettricità su tutto il territorio dell’Unione Europea, di ridurre le differenze di costo tra Stati

¹⁷ Art. 3, lettera *u*).

¹⁸ L’analisi degli artt. 154, 155 e 156 del TCE evidenzia l’attribuzione alla Comunità di almeno tre compiti fondamentali: definire progetti di interesse comune, ovvero fornire adeguate indicazioni operative (compiti, quindi, di “governo” delle reti); garantire l’interoperabilità delle reti, attraverso la definizione di regole tecniche uniformi (compiti di “regolazione”); promuovere la realizzazione dei progetti anche attraverso il loro finanziamento (compiti di “promozione”).

membri e fasce di consumatori e di ottimizzare l'uso di risorse energetiche proprie.

Le reti transregionali di energia sono state finanziate soprattutto attraverso i fondi strutturali e gli interventi della Banca Europea per gli Investimenti e sono finalizzate a ridurre il costo aggiuntivo fisso delle infrastrutture d'erogazione di energia nelle regioni periferiche o meno popolate dell'Unione.

Le prescrizioni comunitarie sono volte ad assicurare, in funzione di contrappeso all'estensione della concorrenza, il c.d. "servizio universale", inteso come garanzia di prestazioni essenziali di livello soddisfacente ed a prezzi accessibili alla generalità degli utenti.

Altri orientamenti relativi agli obiettivi, alle priorità e alle linee di azioni comunitarie sono stati stabiliti con decisione del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 1996, 1254/96/CE. In particolare sono stati individuati i campi di applicazione delle reti di elettricità e gas naturali ed è stata prevista la realizzazione di progetti comuni volti alla collaborazione e alla consultazione dei tecnici e degli operatori specializzati al fine di accelerare lo scambio di informazioni e semplificare le procedure di autorizzazione.

Negli anni successivi a Maastricht, sia il Parlamento europeo che il Comitato economico e sociale, in occasione dell'elaborazione dei rispettivi pareri sul mercato interno dell'elettricità e del gas naturale, si dicevano favorevoli a una politica comune in materia, definendola un passo irrinunciabile per realizzare tale mercato interno.

In particolare, il *Comitato economico e sociale* (CEES), nel 1994 riteneva opportuno presentare alle Istituzioni comunitarie, ai Governi degli Stati membri, alle categorie economiche e sociali, un proprio parere dal titolo “*La politica energetica comunitaria*”.¹⁹

L’iniziativa veniva presa dal CEES, nella convinzione che la situazione positiva a livello d’offerta energetica avrebbe potuto essere influenzata negativamente sul medio periodo dall’instabilità politica esistente in diverse aree produttrici d’energia.

A ciò si aggiungeva la crescente dipendenza energetica dall’estero dell’Unione Europea.

Veniva quindi ritenuto opportuno elaborare una strategia comune in materia, che – nell’ambito del principio di sussidiarietà – potesse combinare il rispetto dell’impostazione energetica individuale di ciascuno Stato membro con l’adozione di una posizione comune verso l’esterno.

Nel parere veniva suggerito un progetto di “*Capitolo sull’energia*”, da inserire nel Trattato di Maastricht, articolato in quattro articoli,²⁰ al fine di avviare una discussione approfondita, anche con audizioni pubbliche delle principali organizzazioni del settore energetico, sull’importanza e sull’opportunità che l’Unione si dotasse di una politica energetica comune.²¹

¹⁹ Cfr. Parere sul tema *La politica energetica comunitaria*, presentato a Bruxelles, il 10 agosto 1994 (EBERG/212), Relatore: Gafo Fernandez, Correlatori: Frandi e Von Der Decken.

²⁰ Cfr. Parere sul tema *La politica energetica comunitaria*, cit., p. 27 ss.

²¹ Cfr. sul punto F. Bastianelli, *La politica energetica dell’Unione Europea e la situazione in Italia*, cit., p. 457.

In particolare, il Comitato Economico e Sociale segnalava che gli elementi salienti della politica comune in campo energetico avrebbero dovuto essere: la definizione di obiettivi comuni e di una serie di elementi concernenti la sicurezza dell'approvvigionamento, la definizione degli obblighi di servizio pubblico nel settore in esame, la coesione economica e sociale e i legami tra il settore energetico e le altre politiche comunitarie, specie quelle riguardanti l'ambiente, la concorrenza e la ricerca.²²

Per quanto concerne le relazioni tra la politica ambientale e politica energetica, il Parere sottolineava che queste dovessero andare di pari passo ed essere coordinate.

In tal senso, avrebbero dovuto essere promosse iniziative di politica energetica che potessero contribuire al raggiungimento degli obiettivi di politica ambientale, in particolare la promozione dell'efficienza o l'uso delle energie rinnovabili.

Al contrario avrebbero dovuto essere scoraggiate misure in grado di produrre effetti sproporzionati sull'ambiente.

Specularmente, anche la politica ambientale avrebbe dovuto essere elaborata in modo da studiare le ripercussioni di ciascuna misura sugli obiettivi energetici comuni al fine di analizzare, eventualmente, formule alternative per conseguire obiettivi analoghi.

Nonostante la proposta avanzata dal Comitato Economico e Sociale ponesse già le basi per un dibattito concreto attorno alla possibilità di estendere le competenze del Trattato alle questioni energetiche, anche un ulteriore tentativo da parte della

²² Cfr. Parere sul tema *La politica energetica comunitaria*, cit., p. 23 ss.

Commissione di introdurre un capitolo “Energia” nel Trattato di Amsterdam falliva nel maggio del 1997, per la mancanza di consenso politico, in quanto solo la Grecia, l’Italia ed il Belgio appoggiarono l’iniziativa.²³

4. Il Trattato di Lisbona: verso nuove basi per la politica energetica comunitaria.

Il dibattito circa l’inserimento nel Trattato delle competenze in campo energetico è stato ripreso con il dibattito sulla Costituzione Europea, che prevede l’inserimento dell’*Energia* tra le specifiche competenze dell’Unione.²⁴

L’art. I-14, 2° comma lettera *i*) della Costituzione europea prevedeva infatti l’energia all’interno delle competenze concorrenti: sia gli Stati che l’Unione avrebbero avuto dunque facoltà di legiferare,²⁵ i primi soltanto nella misura in cui l’Unione non abbia esercitato la propria o decida di cessare di esercitarla.²⁶

Il binomio ambiente-energia appare, pertanto, sempre più inscindibile alla luce delle recenti iniziative e la soluzione offerta dalla Costituzione va ritenuta innovativa rispetto al passato, riservando una priorità all’azione dell’Unione.

²³ Cfr. sul punto Bastianelli, *La politica energetica dell’Unione Europea e la situazione in Italia*, cit., p. 459.

²⁴ Il trattato che adotta una Costituzione per l’Europa è stato approvato dal Consiglio europeo il 18 giugno 2004 e firmato il successivo ottobre a Roma alla presenza del Presidente del PE, on. Josep Borrell Fontelles. Pur essendo stato approvato dal PE, l’iter di ratifica da parte degli Stati membri non ha avuto successo (si veda, in proposito, il risultato negativo del referendum francese e olandese nel 2005).

²⁵ G. Rossi, *Il settore dell’energia nel contesto europeo, problemi giuridici ed istituzionali*, cit.

²⁶ Cfr. art. I-14, 2° comma lettera *i*) della Costituzione europea.

Il Trattato di Lisbona ripropone oggi le stesse sfide in materia energetica precedentemente lanciate dal Trattato per la Costituzione.²⁷

L'art. 2 C) del Trattato di Lisbona prevede infatti alla lettera i) una competenza concorrente in materia energetica tra Stati e Unione.

Specificata attenzione viene prestata al settore energetico, sotto il profilo dell'approvvigionamento. Si stabilisce, infatti, una modifica al primo comma dell'art. 100 del Trattato che prevedeva: *“Fatta salva ogni altra procedura prevista dal presente trattato, il Consiglio, deliberando a maggioranza qualificata su proposta della Commissione, può decidere in merito alle misure adeguate alla situazione economica, in particolare qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento di determinati prodotti”*.

Nella nuova versione proposta dal Trattato di Lisbona, tale disposizione viene modificata come segue: *“Fatta salva ogni altra procedura prevista dai trattati, il Consiglio, su proposta della Commissione, può decidere, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, le misure adeguate alla situazione economica, in particolare qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento di determinati prodotti, in particolare nel settore dell'energia”*.

Per quel che più interessa, il Trattato di Lisbona prevede l'introduzione di uno specifico Titolo XX, interamente dedicato all'Energia.

²⁷ Il trattato è stato firmato a Lisbona il 13 dicembre 2007, è stato ratificato da ciascuno dei 27 paesi dell'UE ed è entrato in vigore il 1° dicembre 2009. Il trattato di Lisbona modifica il trattato sull'Unione europea e il trattato che istituisce la Comunità europea, senza tuttavia sostituirli (è stato notato come il 96% del nuovo Trattato è identico alla Costituzione europea mai entrata in vigore). Rimane però l'eliminazione di qualsiasi riferimento costituzionale (simboli, nomenclatura, struttura del testo), ovvero la rinuncia all'obiettivo ideale che rappresenta un ridimensionamento del nuovo Trattato, che nell'ottica federalista resta appieno uno strumento pattizio e non un atto fondativo di una nuova entità sovranazionale.

L'art. 176 A) in particolare stabilisce ora al suo primo comma che *“Nel quadro dell'instaurazione o del funzionamento del mercato interno e tenendo conto dell'esigenza di preservare e migliorare l'ambiente, la politica dell'Unione nel settore dell'energia è intesa, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, a:*

- a) garantire il funzionamento del mercato dell'energia;*
- b) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione;*
- c) promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili;*
- d) promuovere l'interconnessione delle reti energetiche”.*

Con l'entrata in vigore, il 1° dicembre 2009, del Trattato di Lisbona, lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili viene dunque ad inserirsi in una vera e propria competenza a livello europeo e ad acquisire una rilevanza di rango costituzionale.²⁸

II. Gli interventi normativi

1. I primi obiettivi energetici comunitari.

A parte il Trattato CECA del 1952 e quello EURATOM del 1957, che riguardano rispettivamente il carbone e l'energia nucleare come fonti di energia, il più importante primo esempio di politica energetica comunitaria risale al Consiglio

²⁸ Sotto il profilo procedurale si ricorderà come lo stesso articolo al secondo e al terzo comma stabilisca: 2. “Fatte salve le altre disposizioni dei trattati, il Parlamento europeo e il Consiglio, deliberando secondo la procedura legislativa ordinaria, stabiliscono le misure necessarie per conseguire gli obiettivi di cui al paragrafo 1. Tali misure sono adottate previa consultazione del Comitato economico e sociale e del Comitato delle regioni. Esse non incidono sul diritto di uno Stato membro di determinare le condizioni di utilizzo delle sue fonti energetiche, la scelta tra varie fonti energetiche e la struttura generale del suo approvvigionamento energetico, fatto salvo l'art. 175, paragrafo 2, lettera c)”.

europeo di Parigi del dicembre 1972 ed alla risoluzione adottata dal Consiglio il 17 settembre 1974 su “*Una nuova strategia per la politica energetica della Comunità*”.²⁹

Nei due documenti furono definiti sia la filosofia dei cosiddetti “*Obiettivi energetici comunitari*”, sia i primi obiettivi quantificati validi in tutta la Comunità con il nome di “*Obiettivi per il 1985 della politica energetica comunitaria*”.

Per conseguire tali obiettivi, ci si basava su tre principi fondamentali.³⁰

Innanzitutto, gli obiettivi energetici comunitari dovevano costituire una serie di elementi quantificati che servissero di riferimento per l’attuazione della politica energetica a lungo termine sia per i governi degli Stati membri, sia per le imprese e per i cittadini di detti Stati.

Il secondo principio era il carattere orientativo e non vincolante di tali obiettivi. Questi ultimi venivano presentati sotto la forma giuridica di raccomandazione del Consiglio, che formalmente non ha carattere vincolante. Questo significava che la politica energetica comunitaria veniva ad essere la somma delle politiche energetiche dei singoli Stati membri. Queste dovevano spontaneamente convergere verso obiettivi adottati a livello comunitario, senza che la Commissione europea disponesse dei sostegni giuridici necessari per obbligare gli Stati membri ad attuare tale armonizzazione.

Il terzo era la cooperazione a livello internazionale per risolvere i problemi energetici tanto con i paesi produttori d’energia quanto, più tardi, con il resto dei

²⁹ Risoluzione del Consiglio del 17 settembre 1974 concernente una nuova strategia per la politica energetica della Comunità, in *G.U.CE* 153 del 9 luglio 1975, p. 1.

³⁰ Parere CEES sul tema *La politica energetica comunitaria*, presentato a Bruxelles il 10 agosto 1994 (ENERG/212), pp. 2 ss.

paesi consumatori del mondo, operando all'interno dell'Agenzia internazionale per l'energia.³¹

Gli obiettivi energetici iniziali furono successivamente aggiornati e perfezionati, arrivando così alla pubblicazione degli obiettivi per il 1990 e per il 1995. Tutti avevano un elemento comune, vale a dire il problema fondamentale di garantire l'approvvigionamento energetico della Comunità ad un costo accettabile.

In questo quadro vanno lette le direttive del Consiglio in materia di trasparenza dei prezzi e delle strutture tariffarie (direttiva 90/377/CEE) e di transito internazionale di energia elettrica sulle grandi reti di trasporto ad alta tensione (direttiva 90/547/CEE).

Quest'ultima, in particolare, al fine di consentire la libera circolazione dell'elettricità, interviene direttamente sulla struttura dell'attività di impresa, facendo obbligo al gestore della rete di uno Stato di consentire l'attraversamento della propria rete da parte del gestore della rete di un altro Stato comunitario per importare od esportare energia elettrica da o verso un terzo Stato.³²

³¹ In particolare la risoluzione del 1974 concernente una nuova strategia per la politica energetica della Comunità, cit. *supra*, adottava tre specifici orientamenti. In primo luogo, per quanto riguardava la domanda di energia, si prevedeva che si dovesse incoraggiare la diminuzione del tasso di incremento del consumo interno attraverso razionali misure di utilizzazione e di economia dell'energia, senza che ciò dovesse compromettere gli obiettivi di sviluppo economico e sociale. In secondo luogo, per quanto riguardava l'offerta di energia, la risoluzione auspicava il rafforzamento della sicurezza dell'approvvigionamento, ricorrendo in particolare: - alle risorse di idrocarburi e di combustibili solidi presenti nella Comunità, - ad un approvvigionamento esterno diversificato e sicuro, - ad uno sforzo di ricerca e di sviluppo tecnologico che consentisse di assicurare lo sviluppo auspicato delle varie fonti di energia.

³² In verità, non di vero e proprio obbligo a contrarre si trattava, ma di obbligo a prestarsi al negoziato e di svolgerlo a condizioni ragionevoli.

Nel 1994 la Commissione elaborava dapprima un Libro Verde, intitolato “*Per una politica energetica dell’Unione Europea*”³³ e, nel dicembre dello stesso anno pubblicava un Libro Bianco dal titolo: “*Una politica energetica per l’Unione Europea*”.³⁴

Il Libro Verde sull’energia apriva un vasto dibattito e un processo di consultazione anche sulla realizzazione del mercato interno dell’energia, allo scopo di garantire la libera circolazione del bene “energia”, mettendo in competizione le varie fonti energetiche dovunque situate all’interno dell’Unione.

Con il Libro Bianco,³⁵ che fa seguito alla ampia consultazione che si era aperta con il libro Verde, la Commissione presentava gli orientamenti che avrebbero caratterizzato le politiche energetiche nei successivi anni, tenendo conto dell’emergere delle nuove preoccupazioni ambientali.

In questo contesto, la Commissione offriva un vero e proprio Programma d’azione, della durata di cinque anni, con gli obiettivi verso i quali avrebbero dovuto convergere sia le politiche nazionali che comunitarie in campo energetico:

1. l’integrazione del mercato interno dell’energia, che tenesse conto delle differenze attuali in tema di domanda e di offerta esistenti all’interno dei diversi Stati;

³³ Poi adottato nel gennaio 2005, v. COM (1994) 659 def.

³⁴ COM (1995) 682 def.

³⁵ i Libri bianchi sono documenti che contengono proposte di azione comunitaria in un settore specifico. Talvolta fanno seguito a un libro verde pubblicato per promuovere una consultazione a livello europeo. Mentre i libri verdi espongono una gamma di idee ai fini di un dibattito pubblico, i libri bianchi contengono una raccolta ufficiale di proposte in settori politici specifici e costituiscono lo strumento per la loro realizzazione.

2. la gestione della dipendenza energetica e la sicurezza negli approvvigionamenti;
3. la promozione dello sviluppo sostenibile e la diversificazione delle fonti di energia;
4. la tutela e il rispetto dell'ambiente.

2. *Le direttive degli anni '90 e il ruolo delle risorse rinnovabili.*

Dopo Maastricht, il cui scopo era di realizzare entro il 1992 un mercato unico europeo senza frontiere interne, e nonostante la mancanza nel Trattato di specifiche competenze in campo energetico, la Commissione riusciva a dare nuovo impulso, nel corso della seconda metà degli anni '90, alla realizzazione del mercato interno dell'energia attraverso tre direttive, che si occupano di creare un mercato interno fortemente integrato nel settore energetico, così come richiesto dal Libro Verde del 1995:³⁶

1. la direttiva 94/22/CE del 30 maggio 1994 relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;³⁷
2. la direttiva europea per la liberalizzazione del mercato dell'elettricità (96/92/CE del 19 dicembre 1996), concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;³⁸

³⁶ Cfr. *infra* quanto si dirà Libro Verde, intitolato *Per una politica energetica dell'Unione Europea*.

³⁷ G.U.CE L 79 del 29 marzo 1996, p. 30.

³⁸ G.U.CE 30 gennaio 1997, n. L 27.

3. la direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.³⁹

Le direttive elettricità e gas adottate nel 1996 e nel 1998, che dovevano essere attuate rispettivamente nel febbraio 1999 e nell'agosto 2000, rappresentano un passo importante verso la realizzazione di un mercato interno in questi settori. L'obiettivo delle direttive è quello di aprire i mercati dell'energia elettrica e del gas a seguito della graduale introduzione della concorrenza, incrementando in tal modo l'efficienza del settore dell'energia e la competitività dell'economia europea nel suo insieme.

In particolare, la *Direttiva europea per la liberalizzazione del mercato dell'elettricità* (96/92/CE del 19 dicembre 1996), *concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*,⁴⁰ aveva come scopo quello di garantire la tutela del consumatore mediante l'instaurazione di un mercato unico dell'elettricità, di tipo concorrenziale, passando attraverso la liberalizzazione degli scambi e la libertà delle iniziative delle imprese.

Allo stesso tempo la protezione dell'ambiente veniva presa in considerazione dalla direttiva,⁴¹ in relazione alla priorità concessa alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.⁴²

³⁹ G.U.CE L 204 del 21 luglio 1998, p. 1.

⁴⁰ Ora abrogata dalla nuova direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE.

⁴¹ Cfr. artt. 3, 5, 11 direttiva 96/92/CE.

⁴² Così il 28° Considerando, direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996.

In particolare, all'art. 8, paragrafo 3, si consentiva agli Stati membri di imporre l'obbligo di dare la precedenza all'elettricità ricavata dalle fonti rinnovabili nelle operazioni di dispacciamento.⁴³

L'obiettivo della graduale apertura dei mercati elettrici veniva perseguito mediante l'imposizione di obblighi flessibili di organizzazione del sistema elettrico.

Gli Stati membri avevano facoltà di organizzare il servizio pubblico nazionale in maniera chiara, trasparente e verificabile, anche in deroga al principio di non discriminazione. Si prevedeva, inoltre, uno speciale regime transitorio di deroga, concesso esclusivamente dalla Commissione, che consentiva agli Stati membri di mantenere gli obblighi di servizio pubblico sorti prima dell'entrata in vigore della direttiva.

Era cristallizzato, però, in capo al gestore della rete di trasmissione e distribuzione, l'obbligo di garantire l'accesso alla medesima sia direttamente agli operatori (e non più, come nella direttiva 90/547, per il tramite del relativo gestore di rete) insistenti nell'ambito del territorio coperto dalla rete (nazionale) per la fornitura di energia ai consumatori finali, sia per gli operatori appartenenti ad altri Stati dell'Unione, a beneficio dei consumatori finali di quei paesi.

Due, quindi, gli ambiti specifici dell'intervento regolatorio dell'Unione europea con riferimento al servizio pubblico elettrico: a) l'apertura alla concorrenza dei mercati nazionali, passando attraverso l'applicazione del diritto di accesso alla rete in ciascuno Stato membro e b) lo sviluppo degli scambi transfrontalieri,

⁴³ In virtù dell'articolo 3 e/o dell'art. 24, possono essere compatibili con la direttiva anche altri regimi per la promozione delle rinnovabili.

mediante la individuazione di progetti relativi alle reti transeuropee e la definizione delle condizioni di accesso alla rete per l'esecuzione degli scambi intracomunitari.

Questa nuova disciplina ha determinato da un lato l'individuazione di un nuovo soggetto gravato dall'obbligo di assicurare, a parità di condizioni e dietro versamento di un corrispettivo, l'accesso alla rete per il trasporto dell'energia prodotta da terzi e destinata ai consumatori finali (un gestore di rete con funzioni di *common carrier*), dall'altro la definizione di interventi sulle reti esistenti, volti a favorire l'interconnessione, l'interoperabilità e lo sviluppo delle reti transeuropee dell'energia.

La direttiva costituiva il frutto di un compromesso tra due distinti orientamenti assunti dagli Stati membri in merito alle modalità di attuazione della liberalizzazione del settore elettrico.

Secondo il primo orientamento, sostenuto da Gran Bretagna e Germania, la liberalizzazione avrebbe dovuto realizzarsi permettendo ai terzi l'accesso alle reti, mediante la soppressione di tutti i diritti esclusivi, sia nella produzione che nella distribuzione di energia elettrica. Questo orientamento, che si concreta nel sistema dell' "accesso dei terzi alla rete" ("*Third Party Access*" – TPA), presuppone una concorrenza ordinaria, in cui i consumatori mettono direttamente in concorrenza i produttori e in cui il mercato regola quindi le scelte degli investimenti produttivi.⁴⁴

⁴⁴ La liberalizzazione del mercato elettrico inglese risale all'approvazione dell'*Energy Act* del 1983, il quale liberalizzava la produzione e il trasporto dell'elettricità, fino ad allora monopolio al *Central Electricity Generating Board*, nonché la trasformazione e la fornitura, allora esercitati, sempre in monopolio, dagli *Area Boards*. La normativa introduceva altresì il diritto di accesso dei

In base al secondo orientamento, elaborato dalla Francia e cui hanno aderito altri paesi dell'Unione (tra cui Italia e Belgio), la liberalizzazione del settore elettrico avrebbe dovuto attuarsi eliminando il monopolio della produzione e creando un intermediario tra produttori di energia elettrica e utenti: a questo orientamento corrisponde il sistema dell' "acquirente unico" ("*Acheteur Unique*" in francese, "*Single Buyer*" in inglese),⁴⁵ che si differenzia sostanzialmente da quello sopra richiamato per ciò che attiene l'accesso ai sistemi di trasmissione dell'energia elettrica di altri Paesi, dovendo tale accesso sempre avvenire attraverso un intermediario, acquirente unico, appunto, di tutta l'elettricità generata. Questo secondo approccio alla liberalizzazione del settore elettrico sottende una concorrenza regolamentata tra produttori, organizzata sul mercato all'ingrosso e volta al raggiungimento di un'efficienza a lungo termine in cui viene affermato il ruolo centrale del gestore di rete, senza accesso diretto dei consumatori finali.⁴⁶

terzi ai monopoli naturali, rappresentati dalla rete di trasmissione e dai sistemi locali di trasformazione e di distribuzione. In mancanza di un adeguato controllo istituzionale, i privati si trovarono però nella oggettiva impossibilità di competere con il CEGB, per cui la riforma di fatto non venne attuata. Di qui l'emanazione, nel 1989, di un nuovo *Energy Act* che, oltre a mantenere la piena liberalizzazione del settore e gli obblighi di vettoriamento, ha spezzato i monopoli esistenti creando in loro luogo una serie di società per azioni distinte destinate alla privatizzazione. Ancorchè lo Stato abbia mantenuto poteri di controllo nelle stesse ricorrendo all'istituto della *golden share*, questi sono destinati a venire meno per lasciare il posto ad un sistema di controllo e di garanzia dei compiti di servizio pubblico (anche mediante la fissazione delle tariffe per gli utenti delle reti e per gli utenti finali) esterno alle società.

⁴⁵ Nel sistema dell'acquirente unico, la penetrazione del mercato in una determinata zona avviene principalmente "a monte", tramite procedure di messa in concorrenza per i nuovi mezzi di produzione e tramite l'incitamento ad importare energia competitiva.

⁴⁶ V. J. Bergougnot, *Electricité de France: peu de risqué de dérégulation*, in *Rev. des Affaires Européennes*, 1994, n. 2, p. 29, secondo il quale i quattro punti che contraddistinguerebbero il sistema dell'acquirente unico consistono in: a) conservare intatto il cuore del servizio pubblico per ciò che attiene alla distribuzione; b) conservare il principio di un soggetto "capo d'orchestra" che pianifichi i mezzi di produzione; c) assicurare un livello di concorrenza a livello di produzione e consentire, in particolare, ai produttori indipendenti di fornire energia a prezzi competitivi; d) regolare le importazioni e le esportazioni successivamente alla soppressione dei monopoli elettrici.

Nella stesura della direttiva, pertanto, mediante il ricorso al principio di sussidiarietà,⁴⁷ è stato stabilito che gli Stati membri potessero dare attuazione alla liberalizzazione del settore alternativamente mediante un sistema di “accesso dei terzi alla rete” ovvero mediante l’ “acquirente unico”.

La direttiva 96/92/CE non concerneva esclusivamente le modalità di accesso al mercato dell’energia elettrica (e, quindi, i criteri base di liberalizzazione del mercato dell’elettricità), ma anche la regolamentazione generale dell’intero mercato dell’energia elettrica in Europa, cioè le modalità organizzative e di funzionamento del settore al fine di costruire un mercato interno dell’energia.

I quattro principali settori di intervento normativi sono: 1) l’accesso al mercato; 2) l’organizzazione e il funzionamento del settore dell’energia elettrica; 3) i criteri e le procedure da seguire nelle gare d’appalto e nel rilascio delle autorizzazioni; 4) la gestione delle reti di trasmissione e distribuzione.⁴⁸

⁴⁷ L’art. 5 del TCE stabilisce che la Comunità, nei settori che non sono di sua esclusiva competenza, agisce secondo il principio di sussidiarietà, intervenendo “soltanto se e nella misura in cui gli obiettivi dell’azione prevista non possono essere sufficientemente realizzati dagli Stati membri e possono dunque, a motivo delle dimensioni o degli effetti dell’azione in questione, essere realizzati meglio a livello comunitario”. La presa d’atto delle specificità strutturali esistenti nei vari Stati membri per ciò che attiene al settore elettrico, l’esigenza di porre norme quadro che stabilissero principi generali e comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e, infine, il riconoscimento che le modalità di attuazione sono riservate alla competenza degli Stati membri, per consentire loro di scegliere il regime più rispondente alla loro particolare situazione, sono stati i tre punti cardine che hanno determinato questa formulazione della direttiva.

⁴⁸ Ai sensi dell’art. 7, la gestione delle reti di trasmissione deve essere affidata ad un gestore la cui designazione spetta agli Stati membri o, su incarico di questi, alle imprese proprietarie delle reti. Sul soggetto designato incombe la responsabilità per la gestione, nonché per la manutenzione, lo sviluppo della rete in una determinata zona, l’interconnessione con altre reti, il tutto con la finalità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e con l’obbligo di non discriminare tra gli utenti o le categorie di utenti. Il gestore della rete ha anche altre importanti responsabilità, quali quella di elaborare le norme tecniche per la connessione alla rete degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature di consumatori direttamente connesse, nonché quella di regolare la circolazione dei flussi di energia sulla rete, tenendo conto degli scambi con altre reti interconnesse. A tal fine, egli è responsabile della sicurezza, affidabilità e efficienza della rete elettrica. Per la medesima ragione, si stabilisce che

Senza indugiare ulteriormente nel dettaglio,⁴⁹ ai fini del presente lavoro, si menzionano semplicemente le linee guida su cui si fonda tale disciplina e, più in generale, l'intera costruzione del mercato dell'elettricità: a) realizzazione di un mercato dell'elettricità concorrenziale e competitivo in cui si prospetta che le imprese andranno ad operare; b) possibilità di imporre obblighi di servizio pubblico per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, la protezione del consumatore e dell'ambiente; c) obbligatorietà del conseguimento, attraverso i due sistemi di accesso alla rete da essa previsti (accesso dei terzi alla rete e acquirente unico) di "risultati economici equivalenti" negli Stati membri; d) sussidiarietà nell'intervento, ovvero richiesta agli Stati membri "in base alla loro organizzazione istituzionale e nel dovuto rispetto del principio di sussidiarietà" di far sì che le imprese elettriche siano gestite conformemente ai principi della direttiva, nella prospettiva di realizzare un mercato dell'energia elettrica concorrenziale, senza discriminazioni tra esse per quanto riguarda i loro diritti ed obblighi.

3. La messa in opera delle direttive elettricità e gas e il rinnovato interesse per le energie rinnovabili.

tale soggetto deve essere indipendente, almeno sotto il profilo gestionale, dalle altre attività non connesse al sistema di trasmissione. Analoghe norme vengono previste per la gestione della rete di distribuzione. È previsto, inoltre, che alle imprese distributrici gli Stati membri possano imporre "obblighi di servizio universale", volte a rifornire i clienti in tutti i punti del territorio e a prezzi accessibili a tutti gli utenti.

⁴⁹ La direttiva prevede all'art. 3 le "norme generali di organizzazione del settore", poi seguono complessi di norme disciplinanti le procedure previste per la costruzione di nuovi impianti di generazione (artt. da 4 a 6), la gestione della rete di trasmissione (artt. da 7 a 9) e la gestione della rete di distribuzione (artt. da 10 a 12), la contabilità del imprese elettriche (artt. da 13 a 15), l'organizzazione dell'accesso alla rete (artt. da 16 a 23).

Le iniziative volte alla creazione di un mercato unico dell'energia altamente competitivo e liberalizzato, ma allo stesso tempo regolamentato al fine di consentire e incentivare lo sviluppo delle risorse rinnovabili, costituiscono lo sfondo imprescindibile per comprendere appieno le misure che la Commissione ha varato nel corso degli anni successivi.

Queste, a loro volta, devono fare i conti con una politica sviluppata a livello internazionale in materia di cambiamenti climatici, con la firma e la successiva ratifica del protocollo di Kyoto, che risulterà essere la pietra angolare per ogni successivo sviluppo della materia nella normativa comunitaria.

Nel 1992, la Comunità Europea aveva aderito alla Convenzione sui Cambiamenti climatici. Si trattava di un atto privo di forza cogente, essendo costituito da principi e disposizioni di massima, non operativi senza interventi attuativi.

Alla fase propriamente attuativa, recante concreti e precisi impegni vincolanti per le parti, si arrivò soltanto con il *Berlin Mandate* del 1995 e con il Protocollo di Kyoto, aperto alla firma il 16 marzo 1998.

Al momento della firma del Protocollo di Kyoto, la Comunità Europea dichiarò che essa e i suoi Stati membri avrebbero adempiuto congiuntamente agli impegni assunti.

Il Protocollo ha sicuramente rafforzato l'importanza della dimensione ambientale e dello sviluppo sostenibile nella politica energetica comunitaria,⁵⁰ già prima della sua entrata in vigore,⁵¹ con specifico riguardo alle energie rinnovabili.

⁵⁰ Si veda ad es.: *La strategia per Kyoto: Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento europeo, al Comitato economico e sociale e al Comitato delle Regioni – il cambiamento climatico – Approccio dell'Unione Europea per la conferenza di Kyoto*, COM (97) 481.

Nel Libro Bianco del 1997⁵² la Commissione faceva esplicito riferimento alle problematiche connesse ai cambiamenti climatici e affermava che l'Unione Europea abbisognava di grandi decisioni politiche in materia energetica, al fine di risolvere due importanti problemi.

Da una parte, la necessaria riduzione di emissioni di CO₂, che la Commissione si era impegnata a conseguire a livello internazionale.

Dall'altra, la riduzione della dipendenza energetica della UE dai Paesi terzi, che nel 1997 era già del 50% ma che si prevedeva sarebbe aumentata negli anni successivi sino a raggiungere, in assenza di interventi, il 70% nel 2020.

Uno degli strumenti per affrontare tali tematiche era l'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili.⁵³

La Commissione riconosceva che in assenza di iniziative coordinate dell'Unione, le energie rinnovabili non sarebbero divenute competitive in termini di costo in tempi brevi.

Il piano d'azione mirava, quindi, a fornire a queste ultime nuove possibilità di mercato senza oneri finanziari eccessivi. In tale direzione venivano proposte delle misure relative al mercato interno, consistenti tra l'altro nell'accesso delle

⁵¹ Il Protocollo prevedeva all'art. 25 che sarebbe entrato in vigore il novantesimo giorno successivo alla data in cui almeno 25 Parti della Convenzione, tra le quali i paesi sviluppati le cui emissioni totali di biossido di carbonio rappresentano almeno il 55% delle emissioni totali al 1990, avessero depositato i loro strumenti di ratifica. Ciò è avvenuto nel febbraio 2006 a seguito della ratifica della Russia.

⁵² Cfr. Libro bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità – “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili”: approvato nel novembre 1997

⁵³ Già nel Libro Bianco del 1997 si prevedeva un piano d'azione per ridurre le emissioni dei gas ad effetto serra e per il raggiungimento della soglia del 12% di energia prodotta da fonti rinnovabili entro il 2010.

rinnovabili al mercato dell'elettricità a prezzi equi e nella predisposizione di specifiche misure fiscali e finanziarie (tariffe verdi).

La Commissione riteneva, inoltre, che la politica in materia di energie rinnovabili dovesse essere integrata nello sviluppo delle politiche comunitarie di altri settori,⁵⁴ ed in particolare nelle politiche in campo ambientale, nelle politiche della crescita, della competitività e dell'occupazione, nelle politiche sulla concorrenza e degli aiuti di Stato, nelle politiche concernenti la ricerca, lo sviluppo tecnologico, così come nelle politiche regionali, nella politica agraria comune e nella politica di sviluppo rurale, nelle politiche concernenti le relazioni esterne, nelle politiche di cooperazione tra gli Stati membri.

Prevedeva, infine, di sviluppare specifiche misure di sostegno allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili.⁵⁵

Nel 2000 la Commissione elabora un nuovo documento di grande importanza per la nuova politica energetica: il Libro Verde "*Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento*",⁵⁶ finalizzato a ridurre al massimo i rischi derivanti dalla dipendenza dall'estero del fabbisogno energetico dell'U.E.

La nuova strategia è incentrata sul controllo dell'aumento della domanda di energia, incoraggiando cambiamenti nel comportamento dei consumatori, ad es. tramite la fiscalità.

⁵⁴ Cfr. Libro Bianco *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità.*

⁵⁵ In particolare il programma ALTENER II. Proposta di decisione del Consiglio concernente un programma pluriennale di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nella Comunità – ALTENER II, COM (97), 87 def. del 12 marzo 1997.

⁵⁶ Libro Verde *Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento*, COM(2000) 769 def.

Quanto all'offerta di energia, ci si impegna a contrastare il riscaldamento climatico promuovendo lo sviluppo delle nuove energie rinnovabili che consentono di perseguire, allo stesso tempo, un rilevante potenziale per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento europeo.

La Commissione riconosce che il loro sviluppo dipende da ingenti sforzi politici e economici che daranno risultati soltanto se accompagnati da una vera politica della domanda a favore di una razionalizzazione e di una stabilizzazione del consumo di energia.

Poiché le energie rinnovabili sono riconosciute come l'unica fonte energetica sulla quale l'Unione Europea ha un certo margine di manovra per accrescere l'offerta nel breve periodo, il Libro Verde analizza con attenzione i principali ostacoli al loro sviluppo, che vengono riconosciuti di ordine strutturale, finanziario, amministrativo e legati allo sfruttamento del territorio.

Nel settembre 2001 viene adottata la direttiva 2001/77/C sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (FER) nel mercato interno dell'elettricità,⁵⁷ con lo scopo di rafforzare il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di energia elettrica e creare le basi per un quadro di riferimento più completo per il futuro.⁵⁸

La direttiva stabiliva un obiettivo per il 2010 pari al 22,1% per l'energia elettrica verde nel consumo totale di elettricità. Gli Stati membri venivano invitati a fissare i loro obiettivi indicativi per i dieci anni successivi, tenendo conto dell'obiettivo

⁵⁷ In *G.U.CE* del 27 ottobre 2001, L 283/33

⁵⁸ Cfr. l'art. 1 della direttiva: *Finalità* – “La presente direttiva mira a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato interno e a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia”.

europeo e garantendo la compatibilità con gli impegni nazionali assunti nel quadro del protocollo di Kyoto.

In secondo luogo, affidava alla Commissione il compito di vagliare i diversi regimi nazionali di sostegno alla produzione di energia elettrica verde, in particolare tenendo conto della loro compatibilità con i principi del mercato interno dell'elettricità.

Veniva affrontato specificamente il problema del necessario snellimento delle procedure amministrative, retaggio della tradizionale struttura della produzione di energia elettrica, concentrata in un numero esiguo di grandi impianti centralizzati. Auspicava una modifica delle norme e procedure esistenti per incentivare la realizzazione di impianti più piccoli e diffusi sul territorio rispetto ai tradizionali impianti di energia, con lo scopo di ridurre le barriere che ostacolano la produzione di tale elettricità e accelerare le procedure amministrative.⁵⁹

Con la Comunicazione del marzo 2000 la Commissione elaborava un *“Programma europeo per il cambiamento climatico”*.⁶⁰ In tale atto la Commissione auspicava – tra l'altro – per quanto concerne il settore energetico un

⁵⁹ Art. 6 primo comma, direttiva 2001/77/CE: “Gli Stati membri o gli organismi competenti designati dagli Stati membri valutano l'attuale quadro legislativo e regolamentare esistente delle procedure di autorizzazione o delle altre procedure di cui all'art. 4 della direttiva 96/92/CE applicabili agli impianti per la produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili allo scopo:

- di ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;
- razionalizzare e accelerare le procedure all'opportuno livello amministrativo;
- garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili”.

⁶⁰ Comunicazione della Commissione *Sulle politiche e misure dell'Unione Europea per ridurre le emissioni di gas a effetto serra: verso un programma europeo per il cambiamento climatico (ECCP)*, Bruxelles, 8 marzo 2000, COM (2000), 88.

ulteriore sviluppo del mercato interno dell'energia, basato anche su considerazioni di tipo ambientale; l'aumento della quota delle fonti energetiche rinnovabili; un maggiore utilizzo degli impianti di cogenerazione; una maggiore efficienza energetica nella distribuzione del gas e dell'elettricità, così come il raggiungimento di una utilizzazione razionale dell'energia nel settore delle costruzioni.

Nel contempo veniva messa a punto una strategia per introdurre a livello comunitario un sistema di scambio dei diritti di emissione di gas ad effetto serra,⁶¹ che porterà alla promulgazione della direttiva 2003/87/CE, volta ad istituire un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità.

Nell'anno 2001, la Commissione presentava una nuova Comunicazione in relazione al *Completamento del mercato interno dell'energia*, che conteneva la proposta di modifica delle direttive 96/92/CE e 98/30/CE, contestualmente alla proposta di regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.⁶²

La Commissione osservava che gli effetti dell'apertura del mercato erano stati positivi sia a livello di sviluppo del mercato in quanto tale, che di impatto su importanti settori connessi di intervento, quali gli obiettivi di servizio pubblico, l'ambiente e la sicurezza dell'approvvigionamento, ma che per completare il

⁶¹ *Libro verde sullo scambio dei diritti di emissione di gas ad effetto serra all'interno dell'Unione Europea*, Bruxelles, 8 marzo 2000, COM (2000) 87.

⁶² Comunicazione della Commissione, *Completamento del mercato interno dell'energia*, Bruxelles, 13 marzo 2001 COM (2001) 125 definitivo.

mercato interno dell'energia e raccoglierne completamente i frutti fossero necessarie ulteriori misure.

Secondo la Commissione, le misure dovevano riguardare il grado di apertura del mercato e gli obblighi minimi relativi all'accesso alla rete, alla tutela dei consumatori, alla regolamentazione e alla separazione dell'attività di trasmissione e distribuzione nelle imprese integrate del gas e dell'elettricità.

Con specifico riferimento al settore delle rinnovabili, la Comunicazione del 2001 metteva in luce che la realizzazione di un mercato interno dell'energia elettrica e del gas fosse risultata sotto vari aspetti vantaggiosa per l'ambiente, per effetto dei miglioramenti introdotti negli impianti di generazione, della maggiore efficienza operativa e del passaggio all'uso dei combustibili più puliti nella produzione di energia.⁶³

In particolare, l'art. 3 delle due direttive conferiva agli Stati membri la possibilità nell'interesse economico generale di introdurre obblighi di servizio pubblico che potessero tra l'altro riguardare la tutela dell'ambiente.

L'art. 8, paragrafo 3, e l'art. 11, paragrafo 3, della direttiva elettricità consentivano inoltre agli Stati membri di imporre ai gestori della rete di trasmissione e di distribuzione, in sede di dispacciamento degli impianti di

⁶³ Cfr. però la Comunicazione della Commissione, *Completamento del mercato interno dell'energia*, cit., p. 9, ove si sottolineava che il calo dei prezzi dell'energia potesse rivelarsi poco propizio a un uso più efficiente dell'energia e allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia. Per questo motivo il monitoraggio dei mercati interni dell'elettricità e del gas veniva considerato importante per garantire lo sviluppo di un efficace concorrenza, ma anche per evitare che prezzi più bassi dell'elettricità e del gas potessero produrre effetti negativi sullo sviluppo di tecnologie eco-compatibili in materia di fonti rinnovabili di energia e di uso efficiente dell'energia. In effetti, con l'apertura del mercato i prezzi dell'elettricità possono diminuire e ciò può causare vari problemi che si potrebbero riflettere in ambito ambientale.

generazione, di dare priorità agli impianti di generazione che avessero usato fonti di energia rinnovabili o rifiuti o producono energia elettrica e termica.

Parallelamente alla costruzione di un mercato dell'energia in Europa, le Istituzioni comunitarie hanno concertato una strategia volta a incidere sul lato del contenimento della domanda di energia, allo scopo di raggiungere una maggiore efficienza e, quindi, un risparmio energetico.

La strategia volta all'aumento dell'offerta di energia alternativa deve essere compresa come complementare a quella finalizzata alla razionalizzazione della domanda.

Dopo una Comunicazione sull'efficienza energetica della Commissione nel 1998,⁶⁴ una Risoluzione del Consiglio (che invitava la Commissione a presentare una proposta di un piano d'azione per l'efficienza energetica)⁶⁵ e un parere del Parlamento europeo,⁶⁶ nel 2000 vedeva la luce un primo Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica.⁶⁷

Si rilevava che il potenziale economico di miglioramento energetico (pari al 18% tra il 1998 e il 2010), fosse ostacolato da scarsa internazionalizzazione dei costi esterni dell'energia (ricadute ambientali e sanitarie), vincoli istituzionali e giuridici, assenza di informazioni ai consumatori e agli industriali, barriere tecniche e finanziarie.

⁶⁴ L'efficienza energetica nella Comunità Europea, *Verso una strategia per l'uso razionale dell'energia*, COM (1998) 246, def. del 29 aprile 1998.

⁶⁵ G.U.CE C 394/01 del 17 dicembre 1998.

⁶⁶ *Rapporto Stockmann*, PE 228.977/def. del 25 febbraio 1999 e *Risoluzione A4-0086/99*.

⁶⁷ Comunicazione della Commissione, *Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità Europea*, Bruxelles, 26 aprile 2000, COM (2000) 247 definitivo.

Si auspicava, pertanto, l'integrazione delle misure per l'efficienza energetica nelle altre politiche di settore, in particolare in seno alla politica dei trasporti, dello sviluppo regionale e della coesione sociale, della fiscalità e della politica dei prezzi, della politica e della tecnologia, della cooperazione allo sviluppo.

Tra le strategie promosse dall'Unione Europea per ridurre l'emissione di CO₂ vi è anche una normativa per l'incentivazione della cogenerazione.

Con questo termine si intende la produzione contemporanea di energia elettrica e calore realizzata attraverso un unico impianto. Si tratta di un sistema ad elevato rendimento energetico che consente di incrementare l'efficienza nell'utilizzo delle fonti fossili fino all'80%.

Per questo motivo, nel quadro delle politiche attuative del Protocollo di Kyoto, vi è un interesse crescente intorno alla cogenerazione.

La direttiva 2004/8/CE⁶⁸ ribadisce che l'uso crescente della cogenerazione orientato al risparmio di energia primaria costituisce un tassello fondamentale per conseguire gli obiettivi di Kyoto, individuando nei sistemi cogenerativi uno strumento meritevole di ampi sviluppi anche ai fini del miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici europei.

Analogamente a quanto previsto nella direttiva comunitaria sulle fonti rinnovabili (2001/77/CE), anche questa direttiva impone agli Stati membri di garantire l'origine dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione ad alto rendimento

⁶⁸ Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE.

secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, stabiliti dai singoli Paesi.

4. *Le seconde direttive elettricità e gas: il ruolo delle rinnovabili nel mercato energetico integrato*

L'esigenza di accelerare la liberalizzazione dei settori del gas e dell'elettricità, con l'obiettivo di realizzare un mercato interno pienamente funzionale e operativo nei settori in questione, portò all'adozione di due nuove direttive: la direttiva 2003/54/CE volta a completare la liberalizzazione del mercato interno dell'elettricità in tutti i comparti (generazione, trasmissione, distribuzione e fornitura dell'energia elettrica)⁶⁹ e la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003 per completare la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale in tutti i comparti (trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio del gas naturale).⁷⁰

Entrambe le direttive abrogavano le due precedenti del 1996 e del 1998.

In particolare, la direttiva 2003/54/CE fa proprio l'approccio della Commissione nei confronti delle energie rinnovabili, stabilendo che lo Stato membro possa imporre al gestore del sistema che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti energetiche rinnovabili o rifiuti, oppure che assicurano la produzione mista di calore e di energia elettrica.

⁶⁹ Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE, in G.U.CE L 176/37 del 15 luglio 2003.

⁷⁰ Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE, in G.U.CE L 176/37 del 15 luglio 2003.

Si stabilisce che le autorità di regolamentazione abbiano il compito di assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato, controllando in particolare le condizioni e le tariffe di connessione dei nuovi produttori di elettricità, per garantire che siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie, in particolare tenendo pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili, della generazione distribuita e della produzione combinata di calore ed elettricità.

La direttiva 2003/54/CE ha ulteriormente ampliato l'applicazione del principio di uguaglianza tra operatori nel mercato europeo dell'energia elettrica e ha ristretto la facoltà degli Stati di derogare la disciplina comunitaria, mediante la previsione espressa di requisiti più stringenti per lo svolgimento dei servizi pubblici e l'abrogazione del regime di deroghe transitorie.

In virtù di tale direttiva, il mercato dell'energia elettrica avrebbe dovuto essere liberalizzato a partire dalla medesima data per i clienti imprenditoriali (*non civili*, nella dizione della direttiva) e a partire dal 1° luglio 2007 per i clienti domestici, realizzandosi così la completa apertura del mercato alla concorrenza.

La stessa direttiva 96/92/CE prevedeva la sua revisione in modo da rendere effettiva un'ulteriore apertura del mercato entro nove anni dall'adozione della medesima. Mentre questa muoveva da una pura logica di mercato interno e di concorrenza e lasciava all'autonomia degli Stati la regolamentazione degli aspetti afferenti i c.d. obblighi di servizio pubblico, la nuova direttiva tratta in modo

mercato i profili relativi alla tutela degli interessi generali, imponendo agli Stati, tra l'altro, l'obbligo di garantire a tutti i cittadini il servizio universale.⁷¹

Viene esteso l'ambito della concorrenza sino a realizzare la piena apertura del mercato:⁷² dal 1° luglio 2004 è liberalizzata la vendita per i clienti imprenditoriali, dal 1° luglio 2007 la liberalizzazione è estesa anche per i clienti domestici o civili.

Vengono riformulate (con conseguente abrogazione della prima direttiva elettricità) le disposizioni organizzative e di funzionamento delle fasi di cui si compone la filiera elettrica industriale: accanto a disposizioni di natura "quantitativa", concernenti l'ambito dei soggetti ai quali viene data la facoltà di operare sul mercato ed i tempi del processo di liberalizzazione, sono dettate disposizioni di natura "qualitativa", finalizzate a garantire il funzionamento del mercato e l'interesse generale al servizio pubblico elettrico.

In altri termini, il legislatore comunitario mostra qui di volere meglio contemperare le esigenze liberiste di apertura generalizzata del mercato con quelle di difesa del servizio pubblico e le soluzioni adottate spostano il baricentro della legislazione comunitaria verso il riconoscimento dell'ineludibilità del servizio pubblico (e dei relativi obblighi) nel settore elettrico.

La prima direttiva indicava agli Stati membri la "possibilità" di imporre obblighi di servizio pubblico in materia di sicurezza, anche di approvvigionamento, regolarità, qualità, prezzo delle forniture e protezione dell'ambiente. La seconda

⁷¹ Cfr. art. 3, par. 3.

⁷² È completamente aperto il mercato in cui è consentito ad ogni consumatore la libera scelta dei fornitori e ad ogni fornitore la libera fornitura ai propri clienti (così il 4° *considerando* della direttiva 2003/54/CE)

direttiva aggiunge tra gli obiettivi di possibile intervento da parte degli Stati l'efficienza energetica, la protezione del clima e la gestione della domanda.

Inoltre, vengono disciplinati gli obiettivi di servizio pubblico "obbligatori" per gli Stati, cioè quelli che ineriscono alla tutela dei consumatori, con specifico riferimento alla garanzia della fornitura del servizio a tutti i clienti domestici e alle piccole imprese, al rispetto di obblighi di informazione in merito alle condizioni della fornitura, alle misure di tutela adeguate da adottare in favore dei *clienti vulnerabili*. Infine, tra gli obiettivi obbligatori sono ricompresi la realizzazione della coesione economica e sociale e la protezione dell'ambiente e del clima, da perseguirsi anche attraverso misure per l'efficienza energetica e la gestione della domanda.

La previsione di interventi obbligatori per gli Stati membri a garanzia del servizio pubblico mostra una nuova sensibilità del legislatore comunitario, che non lascia più nella disponibilità esclusiva degli Stati membri la scelta circa l'adozione di obblighi di servizio pubblico ma ne definisce direttamente gli obiettivi.

Nella stessa ottica viene previsto un sistema obbligatorio di controllo della sicurezza degli approvvigionamenti.

Con riferimento alla generazione di energia elettrica, si passa dall'alternativa tra il sistema dell'autorizzazione e quello della gara della prima direttiva alla previsione necessaria del sistema dell'autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti, la realizzazione di misure per l'efficienza energetica e la gestione della domanda, secondo procedure basate su criteri di obiettività, trasparenza e non discriminazione. Il sistema della gara viene mantenuto in via residuale per

l'eventuale necessità di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, come "possibilità di ultima istanza".

Viene ribadito l'obbligo di designazione di uno o più gestori del sistema di trasmissione e di distribuzione, con responsabilità in capo al soggetto titolare non soltanto della manutenzione (ed eventualmente dello sviluppo) della rete, ma anche della sicurezza, affidabilità ed efficienza della stessa. Si tratta di compiti tipicamente *gestori* finalizzati, oltre che alla sicurezza tecnica, anche alla sicurezza dell'approvvigionamento, alla quale il gestore è chiamato a contribuire garantendo un'adeguata capacità di trasporto di lungo periodo. Al gestore della rete è anche attribuito il compito di assicurare la non discriminazione tra gli utenti della rete e di fornire le informazioni necessarie per l'accesso al sistema.

Inoltre, innovando rispetto alla prima direttiva, è previsto che al gestore della rete di trasmissione possa essere attribuita la responsabilità del dispacciamento degli impianti di produzione, che comporta il potere di impartire ordini alla produzione degli impianti (ad immettere o meno in rete) svolto secondo criteri obiettivi, pubblicati in via preventiva e applicati in maniera non discriminatoria. Parimenti, al medesimo soggetto possono essere attribuiti i c.d. "servizi ausiliari di rete", funzionali al mantenimento in equilibrio della domanda e dell'offerta di energia sulla rete gestita (si tratta delle attività per il *bilanciamento* del sistema, in funzione del quale il gestore si approvvigiona di energia per la copertura delle fisiologiche perdite di energia sulla rete e per il margine di potenza di riserva necessario a garantire l'energia per il mantenimento del suddetto equilibrio).

La principale novità, tuttavia, è l'obbligo di separazione societaria (*unbundling giuridico*) delle attività di gestione della rete (sia essa di trasmissione, sia di distribuzione) dalle altre attività, qualora i soggetti a ciò deputati facciano parte di imprese verticalmente integrate operanti anche nell'ambito della generazione o della fornitura. Al medesimo fine soccorrono le disposizioni relative al c.d. *unbundling funzionale* (o gestionale), tese ad assicurare l'indipendenza delle persone (fisiche) responsabili della gestione della rete (siano essi gli amministratori ovvero il management) rispetto alla gestione delle attività di generazione e fornitura.

È prevista anche la possibilità di una gestione combinata del sistema di trasmissione e distribuzione, con la creazione di un unico soggetto deputato allo svolgimento dei compiti gestori ed eventualmente anche di dispacciamento. In tal caso, il legislatore comunitario si limita a prevedere la necessità della separazione contabile tra le attività di rete (trasmissione e distribuzione) dalle altre attività elettriche per le quali si compete sul mercato (generazione e fornitura).

Quanto alla disciplina dell'accesso alla rete, la nuova direttiva prevede come unica modalità il sistema dell'accesso regolato dei terzi alle reti di trasmissione e di distribuzione, basato su tariffe pubblicate e regolamentate prima della loro entrata in vigore, ed applicato in modo non discriminatorio a tutti gli utenti. Viene quindi meno l'alternativa tra il sistema dell' "accesso dei terzi alle reti" (TPA) e il sistema dell' "acquirente unico"; inoltre, nell'ambito del sistema del TPA viene preferito l'accesso regolamentato, in quanto tariffe trasparenti e non

discriminatorie paiono costituire garanzia per l'attuazione del diritto di accesso alla rete.

Infine, è previsto l'obbligo per gli Stati membri di designare uno o più organismi indipendenti con la funzione di autorità di regolamentazione, indirizzata al controllo sulla gestione della rete e alla definizione delle condizioni di connessione e di accesso alle reti nazionali di trasmissione e distribuzione, nonché di erogazione del servizio, e delle tariffe di trasmissione e distribuzione p, quantomeno, delle metodologie di calcolo delle stesse.⁷³

Il regolamento (CE) 1228/2003⁷⁴ ha completato la direttiva 96/92/CE e ha dato attuazione al principio di non discriminazione in relazione all'accesso alla rete di interconnessione tra Stati membri per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, disponendo, a tal fine, oltre al coordinamento orizzontale tra le Autorità nazionali per l'interoperabilità delle reti e la gestione delle congestioni, anche un parziale accentramento nella Commissione del potere di adottare orientamenti in materia di regolazione tariffaria e di gestione delle interconnessioni.

Nonostante il periodo iniziale della liberalizzazione risulti in larga misura positivo, le barriere all'ingresso, l'inadeguatezza delle infrastrutture esistenti e l'insufficiente interconnessione delle reti elettriche tra gli Stati membri non

⁷³ Con decisione n. 2003/796/CE dell'11 novembre 2003, la Commissione ha istituito un gruppo di regolatori per il gas e l'elettricità "con l'incarico di agevolare la consultazione, il coordinamento e la cooperazione tra le autorità di regolamentazione degli Stati membri e tra queste e la Commissione europea, allo scopo di consolidare il mercato interno e garantire la coerente applicazione, in tutti gli Stati membri, delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, nonché del Regolamento CE n. 122(2003).

⁷⁴ Si tratta del Regolamento del 26 giugno 2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi interfrontalieri di energia elettrica.

consentono di affermare il raggiungimento dell'integrazione dei mercati nazionali dell'elettricità e del gas naturale.⁷⁵

III. I nuovi scenari

Dopo la pubblicazione nel 2005 di un "*Libro verde sull'efficienza energetica*"⁷⁶ e dopo un'ampia consultazione pubblica con tutti i soggetti politici, industriali, istituzionali e sociali interessati, la Commissione europea ha proposto nell'ottobre 2006 un "*Piano d'azione per l'efficienza energetica*"⁷⁷ volto ad orientare gli interventi europei a livello comunitario, nazionale e locale per gli anni a venire.

Il Piano d'azione illustra una serie di politiche e di azioni per intensificare il processo finalizzato a conseguire entro il 2020 un risparmio annuo dei consumi di energia primaria della UE che, a livello di potenzialità, è stimato superiore al 20%.

Il 10 gennaio 2007 la Commissione europea ha presentato, sotto forma di una serie di Comunicazioni al Consiglio e al Parlamento europeo, un pacchetto di misure per il settore energia senza precedenti, incoraggiando i 27 ad adottarle.⁷⁸

⁷⁵ Un indicatore dell'assenza di una effettiva concorrenza è rappresentato dal fatto che i clienti difficilmente cambiano fornitore all'interno di ogni Stato membro e la scelta di un fornitore che opera in un altro Stato membro è del tutto eccezionale per cui, come è stato storicamente sin dalle origini, i mercati del gas e dell'elettricità nell'Unione restano "mercati nazionali", registrando significative differenze nei prezzi delle forniture e un basso livello di scambi transfrontalieri causato da strozzature nella infrastruttura elettrica.

⁷⁶ *Fare più con meno, Libro verde sull'efficienza energetica*, Commissione europea, Direzione Generale Energia e Trasporti, giugno 2005.

⁷⁷ Comunicazione della Commissione: *Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità*, COM (2006) 545 def., Bruxelles, 19 ottobre 2006.

⁷⁸ *Energia per un mondo che cambia*.

L'obiettivo è quello di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas ad effetto serra nei paesi sviluppati del 30% in tutto il mondo e almeno del 20% in ambito UE entro la stessa data.

Il Pacchetto contiene le nuove proposte per “*Una politica energetica per l'Europa*”,⁷⁹ formulate dalla Direzione generale trasporti ed energia.

Quest'ultima Comunicazione definisce le priorità della Commissione e riassume le proposte avanzate nel dettaglio nei singoli documenti che lo compongono.

Punto di partenza è la diagnosi di insostenibilità dei *trend* attuali sotto il profilo ambientale (le emissioni globali aumenteranno del 55% entro il 2030), della sicurezza degli approvvigionamenti (si stima un aumento della dipendenza dell'UE dalle importazioni al 65% nel 2030 e, al contempo, una crisi mondiale dell'offerta di energia), concorrenziale (i costi di un'economia basata sugli idrocarburi hanno *trend* crescenti con impatti negativi sulla competitività e l'occupazione).

La Commissione propone, pertanto, una nuova rivoluzione industriale verso un'economia a basso contenuto di carbonio che prevede, da un lato, un investimento massiccio in nuove tecnologie (biocarburanti, energie rinnovabili, idrogeno, fusione nucleare, ess.) e nelle infrastrutture e, dall'altro, il completamento di un mercato interno concorrenziale e di una politica energetica estera comune.

I tre obiettivi strategici che l'Unione Europea deve prefiggersi di raggiungere entro il 2020 sono: il 20% di riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto ai livelli del

⁷⁹ Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al Parlamento europeo, *Una politica energetica per l'Europa*, COM (2007) 1 def.

1990, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici europei e una quota dei consumi di biocarburanti pari al 10% dei consumi europei dei combustibili per i trasporti.

Per quanto riguarda la strategia in materia di energie rinnovabili, la Comunicazione del gennaio 2007 evidenzia come il conseguimento dell'obiettivo del 20% presupponga una fortissima crescita nei tre settori delle energie rinnovabili: energia elettrica, biocarburanti, riscaldamento e raffreddamento.

La Commissione, inoltre, rammenta che le fonti rinnovabili possono potenzialmente fornire circa un terzo dell'elettricità dell'UE da qui al 2020 ed evidenzia che le strategie politiche istituite in alcuni paesi hanno consentito di ottenere notevoli risultati, ciò che dimostra la presenza di notevoli potenzialità in questo settore.

Assieme al “pacchetto energia” è stata presentata una Comunicazione al Parlamento e al Consiglio europeo contenente “*Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius. La via da percorrere fino al 2020 e oltre*”, in cui la Commissione propone che l'Unione Europea persegua, nell'ambito dei negoziati internazionali, un obiettivo per il 2020 di riduzione dei gas serra pari al 30% rispetto ai valori del 1990 e un obiettivo unilaterale di abbattimento del 20% da parte dell'Unione stessa, in modo da poter assumere una posizione di *leader* in ambito internazionale sulle questioni riguardanti il clima.

Il Piano d'azione per l'energia 2007-2009 fa perno sulla promozione di alcune operatività ritenute strategiche quali: l'implementazione del mercato interno per

l'energia elettrica e il gas, la sicurezza degli approvvigionamenti, una politica energetica estera comune, la riduzione delle emissioni di carbonio, la produzione delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle nuove tecnologie.

Relativamente al mercato interno dell'elettricità e del gas, il Consiglio europeo ha riconosciuto che sono ancora necessari significativi progressi in termini sia di promozione della concorrenza, sia di regolazione valida e di promozione degli investimenti per raggiungere l'obiettivo di un mercato interno efficiente e realmente competitivo.

Il Consiglio ha riaffermato l'esigenza, prima dell'avvio di un eventuale terzo pacchetto di misure, di una piena implementazione delle direttive del 2003 sia nel loro dettato legislativo sia nello spirito.

Relativamente alle energie rinnovabili, viene adottato l'obiettivo vincolante per gli Stati membri di raggiungere entro il 2020 una quota di energia rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici dell'Unione Europea.

In materia di efficienza energetica, entro il 2020 gli Stati membri si impegnano a ridurre del 20% i consumi energetici dell'Unione Europea attraverso una coerente messa a punto dei Piani nazionali di efficienza energetica, introdotti dalla direttiva 2006/32/CE e concentrando gli interventi su cinque settori: trasporti, efficienza negli usi finali dell'energia, comportamenti di consumo efficienti, tecnologie a risparmio energetico ed efficienza energetica negli edifici.

Il 5 giugno 2009 è stata pubblicata la nuova direttiva sulle energie rinnovabili. La direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da

fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, è ricca di spunti che solo in parte si traducono in regole prescrittive.

Il nuovo testo pone al centro la stretta connessione esistente tra lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e la disciplina dell'efficienza energetica in funzione sia di una riduzione dell'emissione di gas serra per rispettare gli obiettivi del protocollo di Kyoto sia di una diminuzione della dipendenza europea dalle importazioni di petrolio.

Per centrare questo traguardo, la direttiva considera di prioritaria importanza sostenere la commercializzazione delle tecnologie decentrate per la produzione di energia da fonti rinnovabili così da garantire altresì una maggiore sicurezza locale degli approvvigionamenti energetici, minori distanze di trasporto e ridotta dispersione energetica.

La direttiva pone obiettivi nazionali obbligatori per i singoli Stati membri: l'Italia dovrà aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili dal 5,2% al 17% entro il 2020.

CAPITOLO SECONDO

La tradizione italiana e l'attuale disciplina

I. Nozione e caratteristiche del servizio pubblico a rete

1. Il servizio pubblico – brevi cenni

I servizi pubblici a rete costituiscono, tradizionalmente, una *species* del *genus* servizi pubblici, rispetto al quale il più delle volte coincidono del tutto, atteso che i principali servizi presuppongono per la loro erogazione l'esistenza di una rete, sia essa materiale o immateriale.

Prima di fornire una definizione di servizio pubblico a rete, pertanto, è necessario offrirne una di servizio pubblico.

Sin dagli inizi del secolo scorso la dottrina giuspubblicistica utilizza principalmente due criteri definitivi: ⁸⁰ in base a quello soggettivo, il carattere distintivo del servizio pubblico è costituito dalla natura del soggetto che eroga la prestazione;⁸¹ in base a quello oggettivo, quel che rileva è la natura dell'attività

⁸⁰ Le difficoltà applicative dei criteri oggettivo e soggettivo hanno indotto la dottrina ad elaborare altri parametri di identificazione dei servizi pubblici. Si ricorda quello fondato sul sistema dei controlli, secondo cui sarebbero da qualificarsi come tali quelle attività per il cui esercizio, indipendentemente dalla loro natura e dalla qualificazione del soggetto che le pone in essere, è necessaria l'emanazione di atti sottoposti al regime dei controlli amministrativi; quello che qualifica come servizio pubblico le attività svolte a fini sociali la cui prestazione sia garantita a chiunque ne faccia richiesta e a condizioni generali prestabilite e rese note al pubblico. Per una ricostruzione sul punto, v. E. Scotti, *Il pubblico servizio. Tra tradizione nazionale e prospettive europee*, Padova, 2003.

⁸¹ Il trasferimento della natura pubblica dal soggetto al servizio è stato utilizzato, soprattutto nella prima metà del XX secolo, per giustificare l'attribuzione all'organizzazione amministrativa pubblica di attività considerate sostanzialmente ed originariamente ad essa estranee. V'era la preoccupazione di distinguere il *servizio pubblico* dalla *funzione pubblica*, facendo coincidere quest'ultima con le attività svolte dai pubblici poteri in forma *autoritativa* – e come tali proprie e originarie del soggetto pubblico – ed il primo con le attività commerciali e industriali che, in quanto esercitate in assenza di poteri imperativi, dovevano ritenersi separate, se non addirittura contrapposte, rispetto al corpo fondamentale dell'amministrazione pubblica e della sua organizzazione.

che, in quanto destinata a soddisfare interessi della collettività, qualifica un servizio come pubblico.⁸²

Affermatasi la nozione oggettiva di servizio pubblico nella seconda metà del secolo scorso, la giurisprudenza amministrativa ha distinto tra “*servizi pubblici in senso proprio e ristretto*” e “*servizi pubblici in senso improprio e lato*”, intendendo i primi quelli riservati in via originaria ed esclusiva all’Amministrazione, ed eventualmente trasferibili a privati mediante concessione, e individuando i secondi nei servizi che, pur essendo destinati al soddisfacimento di bisogni della collettività, costituiscono attività già compresa nella naturale capacità e libertà dei privati.

La nozione di servizio pubblico in senso oggettivo è stata accolta in primo luogo dalla legislazione in tema di autonomie locali già nella legge 142 del 1990,⁸³ e poi mantenuta nelle successive modifiche.⁸⁴

⁸² Nel corso della seconda metà del secolo scorso si afferma la nozione oggettiva di servizio pubblico, fondata sulla inerenza di un interesse pubblico all’attività, ovvero, più precisamente, sulla obiettiva capacità dell’attività di rispondere a un interesse generale, indipendentemente dalla natura pubblica o privata del soggetto che la esercita. Una spinta verso l’affermazione di tale dottrina viene dall’art. 43 della Costituzione che, prevedendo la possibilità che imprese o categorie di imprese riferentisi a servizi pubblici essenziali vengano riservate o trasferite a soggetti pubblici, riconosce, implicitamente ma inequivocabilmente, che esistono attività economiche che per le loro caratteristiche oggettive sono qualificabili come servizi pubblici (essenziali) anche prima che vengano assunte dallo Stato o da enti pubblici, e quindi anche se svolte da soggetti privati.

⁸³ L’art. 22 della legge n. 142/1990, qualificando i servizi pubblici locali come quelli che hanno “*per oggetto produzione di beni ed attività rivolte a realizzare fini sociali e a promuovere lo sviluppo economico e civile delle comunità locali*”, utilizzava un criterio di identificazione oggettivo in quanto fondato sia sui fini che sull’attività. Inoltre, contemplando tra le forme di gestione per l’erogazione dei servizi anche la concessione a terzi e la società per azioni a prevalente partecipazione pubblica locale, evidenziava la tendenza a coinvolgere i privati nell’esercizio dei servizi pubblici.

⁸⁴ La nozione di rilevanza economica presente nel d.lgs. 269/2003, che ha sostituito quella di rilevanza industriale della legge finanziaria 2002, quale parametro di riferimento per l’applicazione delle regole concorrenziali, conferma il carattere oggettivo della nozione di servizio pubblico.

La rilettura in senso oggettivo della nozione in esame ha interessato anche il settore dei servizi pubblici a carattere nazionale (c.d. *public utilities*), ovvero dei grandi servizi pubblici a rete (trasporti, telecomunicazioni, poste, energia ed acqua).

La privatizzazione degli organismi pubblici gerenti i suddetti servizi, da un lato, ed il progressivo superamento, principalmente sotto la spinta del diritto comunitario, del sistema del “monopolio” nei servizi medesimi (che trovava riscontro nelle tradizionali teorie soggettive) dall’altro, legittimando e promuovendo la presenza di soggetti privati (originariamente tali o privatizzati) in settori di attività per diverso tempo qualificate come servizi pubblici essenzialmente perché gestite dalla mano pubblica, hanno segnato la chiara affermazione della nozione oggettiva di pubblico servizio. Ciò perché tali servizi conservano la loro pubblicità anche dopo il passaggio dalla mano pubblica a quella privata (privatizzazione) o a più mani private (privatizzazione e liberalizzazione): *sopravvivono* alla loro privatizzazione.

La pubblicità del servizio si manifesta a prescindere dalla natura pubblica o privata del soggetto che lo esercita, per la rilevanza che assume l’attività in quanto intimamente connessa con il soddisfacimento di bisogni collettivamente percepiti come primari e, quindi, pubblici.

Essendo maturato un crescente favore istituzionale verso l’intervento soltanto indiretto dei pubblici poteri nel settore dei servizi di pubblica utilità, attraverso forme di regolazione (ritenute più efficaci della gestione diretta del passato), il dovere dell’amministrazione di occuparsi affinché le relative prestazioni vengano

fornite si intende assolto con il mutamento dei modelli organizzativi generali, nel senso del progressivo abbandono delle tradizionali formule di organizzazione ministeriale, in favore della creazione di autorità indipendenti.

Agli strumenti tipici della gestione diretta dei servizi da parte dei pubblici poteri si sono avvicinati nuovi mezzi e nuovi modi: l'istituzione di autorità (indipendenti o semi indipendenti) di regolazione, la creazione di nuove forme e meccanismi di regolazione amministrativa e, soprattutto, la scelta di procedere al controllo delle attività in questione non più (solo) attraverso la politica ma (anche) attraverso un sistema di regole giuridiche.

Al tempo stesso, lo svolgimento di servizi di pubblica utilità da parte di soggetti privati ha portato a una rivisitazione dell'istituto della concessione di pubblico servizio, che ha perso la sua connotazione di provvedimento mediante il quale l'amministrazione trasferisce o costituisce in capo a terzi qualcosa di proprio, diritti di esclusiva spettanza pubblica, per assumere il carattere di provvedimento a contenuto convenzionalmente vincolato, attraverso cui coniugare in maniera ottimale le esigenze di finalizzazione sociale dell'attività con le esigenze economico-imprenditoriali dell'attività medesima.

La concessione si è caratterizzata sempre di più come una forma di programmazione consensuale di una attività, attesa la collaborazione che essa realizza tra soggetti pubblici e privati nell'esercizio di attività "pubbliche" in quanto oggettivamente di interesse generale.

In tal modo, attraverso il ricorso all'istituto della concessione, sono stati realizzati i processi di privatizzazione dei maggiori servizi pubblici nazionali, poiché esso è

risultato strumento idoneo a conciliare la finalità di cambiamento nella gestione dei servizi, con l'esigenza di programmazione dell'attività in vista del raggiungimento di finalità di interesse generale, atteggiandosi a elemento essenziale del modello.

Tale percorso ha condotto, infine, alla pubblicizzazione dei soggetti esercenti il servizio pubblico, a causa del collegamento tra i rilevanti interessi pubblici di cui sono affidatari e la necessaria connotazione pubblicistica del regime giuridico dell'erogazione di servizi pubblici.⁸⁵

Prima di concludere sul punto, appare opportuno fornire una definizione di servizio pubblico in dottrina autorevolmente sostenuta: si tratta di una attività economica (quindi un'attività che deve svolgersi con le metodologie tipiche dell'impresa), che, indipendentemente dalla natura del soggetto che la pone in essere, è destinata alla produzione di utilità (economiche) a favore dei consociati (*uti universi* o *uti singuli*) e la cui prestazione è garantita a chiunque ne faccia richiesta, a condizioni generali prestabilite e rese note al pubblico.⁸⁶

2. *Il servizio pubblico a rete*

Ai fini che ci occupano, si parla di rete per indicare una infrastruttura, un sistema di relazioni reciproche tra i suoi elementi e, infine, un centro che dirige tali elementi (e la struttura nel suo complesso) in vista di uno scopo.

⁸⁵ Così il Cons. Stato, Ad. Gen. 12 marzo 1998, ha ritenuto sussistere un servizio pubblico in "tutte le attività svolte da qualsiasi soggetto, riconducibile ad un ordinamento di settore, sottoposte cioè a controllo, vigilanza o mera autorizzazione da parte di amministrazione pubblica".

⁸⁶ F. Vetrò, *il servizio pubblico a rete*, Giappichelli editore, Torino 2005, p. 38.

Nel corso degli ultimi due decenni il legislatore comunitario e nazionale hanno fatto riferimento a “servizi di interesse economico generale”, “servizi di pubblica utilità” e “servizi pubblici essenziali” per individuare il medesimo gruppo di settori di attività economiche, tutti caratterizzati dalla presenza di una “rete”, necessaria per la loro erogazione, e tutti con una forte connotazione di rilevanza per la soddisfazione di interessi *lato sensu* pubblici.

Il riconoscimento di tratti essenziali comuni ai servizi considerati ha reso possibile l’individuazione di una specifica *species* di servizio pubblico: il “servizio pubblico a rete”.⁸⁷

È proprio attraverso la rete che viene assicurata l’erogazione del servizio (sono tradizionali servizi a rete quelli dell’acqua, dell’energia, delle poste, delle telecomunicazioni e dei trasporti).

Il nuovo atteggiarsi del servizio pubblico ha dato luogo al sorgere di nuove figure ed istituti giuridici: gli obblighi di servizio pubblico e il servizio universale, il diritto di accesso (al servizio), l’obbligo di interconnessione alla infrastruttura strumentale all’erogazione del servizio (la rete, appunto). I destinatari del servizio sono divenuti titolari di un rapporto a posizioni reciproche, nel quale quantità e qualità del servizio costituiscono parametri dell’esecuzione del rapporto e non più (soltanto) aspirazioni consacrate in atti e attività della politica.

⁸⁷ Caratteristica principale è la presenza di una struttura tecnologica caratterizzata, quanto al segmento relativo all’utilizzo della rete, di una situazione di monopolio naturale. La teoria economica mostra come, nei casi in cui l’entità dei costi fissi per la rete non sia significativa, le imprese c.d. entranti nel mercato sui la rete è servente preferiscano provvedere essi stessi alla costruzione di una rete (o parte di essa) *ex novo*, anziché sottostare alle condizioni di accesso della c.d. impresa *incumbent*.

La disciplina dei servizi a rete si è formata non già in virtù di un disegno unitario ma per approssimazioni successive, mano a mano che il disegno complessivo di un dato settore di servizio pubblico (a rete) veniva precisato a cura della Comunità Europea, mossa da un duplice ordine di considerazioni: da un lato, nelle attività economiche di cui si discorre ricorrono situazioni di monopolio naturale,⁸⁸ dall'altro la maggior parte di queste attività corrispondono a servizi fondamentali per la vita ed il lavoro della generalità dei consociati.

Data l'essenzialità della rete per il raggiungimento degli obiettivi previsti dall'art. 2 del TCE,⁸⁹ il legislatore comunitario ha emanato negli anni '90 una serie di disposizioni volte a separare nettamente la disciplina delle reti e quella dei servizi. Sul tema delle reti, infatti, la disciplina comunitaria è centrata sul diritto di accesso di una pluralità di operatori all'infrastruttura; nel caso dei servizi, la regola è la libertà di iniziativa economica privata di una pluralità di operatori in concorrenza tra loro; iniziativa resa però possibile dalla regolamentazione del diritto di accesso (al servizio, questa volta) e limitata da una serie di norme a garanzia del funzionamento del servizio e dell'erogazione dello stesso anche ad utenti disagiati.

⁸⁸ Secondo la teoria economica, si ha monopolio naturale quando la gestione di un determinato settore, date talune caratteristiche economiche (quali, esemplificando, l'alto costo degli investimenti e la presenza di rendimenti medi decrescenti al crescere delle quantità prodotte), si rivela efficiente solo se assicurata da un unico operatore. V. G. Cervigni-M. D'Antoni, *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Roma 2001

⁸⁹ *"la Comunità ha il compito di promuovere, nell'insieme della Comunità, mediante l'instaurazione di un mercato comune e di un'unione economica e monetaria e mediante l'attuazione delle politiche e delle azioni comuni di cui agli articoli 3 e 4, uno sviluppo armonioso, equilibrato e sostenibile delle attività economiche, un elevato livello di occupazione e di protezione sociale, la parità tra uomini e donne, una crescita sostenibile e non inflazionistica, un alto grado di competitività e di convergenza dei risultati economici, un elevato livello di protezione dell'ambiente ed il miglioramento della qualità di quest'ultimo, il miglioramento del tenore e della qualità della vita, la coesione economica e sociale e la solidarietà tra Stati membri"*.

Nella regolazione dei servizi a rete coesistono due modelli tradizionali di regolazione: il *modello dell'ordinamento sezionale*, in cui le attività economiche sono disciplinate ed indirizzate sulla base di valutazioni che possono talora prescindere dagli interessi degli appartenenti ad un dato settore (in tal caso gli atti di regolazione comportano l'imposizione di obblighi ai destinatari unicamente nei confronti dell'amministrazione di regolazione e in capo agli altri soggetti, parimenti destinatari del medesimo precetto, sussiste soltanto un potere di reazione in via indiretta o mediata), e il *modello del mercato regolamentato*, nel quale il regolatore interviene a correzione degli esiti negativi della concorrenza nell'interesse degli operatori di un mercato ma, comunque, in vista del suo funzionamento (gli obblighi sussistono nei confronti degli operatori, sicchè l'eventuale violazione dei precetti da parte di taluno può essere fatta valere da un altro operatore in modo diretto).

Nel caso dei servizi a rete, sono generalmente le norme primarie che individuano e impongono ai privati operatori di un determinato settore gli obblighi di servizio pubblico a garanzia dell'effettivo godimento dei diritti di libertà dei consociati: il diritto a una prestazione di servizio pubblico è affiancato, quindi, ad un diritto o ad una libertà in quanto strumentale alla garanzia del diritto e della libertà stessa.

I nuovi modelli di gestione rivenienti dai processi di liberalizzazione vedono soggetti privati chiamati ad assolvere al compito di erogare servizi pubblici. Gli atti di regolazione hanno una duplice rilevanza sotto il profilo dei rapporti: una amministrativa, in quanto il rapporto tra soggetti privati trova la sua ragion d'essere nell'atto di regolazione che, a sua volta è generato dalla cura

dell'interesse pubblico che trova nella norma primaria la sua fonte; l'altra privatistica, perché il rapporto giuridico tra utente e erogatore, a prescindere dalla sua fonte, ha natura privata.

L'imposizione di obblighi di servizio pubblico riflette i suoi effetti sulla dinamica del mercato, sottraendo alla libera determinazione degli imprenditori (o di alcuni di essi) possibili esiti allocativi e, in taluni casi, arrivando a sostituire ad essi altri esiti in ragione della rilevanza sociale dei beni prodotti e offerti.

L'incidenza degli obblighi di servizio pubblico sull'applicazione generale del principio di concorrenza e sulle conseguenti scelte regolatorie in sede di definizione degli assetti del settore economico (fino ad operare una particolare conformazione del mercato), consente di individuare nell'obbligo di servizio pubblico l'*ubi consistam* della fattispecie dei servizi di pubblica utilità e, tra questi, indefettibilmente, dei servizi a rete.⁹⁰

L'obbligo di servizio pubblico costituisce uno dei tratti caratterizzanti il servizio (pubblico) a rete.

La liberalizzazione del mercato di un servizio pubblico a rete richiede che siano realizzate le condizioni per l'accesso, da parte degli operatori (in concorrenza) e, specularmente, degli utenti, alla rete (fisica o virtuale) attraverso la quale il

⁹⁰ L'art. 86, comma 2, TCE, prevede che *“Le imprese incaricate della gestione di servizi di interesse economico generale o aventi carattere di monopolio fiscale sono sottoposte alle norme del presente trattato, e in particolare alle regole di concorrenza, nei limiti in cui l'applicazione di tali norme non osti all'adempimento, in linea di diritto e di fatto, della specifica missione loro affidata. (...)”* È in questa area di esenzione che ha trovato la sua roccaforte la nozione di servizio pubblico con riferimento a quelle attività economiche che, per effetto dell'estensione dei principi di concorrenza in conseguenza dei processi di liberalizzazione, cessano di essere svolti in regime di monopolio o di riserva.

servizio si esplica. Ciascun punto della rete rappresenta lo snodo attraverso il quale si realizza l'accesso al mercato delle utilità offerte attraverso la rete.⁹¹

La separazione del segmento della rete dagli altri segmenti cui corrispondono, rispettivamente, un mercato a monte e un mercato a valle, implica la conformazione giuridica ad opera del soggetto titolare dell'attività di gestione della rete, perché soltanto attraverso una regolazione di questa attività si può realizzare una effettiva concorrenza nei mercati a monte e a valle, nonché la piena realizzazione dell'interesse pubblico sotteso all'erogazione del servizio.

La definizione del corrispettivo per l'uso della rete da parte dei terzi avviene in via amministrativa da parte delle autorità di settore, alle quali spetta altresì di definire le modalità e le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione, nel rispetto dei principi generali di parità di trattamento, non discriminazione e di concorrenza tra operatori economici.

Il servizio elettrico può essere considerato paradigmatico di tale tipologia di servizi pubblici, innanzi tutto per le ragioni tecnologiche che impongono un ruolo di coordinamento nel funzionamento del relativo mercato.

⁹¹ La teoria economica in tema di regolazione dell'accesso alla rete introduce la distinzione tra reti monodirezionali (*one-way*) e reti bidirezionali (*two-way*). Nel primo caso, l'accesso alla rete – posseduta in regime di monopolio da un'impresa – è essenziale affinché altre imprese possano offrire un servizio (ad es. la rete elettrica e la rete ferroviaria); nel secondo caso, l'impresa che ha un diritto di esclusiva sulla rete opera anch'essa sul mercato dei servizi offerti da altre imprese (es. la rete delle telecomunicazioni). A seconda della tipologia variano, naturalmente, le modalità di definizione dei corrispettivi per l'accesso: in base ai costi sostenuti o all'elasticità della domanda, nel caso delle reti *one-way*; la definizione è lasciata alla determinazione delle imprese (se trattasi di servizi poco differenziati), ovvero attraverso un intervento regolatorio se il servizio offerto dalle imprese in concorrenza è differenziato (al fine di evitare collusioni tra le imprese nella fissazione del corrispettivo) nel caso delle reti *two-way*. V. G. Marzi-L. Prosperetti-E. Putzu, *La regolazione dei servizi infrastrutturali*, Bologna 2001.

Nelle reti c.d. a una direzione (*one-way network*), cioè quelle reti che collegano due fasi identificabili come “a monte” e “a valle” nel ciclo produttivo, la domanda del bene (e quindi della fornitura del servizio) si pone nella fase successiva al trasporto attraverso la rete, mentre l’offerta del bene (ovvero la sua produzione) si colloca nella fase precedente al trasporto stesso e, quindi, alla consegna alla rete del bene prodotto.

Il coordinamento tra domanda e offerta, in modo da garantire l’equilibrio del mercato avviene, pertanto, attraverso la rete che, in tal modo, pone in collegamento la fase della domanda e la fase dell’offerta. In considerazione del carattere *essenziale* del bene oggetto del servizio, tale coordinamento non può prescindere dalla regolazione e dal controllo dei pubblici poteri.

Le attività di trasmissione (trasporto di energia elettrica su reti in alta e altissima tensione, al fine della consegna a consumatori finali con consumi superiori a una determinata soglia) e di distribuzione (trasporto di energia elettrica su reti in bassa e media tensione al fine della consegna ai consumatori finali) di energia elettrica configurano il “nocciolo duro” del servizio a rete nel settore dell’energia elettrica.

II. Il contesto normativo prima della “liberalizzazione”

La nazionalizzazione del settore elettrico nei primi anni ’60 del secolo scorso fu parte centrale del programma di governo di centro-sinistra, da inquadrare nell’ambito delle statalizzazioni che discendevano dalla concezione centralistica nell’organizzazione statale.⁹²

⁹² Sul punto cfr. F. Benvenuti, *Evoluzione giuridica del settore elettrico*, in *Rass. giur. en. elettr.*, 1995, p. 275 ss.

Oltre alle concezioni politiche allora dominanti, determinante ai fini della decisione di avocare alla mano pubblica le attività elettriche, trasferendo le imprese che le gestivano ad un ente pubblico economico creato *ad hoc*, fu la situazione di monopolio in base locale in cui le imprese stesse si erano venute a trovare nel dopoguerra, con conseguenze assai negative, in termini di prezzi, per lo sviluppo dell'economia del Paese, per la quale l'elettricità costituiva fattore essenziale ovvero, in altri termini, si configurava come "servizio pubblico essenziale".

In tale quadro e sulla base dell'art. 43 Cost. venne adottata la legge 6 dicembre 1962 n. 1643, la quale nazionalizzava l'intero settore, dalla produzione alla distribuzione dell'energia elettrica, espropriando le relative imprese e trasferendole, dietro indennizzo, ad un ente costituito *ad hoc*, ovverosia l'Enel (Ente nazionale per l'energia elettrica).

La legge istituiva configurò l'Enel come ente pubblico economico, deputato a svolgere un'attività economico-produttiva secondo le regole e con gli strumenti propri dell'impresa. In particolare, dell'Enel si volle fare un vero e proprio ente operativo (o "ente imprenditore"), che agisse sul mercato direttamente in prima persona e non per mezzo di terzi o di società partecipate, come accadeva per gli enti di gestione delle partecipazioni statali.

Fondamentale nella scelta di affidare la gestione delle attività riservate ad un ente pubblico di nuova istituzione fu, tra l'altro, l'esempio delle due maggiori nazionalizzazioni dell'industria elettrica attuate in Europa occidentale – Francia e

Gran Bretagna – nell'immediato dopoguerra, entrambe risolte con la creazione di un apposito ente pubblico di settore.⁹³

La nazionalizzazione dell'industria elettrica con la contestuale creazione dell'ente pubblico riservatario hanno rappresentato l'unico caso in cui sia stato esercitato il potere di espropriazione e riserva originaria di imprese previsto dall'art. 43 Cost. Infatti, nel caso di questa industria, erano rinvenibili tutti gli elementi necessari a fondare una riserva di impresa ai sensi di detta disposizione costituzionale e, in particolare, ricorreva il riferimento alle fonti di energia dell'attività svolta dalle imprese da espropriare, la situazione di oligopolio in cui operavano, la configurazione quale servizio pubblico essenziale dell'attività economica. Erano altresì presenti i “fini di utilità generale” della riserva ed il “carattere di preminente interesse generale” delle imprese esercenti le attività riservate.

Il modello dell'impresa pubblica monopolistica per la gestione del servizio elettrico ha retto soltanto sino a quando le concezioni prevalenti nella classe politica sono state nel senso che i fini di utilità generale fossero perseguibili avvalendosi di strutture appartenenti al pubblico potere.

Infatti, come è stato rilevato,⁹⁴ “il teorema, se così si può chiamarlo, secondo cui l'azione sociale e quindi i risultati vantaggiosi per la collettività non potevano essere ottenuti se non tramite l'attribuzione dei relativi compiti alla struttura

⁹³ Le nazionalizzazioni furono realizzate in Francia con la *loi* 8 aprile 1946 n. 46-828, istitutiva dell'ente *Electricité de France* (Edf), ed in Gran Bretagna con l'*Electricity Act* del 13 agosto 1947, che diede vita a un ente originariamente denominato *British Electricity Authority* (Bea). Per ulteriori approfondimenti, v. B. Moretti, *La nazionalizzazione dell'industria elettrica in Francia, in Inghilterra e in Italia con particolare riguardo alla determinazione e alla corresponsione degli indennizzi*, in *Foro amm.*, 1968, III, p. 412 ss.

⁹⁴ A. Colavecchio, *L'energia elettrica. Profili pubblicistici*, Bari 2003

pubblica, e cioè allo Stato e ai suoi enti ausiliari (...) viene però sottoposto ad un radicale ripensamento dal momento in cui il sistema delle partecipazioni statali comincia a mostrare evidenti i segni della sua crisi economica”. Avviene così che “la crisi economica del sistema delle partecipazioni statali, e della finanza pubblica in generale, cui si aggiungono il crollo delle ideologie fondate sul c.d. socialismo reale e la spinta liberalizzatrice del diritto comunitario nonché dell’innovazione tecnologica, determinano (...) il legislatore ad imboccare la strada delle privatizzazioni; viene così prevista la privatizzazione degli enti pubblici sia come modo per contribuire al risanamento della finanza pubblica, sia come modo per ottenere una sperata migliore gestione rispettosa di un mercato destinato a non essere più monopolistico”.

La privatizzazione dell’Enel si inserisce, dunque, nel più ampio quadro della privatizzazione degli enti pubblici economici e degli enti di gestione delle partecipazioni statali.⁹⁵

Un primo passo verso il processo di liberalizzazione si ebbe con la legge 9 gennaio 1991 n. 9, la quale introdusse la totale liberalizzazione della produzione di energia elettrica con riguardo a quegli impianti che utilizzavano fonti rinnovabili o assimilate.

Conseguentemente, tali impianti non furono più soggetti al regime di riserva a favore di ENEL ma veniva loro consentito di produrre per uso proprio (cd. autoproduzione) o per vendere all’ENEL.⁹⁶

⁹⁵ Con d.l. 333/1992, convertito nella l. n. 359/1992, è stata disposta la trasformazione di IRI, ENI, INA ed Enel in società per azioni. V. anche il d.l. 332/1994, convertito con l. 30 luglio 1994 n. 474, ancora oggi il testo normativo fondamentale in materia di privatizzazioni, la cui seconda parte contiene la disciplina relativa alle società operanti nel settore dei servizi pubblici.

Con d.l. 333/1992, in un primo momento l'Enel fu trasformato in società per azioni. Tale trasformazione – che si suole indicare con il concetto di privatizzazione formale – costituì il presupposto necessario, ancorchè non sufficiente (il riferimento è innanzi tutto alla previa istituzione dell'autorità regolatoria di settore) per la successiva fase della privatizzazione, quella consistente nel passaggio del controllo della società dalla mano pubblica a soggetti privati (c.d. privatizzazione sostanziale).

La trasformazione in senso privatistico dell'Enel è riconducibile a due principali elementi di contesto. In primo luogo il riconoscimento del modello della società per azioni, nell'evoluto quadro giuridico-economico, quale più idoneo strumento per l'esercizio di attività imprenditoriali anche da parte di soggetti pubblici. In secondo luogo, l'adozione della formula societaria andava ad inserirsi in una più generale tendenza che porta a non considerare esclusivo o privilegiato per le Amministrazioni pubbliche impostare la propria azione su strumenti autoritativi ed unilaterali.

⁹⁶ Mentre per quel che riguarda l'attività di trasmissione e distribuzione si è in presenza di una situazione di monopolio naturale, determinato dalla necessità della rete, per l'attività di produzione, al contrario, non si parlava di monopolio naturale ma di monopolio legale. Infatti, non c'erano evidenze di decisivi vantaggi di costo di questo segmento della filiera nell'integrazione verticale con la rete di trasmissione e distribuzione. Il riconoscimento dell'effetto traino che si era determinato anche nella produzione a causa della natura naturalmente monopolistica della trasmissione e distribuzione aprì le porte alla competizione in quel settore.

Così, con la privatizzazione formale disposta dal d.l. 333/1992, l'Enel ha visto mutare il titolo di legittimazione all'esercizio delle attività elettriche, assumendo la veste di concessionario delle stesse.⁹⁷

L'art. 1-bis della legge 474/1994 ha previsto quale presupposto di legittimità per la dismissione delle partecipazioni azionarie dello Stato e degli enti pubblici in Enel e, più in generale, nelle società operanti nei settori dei servizi di pubblica utilità, l'istituzione di "organismi indipendenti per la regolarizzazione delle tariffe ed il controllo della qualità dei servizi di rilevante interesse pubblico", allo scopo di predisporre una forma di tutela degli interessi generali surrogatoria rispetto a quella sino ad allora garantita dalla *public ownership*.

Si è voluto costituire un'istituzione di regolazione provvista di un adeguato livello di equidistanza dal potere esecutivo e dai soggetti privati regolati, per evitare che il passaggio dalla mano pubblica a quella privata di un'impresa quale Enel s.p.a., che espletava un servizio destinato a soddisfare gli interessi della collettività, potesse tornare di pregiudizio a tali interessi.

Sulla scorta di modelli già sperimentati in alcuni Paesi stranieri (*Regulatory agencies* dell'esperienza inglese, *Independent regulatory commissions* americane, *Autorités administratives indépendantes* francesi), l'AEEG è stata dotata di un elevato grado di specializzazione tecnica e di neutralità, intesa come idoneità a comportarsi nei confronti di tutti i soggetti destinatari della loro azioni senza discriminazioni arbitrarie. Per tale caratteristica, può presidiare un settore

⁹⁷ L'art. 14 d.l. 333/1992 prevede la perdita della titolarità della riserva sulle attività elettriche, implicitamente trasferita allo Stato, e la concessione delle medesime alla nuova società per azioni, che resta così presente nel settore elettrico non più a titolo "originario" ma "derivato".

tecnicamente complesso e particolarmente sensibile, per la importanza e la delicatezza dei diritti e degli interessi che vi sono in gioco.

III. L'istituzione dell'AEEG

Il processo di liberalizzazione dei settori tradizionalmente compresi nei servizi pubblici a rete ha determinato, tra l'altro, la produzione di un'ingente quantità di norme giuridiche, tese a regolare, da un lato le attività (o segmenti di attività) neo liberalizzate, al fine di realizzare un mercato concorrenziale e, dall'altro, quelle attività per le quali residuavano indefettibili i caratteri di servizio pubblico, al fine della garanzia dell'erogazione delle relative prestazioni. Si tratta di norme nuove nel genere, in quanto caratterizzate da un alto tasso di tecnicità, la cui produzione si deve, salvo limitati casi, ad appositi organismi amministrativi denominati amministrazioni indipendenti.

La loro istituzione per la tutela degli interessi generali di un dato settore economico e per la promozione della concorrenza nel medesimo settore ha rappresentato un nuovo modo d'essere dell'intervento dello Stato nell'economia, il cui evolversi ha reso evidente i tratti di una parabola tra lo Stato diretto erogatore di beni e servizi, nella veste di imprenditore o gestore, di buona parte del secolo scorso, e lo Stato regolatore dei giorni nostri.

La regolazione amministrativa relativa ai servizi di pubblica utilità non si risolve soltanto nella creazione di norme e nella verifica del loro rispetto, ma consiste in una serie articolata di poteri, il cui esercizio è preordinato al mantenimento di un dato ordine giuridico, attraverso il contemperamento di una pluralità di valori tale

da assicurare, in ultima istanza, il funzionamento efficiente di un dato settore economico.

L'istituzione di autorità indipendenti di regolazione costituisce, in defettibilmente, uno degli elementi caratterizzanti l'assetto giuridico-istituzionale dei servizi a rete.

È con l'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, ad opera della legge 481/1995,⁹⁸ che si avvia (o, quanto meno, si pongono i presupposti per) il processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, poi consacrato dal d.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.

Le funzioni dell'AEEG, da rendere “*in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione*”,⁹⁹ sono numerose ed eterogenee e vanno ascritte alla più generale previsione secondo cui le Autorità “... *sono preposte alla regolazione e al controllo del settore di propria competenza*”,¹⁰⁰ dove per controllo deve intendersi la verifica del rispetto di regole e precetti di comportamento e per regolazione la responsabilità gestionale complessiva del settore,¹⁰¹ tramite la precostituzione di una riserva di disciplina, anche normativa.¹⁰²

⁹⁸ L'art. 1, l. 481/1995, indica le sue finalità: “garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità” e garantire altresì “adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività”. A tale scopo sono previste: a) la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse; b) la promozione della tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo.

⁹⁹ Art. 2, comma 5, l. 481/1995

¹⁰⁰ Art. 2, comma 5, l. 481/1995

¹⁰¹ Art. 2, comma 14, l. 481/1995: “A ciascuna Autorità sono trasferite tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubblici, anche a ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni. Fino alla data di entrata in vigore dei

regolamenti di cui al comma 28, il Ministro competente continua comunque ad esercitare le funzioni in precedenza ad esso attribuite dalla normativa vigente. Sono fatte salve le funzioni di indirizzo nel settore spettanti al Governo e le attribuzioni riservate alle autonomie locali”.

¹⁰² Ai sensi dell’art. 2, comma 12, l. 481/1995:

“Ciascuna Autorità nel perseguire le finalità di cui all'articolo 1 svolge le seguenti funzioni:

a) formula osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento sui servizi da assoggettare a regime di concessione o di autorizzazione e sulle relative forme di mercato, nei limiti delle leggi esistenti, proponendo al Governo le modifiche normative e regolamentari necessarie in relazione alle dinamiche tecnologiche, alle condizioni di mercato ed all'evoluzione delle normative comunitarie;

b) propone ai Ministri competenti gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione o di autorizzazione, delle convenzioni e dei contratti di programma;

c) controlla che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi, comunque stabilite, siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, anche in riferimento alle singole voci di costo, anche al fine di prevedere l'obbligo di prestare il servizio in condizioni di eguaglianza in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, garantendo altresì il rispetto: dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;

d) propone la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, ivi comprese quelle relative all'esercizio in esclusiva, delle autorizzazioni, dei contratti di programma in essere e delle condizioni di svolgimento dei servizi, ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove previsti dalla normativa vigente;

e) stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe di cui ai commi 17,18 e 19, nonché le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui al comma 1 dell'articolo 1, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi tributo od onere improprio; verifica la conformità ai criteri di cui alla presente lettera delle proposte di aggiornamento delle tariffe annualmente presentate e si pronuncia, sentiti eventualmente i soggetti esercenti il servizio, entro novanta giorni dal ricevimento della proposta; qualora la pronuncia non intervenga entro tale termine, le tariffe si intendono verificate positivamente;

f) emana le direttive per la separazione contabile e amministrativa e verifica i costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l'altro, la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza evidenziando separatamente gli oneri conseguenti alla fornitura del servizio universale definito dalla convenzione, provvedendo quindi al confronto tra essi e i costi analoghi in altri Paesi, assicurando la pubblicizzazione dei dati;

g) controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili, determinando altresì i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti nel regolamento di servizio di cui al comma 37, nel contratto di programma ovvero ai sensi della lettera h) ;

h) emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente, sentiti i soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori, eventualmente differenziandoli per settore e tipo di prestazione; tali determinazioni producono gli effetti di cui al comma 37;

Allo stesso tempo, all'AEEG sono stati demandati compiti di tutela dei rilevanti interessi in gioco, cioè quelli degli utenti con riferimento alla qualità, continuità,

i) assicura la più ampia pubblicità delle condizioni dei servizi; studia l'evoluzione del settore e dei singoli servizi, anche per modificare condizioni tecniche, giuridiche ed economiche relative allo svolgimento o all'erogazione dei medesimi; promuove iniziative volte a migliorare le modalità di erogazione dei servizi; presenta annualmente al Parlamento e al Presidente del Consiglio dei ministri una relazione sullo stato dei servizi e sull'attività svolta;

l) pubblicizza e diffonde la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali;

m) valuta reclami, istanze e segnalazioni presentate dagli utenti o dai consumatori, singoli o associati, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti il servizio nei confronti dei quali interviene imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di esercizio degli stessi ovvero procedendo alla revisione del regolamento di servizio di cui al comma 37;

n) verifica la congruità delle misure adottate dai soggetti esercenti il servizio al fine di assicurare la parità di trattamento tra gli utenti, garantire la continuità della prestazione dei servizi, verificare periodicamente la qualità e l'efficacia delle prestazioni all'uopo acquisendo anche la valutazione degli utenti, garantire ogni informazione circa le modalità di prestazione dei servizi e i relativi livelli qualitativi, consentire a utenti e consumatori il più agevole accesso agli uffici aperti al pubblico, ridurre il numero degli adempimenti richiesti agli utenti semplificando le procedure per l'erogazione del servizio, assicurare la sollecita risposta a reclami, istanze e segnalazioni nel rispetto dei livelli qualitativi e tariffari;

o) propone al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione per i casi in cui tali provvedimenti siano consentiti dall'ordinamento;

p) controlla che ciascun soggetto esercente il servizio adotti, in base alla direttiva sui principi dell'erogazione dei servizi pubblici del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 43 del 22 febbraio 1994, una carta di servizio pubblico con indicazione di standards dei singoli servizi e ne verifica il rispetto”.

Ai sensi del comma 20:

“Per lo svolgimento delle proprie funzioni, ciascuna Autorità:

a) richiede, ai soggetti esercenti il servizio, informazioni e documenti sulle loro attività;

b) effettua controlli in ordine al rispetto degli atti di cui ai commi 36 e 37;

c) irroga, salvo che il fatto costituisca reato, in caso di inosservanza dei propri provvedimenti o in caso di mancata ottemperanza da parte dei soggetti esercenti il servizio, alle richieste di informazioni o a quelle connesse all'effettuazione dei controlli, ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri, sanzioni amministrative pecuniarie non inferiori nel minimo a euro 2.500 e non superiori nel massimo a lire 300 miliardi; in caso di reiterazione delle violazioni ha la facoltà, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti, di sospendere l'attività di impresa fino a 6 mesi ovvero proporre al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione (5);

d) ordina al soggetto esercente il servizio la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, imponendo, ai sensi del comma 12, lettera g), l'obbligo di corrispondere un indennizzo;

e) può adottare, nell'ambito della procedura di conciliazione o di arbitrato, provvedimenti temporanei diretti a garantire la continuità dell'erogazione del servizio ovvero a far cessare forme di abuso o di scorretto funzionamento da parte del soggetto esercente il servizio”.

universalità del servizio, tariffe e protezione in concreto degli interessi, tenendo conto anche delle esigenze sociali e di tutela ambientale.

Specifiche competenze, infine, sono previste in materia di tariffe del servizio elettrico.¹⁰³

Le attribuzioni sopra richiamate sono state parzialmente rivisitate con il d.lgs. 16 marzo 1999 n. 79, con cui è stata data attuazione alla direttiva 96/92/CE, nel senso

¹⁰³ Art. 3 l. 481/1995: “2. Per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza sono identici sull'intero territorio nazionale. Tali tariffe comprendono anche le voci derivanti dai costi connessi all'utilizzazione dei combustibili fossili e agli acquisti di energia da produttori nazionali e agli acquisti di energia importata nonché le voci derivanti dagli oneri connessi all'incentivazione della nuova energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili ed assimilate. L'Autorità accerta, inoltre, la sussistenza di presupposti delle voci derivanti dalla reintegrazione degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari ed alla chiusura definitiva delle centrali nucleari, nonché dalla copertura finanziaria delle minori entrate connesse alle disposizioni fiscali introdotte in attuazione del piano energetico nazionale, secondo quanto previsto dall'articolo 33 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Tali voci vengono specificate nella tariffa. L'Autorità verifica la congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, anche per l'esercizio delle competenze di cui al comma 7 del presente articolo (2).

3. L'Autorità, nell'esercizio delle funzioni e dei poteri di cui all'articolo 2, comma 12, lettera c) , e commi 20 e 22, emana direttive per assicurare l'individuazione delle diverse componenti le tariffe di cui al comma 2, nonché dei tributi (3).

4. Per l'aggiornamento delle tariffe per la parte al netto delle voci di costo di cui al comma 2, i soggetti esercenti il servizio, sulla base delle variazioni dei parametri di cui all'articolo 2, comma 18, stabiliti dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) , nonché degli eventuali elementi di cui all'articolo 2, comma 19, predispongono la proposta di aggiornamento delle tariffe da sottoporre entro il 30 settembre di ogni anno alla verifica da parte dell'Autorità nell'esercizio delle funzioni di cui all'articolo 2, comma 12. Trascorsi quarantacinque giorni dalla comunicazione della proposta di aggiornamento senza che l'Autorità abbia verificato la proposta la stessa si intende positivamente verificata. Ove l'Autorità ritenga necessario richiedere notizie o effettuare approfondimenti, il suddetto termine è prorogato di 15 giorni. Le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica, aggiornate entro il 31 dicembre di ogni anno, entrano in vigore dal 1° gennaio dell'anno successivo. Consensualmente l'Autorità provvede a definire eventuali aggiornamenti delle perequazioni.

5. L'aggiornamento delle tariffe in relazione ai costi relativi ai combustibili fossili, all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali e importata avviene per effetto di meccanismi di calcolo automatici sulla base di criteri predefiniti dall'Autorità e correlati all'andamento del mercato. L'aggiornamento delle tariffe viene effettuato a cura dei soggetti esercenti il servizio ed è sottoposto a successiva verifica da parte dell'Autorità (2).

6. I sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio sono disciplinati sulla base dei provvedimenti generali emanati in materia dal Ministro competente o, dopo l'entrata in vigore dei regolamenti di cui all'articolo 2, comma 28, dall'Autorità”.

di un ridimensionamento del ruolo dell'Autorità di regolazione in favore dell'organo ministeriale.

Da una parte sono stati assegnati compiti regolatori ai nuovi soggetti istituzionali creati a seguito della ridefinizione del settore,¹⁰⁴ dall'altra sono state ridisegnate in favore dell'Esecutivo competenze che la legge 481/1995 assegnava all'Autorità di settore.

Ne è risultato un quadro in cui vi è una sovrapposizione di funzioni e competenze (specie con il Ministero delle attività produttive, oggi Ministero dello sviluppo economico) ed un ruolo tendenzialmente marginale dell'Autorità nella definizione degli assetti del mercato e nella sua regolazione.

Appaiono sostanzialmente confermate a quest'ultima le funzioni "amministrative" e, tra queste, in particolare quelle tariffarie, sia pure nel rispetto degli indirizzi governativi; appare confermata la funzione di vigilanza e controllo, mantenendo in capo all'Autorità un ruolo di garanzia del funzionamento del mercato; sono fortemente compressi, invece, i poteri di conformazione, di tal che si può affermare che il ruolo assegnatole è prevalentemente "tecnico", di supporto all'organo ministeriale.¹⁰⁵

Ciò che oggi appare più caratterizzante il nuovo assetto dei servizi di pubblica utilità nel settore in esame è la funzione svolta dall'Autorità nella regolazione della rete.

¹⁰⁴ Importanti funzioni di normazione tecnica sono state assegnate al Gestore della rete di trasmissione nazionale e al Gestore del mercato elettrico.

¹⁰⁵ Il coinvolgimento dell'organismo di regolazione attraverso il mero rilascio di pareri obbligatori ma non vincolanti per l'amministrazione ministeriale ne costituisce un chiaro indice.

Si è già detto perché la rete ha un ruolo centrale ai fini della realizzazione del mercato concorrenziale (e, quindi, del processo di liberalizzazione). Ciò implica necessariamente una condivisione del ruolo regolativo tra gli organi politici (Parlamento e Governo), ai quali spetta la scelta del regime di mercato sui soggetti, e l'Autorità, la cui connotazione di organismo indipendente e tecnico è garanzia di equilibrio tra le situazioni giuridiche soggettive dei privati e gli interessi diffusi e collettivi. È proprio in tale ruolo di garanzia che si esplica la funzione regolativa dell'autorità.¹⁰⁶

Quanto, in particolare, all'esercizio del potere di regolazione diretto, esso si estrinseca attraverso la disciplina dei rapporti negoziali tra il/i soggetto/i titolare/i della rete e gli operatori per i quali l'accesso alla rete o l'interconnessione è strumentale alla partecipazione al mercato ovvero alla prestazione del servizio.¹⁰⁷

Nel passaggio da un assetto di mercato caratterizzato dalla presenza di un soggetto monopolista verticalmente integrato ad un sistema in cui la gestione della rete è separata dalla prestazione dei servizi, risulta fondamentale la regolazione

¹⁰⁶ Ciò avviene *ex ante* attraverso l'attività di consulenza e di impulso in ordine agli atti normativi e agli atti di regolamentazione (concessioni, autorizzazioni, convenzioni e contratti di programma), ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. a), b) e d) l. 481/1995; ed *ex post* attraverso l'esercizio di un potere di regolazione diretto che si concreta nella definizione della disciplina tecnica per la realizzazione in concreto dell'agone concorrenziale, attraverso l'enucleazione delle condizioni tecnico economiche di accesso e interconnessione tra le reti esistenti, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. d). Inoltre, la rilevanza del contributo fornito nel processo di definizione degli assetti di mercato è rappresentata anche dal compito di controllare "che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi, comunque stabiliti, siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza", ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. c).

¹⁰⁷ Cfr. art. 3, commi 1 e 3, d.lgs. 79/1999, dove si ribadisce la competenza dell'Autorità a definire le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale, nonché la competenza a definire le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento.

“indipendente” dell’accesso alla rete da parte di soggetti in concorrenza, terzi rispetto al soggetto gestore.

Per concludere, l’eterogeneità delle funzioni svolte dall’AEEG può essere così riassunta: l’Autorità svolge funzioni normative in senso stretto quando adotta regolamenti (per disciplinare, ad es., audizioni periodiche delle associazioni di consumatori e di utenti, o per definire le norme riguardanti la propria organizzazione, il funzionamento, la pianta organica, ecc.); funzioni normative in senso lato quando, attraverso il potere di direttiva, detta regole generali da applicare in tutto il settore di competenza; funzione paragiurisdizionale quando valuta reclami e gestisce procedure di conciliazione e arbitrato; si comporta come una pubblica amministrazione di tipo tradizionale quando determina o aggiorna le tariffe o assolve altri compiti, prima affidati alla sfera ministeriale.

IV. La liberalizzazione del mercato interno.

La privatizzazione del soggetto gestore, l’istituzione di un’autorità indipendente di regolazione e, sullo sfondo, la disciplina comunitaria per la liberalizzazione del mercato dell’energia elettrica costituiscono gli elementi fondamentali della “trasformazione” del servizio elettrico in Italia.

In Italia, il processo di liberalizzazione del settore volto alla realizzazione del mercato unico ha portato alla fine degli anni ’90 all’approvazione del d.lgs. 79/1999, con cui le imprese di produzione di servizi elettrici sono state sottoposte alle regole di concorrenza.

Le difficoltà di tale transizione erano legate alla natura del bene in questione, perché di vitale importanza per la soddisfazione di bisogni primari dei cittadini,

sia in via diretta (illuminazione e calore) che in via indiretta (ad es. per la produzione di altri servizi di interesse pubblico).

L'energia, infatti, è vista quale *condicio sine qua non* dello sviluppo umano sostenibile.

Nella *Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici*,¹⁰⁸ l'energia è considerata come “fondamentale allo sviluppo sociale ed economico e al miglioramento della qualità della vita” e, anche se “di per sé non costituisce un diritto umano di base, essa è cruciale per il raggiungimento di tutti gli altri diritti di base. La mancanza di accesso a diversi e disponibili servizi energetici implica il mancato riconoscimento dei fabbisogni primari di molte persone”.

La transizione verso le regole della concorrenza, inoltre, è stata accompagnata da una più ampia rivisitazione del rapporto tra mercato e ambiente.

Fino a quale decennio fa, infatti, il mercato era visto come un nemico dell'ambiente, perché si riteneva che a causa dei meccanismi concorrenziali ad esso connaturati le imprese non si facessero spontaneamente carico delle c.d. “esternalità negative”.¹⁰⁹

Tuttavia, in anni più recenti, sono stati evidenziati da una parte il fallimento del mercato a garantire una tutela efficace dell'ambiente (sono stati ritenuti insufficienti i tradizionali strumenti di diritto privato della responsabilità civile e

¹⁰⁸ New York, 1992.

¹⁰⁹ Si fa riferimento sia alle emissioni inquinanti nell'atmosfera, nei fiumi e in generale nell'ambiente naturale, sia alle conseguenze di lungo periodo del depauperamento delle risorse naturali, come ad es. la deforestazione, determinato dall'approvvigionamento di materie prime necessarie per i processi produttivi.

della tutela giurisdizionale dei diritti) e dall'altro i difetti di una regolazione pubblica improntata a meccanismi rigidi di *command and control*.

Così, in una nuova ottica, si è promossa la tutela dell'ambiente attraverso il mercato, ponendo lo Stato in una posizione diversa da chi impone misure autoritative ma si limita a promuoverle, assumendo il ruolo di "facilitatore".¹¹⁰

Si è voluto che la politica di concorrenza e le politiche ambientali fossero attuate in modo da puntellarsi e rafforzarsi reciprocamente.

Per raggiungere l'obiettivo del mercato unico, bisognava in primo luogo eliminare gli ostacoli negli scambi tra gli Stati membri, considerando l'elettricità una merce da trattare in base alle disposizioni del Trattato in materia di non discriminazione, libera circolazione e concorrenza.

La particolare natura e destinazione sociale – e quindi pubblica – dei beni e servizi del mercato dell'elettricità, le determinanti condizioni tecniche di funzionamento della "rete", hanno imposto anche dopo l'avvio del processo di liberalizzazione

¹¹⁰ In tal senso v. M. Clarich, *La tutela dell'ambiente attraverso il mercato*, Relazione al convegno dell'Associazione italiana dei professori di diritto amministrativo su "Analisi economica e diritto amministrativo", Venezia, 29 settembre 2006, Milano 2007, che nota come "in presenza di una platea sempre più ampia di consumatori sensibili alle tematiche ambientali, le imprese che su base volontaria aderiscono al sistema di certificazione aziendale (il sistema comunitario EMAS di cui al regolamento 761/2001/CEE e l'*audit* ambientale ISO) e ottengono la certificazione (dichiarazione di qualità ambientale) possono conseguire un vantaggio competitivo in termini di immagine rispetto ad altre imprese e possono promuovere il coinvolgimento attivo dei dipendenti con effetti positivi anche in termini di motivazione". Si fa riferimento, ad es., ai "cosiddetti certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*) sperimentati a partire dal 2001 nell'ambito di accordi internazionali che coinvolgono una ventina di paesi europei e che tendono a promuovere la generazione di energia verde. I certificati in questione, emessi a livello nazionale da appositi organismi, sono titoli commerciabili separatamente dall'energia sottostante. Essi attestano che una certa produzione di energia deriva da fonti rinnovabili (acqua, sole, vento) che non depauperano risorse e non arrecano danni irreversibili all'ambiente. In questo modo si consente agli acquirenti di scegliere in modo consapevole e garantito se acquistare energia prodotta da impianti non inquinanti, testimoniando così la propria sensibilità a favore dell'ambiente e promuovendo gli investimenti in questi ultimi". In tal modo "gli interventi regolatori possono creare, come si è detto, anche mercati artificiali, alimentati da una domanda indotta dalla necessità di ottemperare a obblighi di legge gravanti su alcuni tipi di imprese".

L'attribuzione ad un unico soggetto del ruolo di coordinamento nel funzionamento dell'intero sistema. Per questa ragione, lo Stato ha mantenuto un ruolo sia attivo di gestione di alcune attività che di regolazione dei rapporti tra gli operatori del mercato, contribuendo in tale ultima veste a conformare il mercato stesso mediante azioni non esterne ad esso ma interne, determinando secondo criteri e strumenti pubblicistici le condizioni della produzione e dell'offerta del servizio stesso.

Attuata la privatizzazione (che interessa i soggetti e non le attività), anche nel settore dell'energia elettrica è proceduto alla liberalizzazione (piena) delle attività (*rectius*, “fasi” della filiera elettrica) che non sono caratterizzate dall'esistenza di un monopolio naturale (*i.e.*, la produzione, l'importazione, l'esportazione e la vendita di energia elettrica), e alla liberalizzazione (ristretta o limitata) di quelle attività (trasmissione e distribuzione di energia elettrica) che, versando in situazioni di c.d. monopolio naturale, più tipicamente caratterizzano il servizio a rete.

Poiché la domanda del bene “energia elettrica” (e quindi della fornitura del relativo servizio) si pone nella fase successiva al trasporto attraverso la rete, mentre l'offerta del bene (ovvero la sua produzione) si colloca nella fase precedente al trasporto stesso – e, quindi, alla “consegna” alla rete del bene prodotto – il coordinamento del sistema altro non è che il coordinamento (ed il collegamento) tra la domanda e l'offerta a garanzia del funzionamento del mercato e del suo equilibrio.

Tale dato caratteristico del sistema elettrico e della sua rete influenza inevitabilmente le attività “a monte” (produzione) e “a valle” (vendita), dal momento che il loro esercizio risulta condizionato dai vincoli tecnici ed economici di funzionamento della rete.

Il sistema che ne risulta si caratterizza, quindi, per la presenza in tutte le attività della filiera produttiva elettrica (anche quelle liberalizzate di produzione, importazione ed esportazione, vendita) di garanzie a presidio dell'erogazione del servizio.

Il settore è così caratterizzato: da una parte il servizio di erogazione di energia elettrica, da qualificare come *servizio pubblico essenziale*, che passa necessariamente attraverso la rete. Dall'altra, a causa della condizione di monopolio naturale della rete elettrica, la gestione della stessa ha, anch'essa, carattere di *servizio pubblico*.

La natura di servizio pubblico non preclude che per le attività in questione, svolte in regime concessorio, si realizzino forme di concorrenza *per* il mercato, attraverso l'attribuzione delle stesse mediante meccanismi concorrenziali.

Il mercato elettrico italiano, si diceva, è stato aperto alla concorrenza con il D.Lgs. 16 marzo 1999 n. 79, più noto come decreto Bersani,¹¹¹ sulla base dei seguenti principi: sono state separate le diverse attività della filiera industriale elettrica ed è stato dettato uno specifico regime per ciascuna di esse; sono state liberalizzate le

¹¹¹ La legge delega ripeteva i principi e criteri contenuti nella direttiva 96/92/CE, demandando al Governo il compito di definire gli assetti del sistema elettrico nazionale nell'ottica della liberalizzazione del relativo mercato e, al tempo stesso, in modo da garantire lo svolgimento del servizio pubblico elettrico. Inoltre, in aggiunta rispetto al contenuto della direttiva comunitaria, la legge delega incaricava il Governo di prevedere l'applicazione della tariffa unica nazionale per i c.d. clienti vincolati, l'istituzione dell'acquirente unico a garanzia, tra l'altro, della fornitura e dell'unicità della tariffa, l'aggregazione dei soggetti distributori operanti nello stesso territorio.

attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica a partire dal 1° aprile 1999;¹¹² sono state riservate allo Stato le attività di trasmissione e dispacciamento, nonché la gestione della rete di trasmissione nazionale (RTN), da affidare in regime di concessione;¹¹³ è stata regolamentata l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, mediante affidamento in concessione;¹¹⁴ è stata mantenuta la proprietà della RTN in capo ai medesimi soggetti che ne erano proprietari con l'obbligo per costoro, tuttavia, di costituire una o più società di capitali alle quali trasferire i beni, i rapporti, le attività, le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica.¹¹⁵

Ciò ha comportato lo “smembramento strutturale” dell'Enel s.p.a.,¹¹⁶ mediante la costituzione di apposite società separate per lo svolgimento dell'attività di produzione, dell'attività di distribuzione e vendita ai clienti vincolati, dell'attività

¹¹² Mentre per la costruzione e gestione di nuove centrali si prevede un regime autorizzatorio, per la vendita viene introdotto un doppio mercato: il mercato “libero” dove gli utenti con livelli di consumo superiori a determinate soglie (i “clienti idonei”) sono abilitati ad acquistare elettricità anche da soggetti diversi dal distributore locale; e il mercato “vincolato”, nel quale gli altri consumatori (minori quanto a livello di consumo) sono giuridicamente obbligati ad approvvigionarsi dal distributore locale, il quale è tenuto a fornire il servizio ad una tariffa unica nazionale. Alle due tipologie di mercato corrispondono differenti modalità di accesso alla rete: nel primo caso (mercato libero), il legislatore delegato ha optato per il sistema dell'accesso regolamentato, nel secondo caso (mercato vincolato) è prevista la programmazione e lo strumento dell'acquirente unico.

¹¹³ A tal fine, Enel ha costituito il “Gestore della rete di trasmissione nazionale s.p.a.” e lo ha ceduto in proprietà allo Stato. A tale soggetto sono state conferite le risorse per lo svolgimento delle attività ma non i relativi *assets* infrastrutturali (essenzialmente reti e stazioni), rimasti di proprietà di Enel e di altri soggetti imprenditoriali minori.

¹¹⁴ Pur in assenza di una espressa riserva statale, l'attività di distribuzione è affidata dallo Stato per un periodo iniziale di 30 anni alle imprese già operanti nel relativo segmento. Alla scadenza è previsto che la concessione sia rilasciata in esito a procedura di gara, aperte a tutte le imprese in possesso dei necessari requisiti.

¹¹⁵ È stata appositamente costituita da Enel “Terna s.p.a.”, al fine di esercitare i “diritti di proprietà della rete di trasmissione comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica e le connesse attività di manutenzione e sviluppo decise dal Gestore”. Cfr. art. 13, comma 2, lett. d) d.lgs. 79/1999

¹¹⁶ Così A. Colavecchio, *L'energia elettrica ecc.*, cit., pag. 29.

di vendita ai clienti idonei, per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione e le connesse attività di manutenzione e sviluppo. All'Enel s.p.a. è residuata, quindi, un ruolo di *holding* industriale delle società così costituite, con "funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle società da essa controllate"¹¹⁷

Il d.lgs. 79/1999 ha previsto, inoltre, tre nuovi operatori elettrici: il gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN),¹¹⁸ l'acquirente unico (AU) e il gestore del mercato elettrico (GME). Si tratta di soggetti, aventi la forma giuridica di società per azioni, controllati direttamente (GRTN) o indirettamente (AU e GME) dallo Stato e sono investiti di funzioni gestorie di tipo neutrale, necessarie ai fini del funzionamento del mercato elettrico, esercitate in situazioni di esclusiva e finalizzate a garantire, rispettivamente, l'accesso alla rete, gli scambi nel libero mercato, il rifornimento del mercato vincolato.

Allo stato attuale della normativa, è possibile distinguere tra attività libere e attività in regime di concessione.

Le prime sono quelle relative alla produzione, importazione, esportazione e vendita (quest'ultima soltanto in presenza di alcuni requisiti).¹¹⁹ Per le attività

¹¹⁷ La gestione della rete e, quindi, la responsabilità della trasmissione dell'energia ed il dispacciamento degli impianti è stata assegnata, come già detto, ad una apposita società per azioni (il Gestore della rete di trasmissione nazionale – GRTN) costituita sempre dall'Enel s.p.a. ma trasferita in proprietà allo Stato.

¹¹⁸ Cfr. decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 17 luglio 2000, recante "Concessione alla società "Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a." delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale". Il decreto attribuisce la concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale e reca, altresì, l'approvazione della convenzione tra il Ministero e il Gestore per la disciplina della concessione.

¹¹⁹ Tali requisiti sono che a decorrere dal 1° luglio 2004 è diventato cliente idoneo ogni cliente finale non domestico ove, per cliente non domestico, si è adottata la definizione riportata nella

liberalizzate sono comunque previsti obblighi di servizio pubblico mediante l'imposizione di vincoli pubblicistici di matrice regolatoria. Tali vincoli non rivestono carattere transitorio, di "traghettamento" al mercato, ma hanno un connotato di stabilità, sia pure nella opportuna varianza delle modalità e delle condizioni legate all'evolversi del mercato e delle tecnologie.

Così, la liberalizzazione dell'attività di produzione è accompagnata dal "rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente".¹²⁰

Il passaggio al regime di mercato ha portato con sé profonde modifiche nel regime giuridico e negli assetti industriali dell'attività in questione, che hanno riguardato principalmente due aspetti: l'adeguamento delle procedure per la realizzazione dei

direttiva 2003/54/CE. Anche le famiglie pertanto sono state considerate clienti idonei, questo significa che la borsa elettrica ha cominciato ad avere un impatto sempre maggiore e sempre più diretto sulla vita delle imprese e dei cittadini. In conformità con i principi della normativa comunitaria citata e secondo quanto stabilito dalla legge 239/2004, l'Acquirente Unico S.p.a. ha continuato a curare l'approvvigionamento dei clienti domestici, nonostante gli stessi siano divenuti idonei a partire dal 1° luglio 2007, e continuerà a farlo fino a quando questi ultimi non eserciteranno quel diritto di scelta del nuovo distributore che ormai pacificamente viene riconosciuto loro. La finalità dell'Acquirente Unico, costituito ai sensi dell'art. 4 del c.d. decreto Bersani dal GSE (già GRTN), che ne detiene anche la totalità delle azioni, era quella di assicurare la fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati (ovvero a tutti i clienti domestici e alle piccole imprese) a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. A tal fine, l'Acquirente Unico acquistava energia elettrica sul mercato alle condizioni più favorevoli e poi la cedeva alle imprese distributrici per garantire ai clienti vincolati la fornitura in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e l'applicazione di una tariffa unica nazionale. Però a partire dal 1° luglio 2007, secondo quanto stabilito dal D.L. n. 73 del 18 giugno 2007, con la completa apertura del mercato elettrico e con il conseguente venir meno della fascia dei clienti vincolati, l'Acquirente Unico ha continuato ad intervenire sul mercato per acquistare l'energia elettrica necessaria a soddisfare la domanda dei c.d. clienti tutelati, e cioè dei consumatori domestici e delle piccole imprese (connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) che non hanno scelto un nuovo fornitore nel mercato libero.

¹²⁰ Cfr. art. 1, comma 1°, d.lgs. 79/1999 e art. 1, comma 2°, let. a), l. n. 239/2004.

nuovi impianti di produzione¹²¹ e la riduzione della capacità produttiva dell'operatore in posizione dominante.¹²²

Gli obiettivi di interesse pubblico consistenti nella “sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità ed il prezzo delle forniture, nonché la protezione dell'ambiente”¹²³ sono perseguiti attraverso misure regolative imposte dalla legislazione nazionale. La capacità necessariamente limitata delle reti implica un coordinamento tra questa e le richieste di trasporto. In un settore elettrico liberalizzato, quindi, l'allocazione di un bene scarso in regime di monopolio (la rete) deve avvenire attraverso un sistema neutrale e fondato su criteri economici: per questo è stato previsto il c.d. dispacciamento di merito economico.¹²⁴

Ciò che viene in rilievo è la domanda del servizio pubblico elettrico, ovvero il fabbisogno complessivo energetico, e non già le scelte imprenditoriali degli operatori del segmento della produzione. In capo a questi, infatti, vi è il diritto a

¹²¹ Il d.lgs. 79/1999 lasciava invariato il regime giuridico legittimante la costruzione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili, contenuto nella l. n. 9/1991 e consistente in una mera denuncia di inizio attività al Ministero dell'industria. La materia è stata poi rivista con d.lgs. 387/2003, che ha dato attuazione alla direttiva 2001/77/CE e ha sostituito la d.i.a. con un'autorizzazione unica rilasciata dalla Regione.

¹²² Cfr. art. 8, comma 1°, d.lgs. 79/1999: “A decorrere dal 1° gennaio 2003 a nessun soggetto è consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. Nel caso tale soglia, calcolata come media su base triennale, sia superata, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato adotta i provvedimenti di cui all'articolo 15 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 (...)”.

¹²³ Cfr. art. 3, par. 2, direttiva 2003/54/CE)

¹²⁴ Le condizioni di dipacciamento di merito economico sono state definite con la deliberazione dell'AEEG 30/12/2003 n. 168/03, recante “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli artt. 3 e 5, d.lgs. 79/1999” e con la deliberazione, della medesima Autorità, 27/03/2004, n. 48/04, recante “Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04”.

produrre ma non già il diritto a vendere l'energia prodotta, essendo questa condizionata alla soddisfazione dei requisiti economici che vincolano la rete.

Per quel che attiene alla fase della vendita dell'energia elettrica, il passaggio verso la liberalizzazione è stato graduale. Inizialmente, è stato previsto un “mercato libero” caratterizzato dalla “idoneità” degli utenti (perché in possesso di determinati requisiti) ad acquistare energia da qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero; e un “mercato vincolato” rivolto a quegli utenti costretti a comprare energia elettrica dal distributore locale e titolari al tempo stesso di un obbligo ad approvvigionarsi da questi e di un diritto ad essere da questi riforniti.

Per garantire gli interessi dei “clienti vincolati” è stata introdotta una tariffa unica sul territorio nazionale e l'operatività di un soggetto, denominato Acquirente unico.

Con l'avanzare del processo di liberalizzazione, tale regime è stato superato e dal 1° luglio 2007 il “mercato libero” riguarda tutti i clienti finali.

Le attività caratterizzate da condizioni di monopolio naturale, quali la trasmissione, il dispacciamento e la distribuzione sono rimaste nella sfera pubblica. La duplicazione delle linee ad alta ed altissima tensione per il trasporto a lunga distanza, sia delle reti di distribuzione a media e bassa tensione, oltre a comportare un incremento notevole dei costi, renderebbe infatti impossibile la realizzazione di economie di scala.

*1) Dispacciamento e trasmissione di energia elettrica: Terna s.p.a., già
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale*

L'esigenza di mantenere in equilibrio il sistema elettrico, istante per istante, implica la individuazione di un unico soggetto responsabile di garantire la continuità della fornitura. A tal fine, il soggetto in questione deve quantomeno essere in condizione di conoscere lo stato della rete, di poter incidere sull'offerta e sulla domanda di energia (proprio perchè a conoscenza dei relativi flussi, potenziali ed effettivi) di preservare adeguati margini di produzione di elettricità e di capacità della rete, al fine di far fronte alla eventuale crescita del fabbisogno o ad imprevisti.

Ciascuna di queste attività e, a maggior ragione, l'esercizio coordinato di tutte, in un regime di mercato concorrenziale, esige che il soggetto responsabile sia indipendente rispetto agli interessi di ciascuno degli operatori dei segmenti del mercato (ovvero delle attività) posti "a monte" (la produzione) o "a valle" (la vendita) rispetto alla rete, a garanzia dell'obbligo di imparzialità e non discriminazione nei confronti di tutti gli utenti della rete.

Ma l'indipendenza da sola non basta: il gestore della rete deve essere attributario di poteri pubblici autoritativi, da esercitarsi secondo le direttive delle istituzioni preposte alla regolazione del mercato e del servizio pubblico elettrico e operare secondo criteri di economicità.

Dalla funzione di garanzia assegnata al gestore indipendente della rete discendono una serie di vincoli e attribuzioni. Primo tra tutti l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza pregiudizio per la continuità del servizio e nel rispetto delle condizioni tecnico-economiche fissate dall'AEEG.

Il D.Lgs. 79/1999 ha previsto l'attribuzione di tali compiti al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, oltre al compito di costituire gli altri due operatori istituzionali attraverso i quali attuare la riforma del sistema: l'Acquirente unico e il Gestore del mercato elettrico.

In base a quanto previsto al c. 4 dell'art. 3 del D. lgs. 79/99, l'Enel S.p.A. ha costituito, in data 27 aprile 1999, una società per azioni – denominata GRTN – cui ha conferito in data 2 agosto 1999 tutti i beni, eccettuata la proprietà della rete, inerenti le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica.

In attuazione di quanto stabilito al c. 7 dell'art. 3, il MICA, sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha determinato, con proprio decreto del 25 giugno 1999, l'ambito della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) che comprende le reti di tensione uguale o superiore a 220 kV e le reti con tensione tra 120 e 220 kV che risultano funzionali alla rete elettrica nazionale in base a determinati criteri stabiliti nel decreto ministeriale. Tale decreto, che nel definire la rete di trasmissione nazionale fotografa la situazione alla data di emanazione del provvedimento, prevede che l'ambito della rete possa essere aggiornato annualmente in funzione delle modifiche intervenute nell'anno precedente e conseguenti alle attività di sviluppo, ivi comprese eventuali dismissioni di tratti di rete, deliberate dal Gestore medesimo.

Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 gennaio 2000 è stata fissata al 1° aprile 2000 la data di assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale. Alla stessa data, le azioni della società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del

tesoro, del bilancio e della programmazione economica. Fino al 1° aprile 2000, pur essendo la società già operativa, responsabile del corretto funzionamento della rete di trasmissione nazionale rimaneva l'Enel S.p.A.

Con provvedimento emanato dal Ministro dell'industria in pari data – 21 gennaio 2000 – sono state dettate le prime direttive per il Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Le direttive del 21 gennaio 2000, in particolare, prevedevano l'adozione da parte del Gestore di un Codice di trasmissione e dispacciamento che disciplinasse le relative attività e i rapporti del Gestore con gli utenti della rete e dettano, altresì, i criteri ai quali doveva essere informata l'attività del Gestore in materia di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Il percorso di attuazione per il funzionamento del “sistema di governo” del settore elettrico delineato dal decreto Bersani con la triade GRTN-GME-AU al è stato intrapreso gradualmente. Il primo organismo ad essere stato pienamente operativo è stato GRTN.

L'Acquirente unico ha atteso la emanazione della direttiva del MICA che definisse gli indirizzi ai quali la società si deve attenere nello svolgimento delle proprie attività.

Il Gestore del mercato ha predisposto e trasmesso al MICA, nel novembre 2000, la sua proposta di disciplina del mercato elettrico. La disciplina proposta è stata oggetto di rilievi formali e sostanziali da parte dell'Autorità garante della concorrenza, dell'Autorità per l'energia e del Ministero dell'industria.

A seguito di tali rilievi il GME ha rielaborato la disciplina, trasmettendola al MICA nel marzo 2001.

Inizialmente, quindi, l'apertura del mercato è stata limitata alle azioni poste in essere dal GRTN, su indicazione del MICA e dell'Autorità, per quanto attiene la gestione dei contratti bilaterali, l'allocazione della capacità disponibile sulla interconnessione con l'estero e l'offerta dell'energia degli impianti CIP 6 sul mercato libero.

La separazione verticale e la ristrutturazione del settore introdotta dalla riforma hanno richiesto, al fine di perseguire gli obiettivi di servizio pubblico delineati in precedenza (servizio universale e obblighi di fornitura, uguaglianza e parità di trattamento, continuità e sicurezza degli approvvigionamenti) profondi cambiamenti e, in particolare, una gestione ottimale della rete di trasmissione e di distribuzione. Tralasciando i problemi relativi alla distribuzione (di cui ci si occuperà *infra*) e gli obiettivi di servizio pubblico correlati a tale attività e trasferiti sull'Acquirente unico con riferimento ai clienti vincolati, sotto il profilo della trasmissione la gestione ottimale degli obiettivi di servizio pubblico è stata perseguita attraverso la gestione centralizzata a livello di rete di trasporto.

Il GRTN, infatti, “esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale” (art. 1 del disciplinare di Concessione, relativo all'oggetto della concessione) ed “esercita tali attività per l'espletamento del servizio pubblico di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale” (art. 3, c. 1, del disciplinare di Concessione, recante obblighi di servizio pubblico).

Il GRTN perseguiva l'obbligo di servizio pubblico sia in qualità di "dispacciatore", sia in qualità di operatore di sistema (trasporto e gestione dei flussi in sicurezza).

In particolare, sotto il profilo dell'esercizio, l'obbligo ricadente sul GRTN era innanzitutto collegato alla caratteristica del servizio fornito (energia come bene non immagazzinabile) che necessita la possibilità di "chiamare" gli impianti di generazione a produrre in funzione della domanda, attraverso un ordine dei prezzi variabili crescente (ordine di merito economico), al fine di assicurare in modo permanente l'adeguamento dell'offerta e della domanda e gli scambi tra il sistema nazionale e i sistemi elettrici confinanti.

In secondo luogo, oltre all'equilibrio istantaneo del mercato dell'energia, la garanzia di disponibilità del servizio richiede ulteriori condizioni di sistema. La struttura della rete e la necessità di garantire il funzionamento permanente del sistema elettrico, anche in caso di eventi eccezionali o di eventuali guasti degli impianti in funzione, richiedono che la capacità produttiva disponibile sia superiore, in ogni istante, alla massima domanda attesa.

La garanzia di disponibilità del servizio veniva, in tal caso, assicurata dal GRTN attraverso la capacità produttiva di riserva ed è pertanto chiamata servizio di riserva.

Il servizio di garanzia di disponibilità ha forti economie di scopo con le attività di trasmissione, in quanto può essere fornito collegando i centri di consumo con produttori che non erogano il servizio di riserva su basi continuative.

In funzione dell'obbligo di garanzia della continuità e disponibilità del servizio e con l'obiettivo di sfruttare le economie di scopo, al GRTN era affidata la gestione unificata del servizio di riserva per l'intero sistema nazionale.

La continuità del servizio e la sicurezza degli approvvigionamenti, quale obiettivo di servizio pubblico, sono pertanto assicurate anche in presenza di meccanismi di mercato (produzione), attraverso la gestione centralizzata delle funzioni di trasmissione/dispacciamento e dei servizi collegati.

La riforma ha stabilito la separazione verticale tra produzione, trasmissione e distribuzione. Relativamente alla forma di tale separazione, l'Italia ha optato per la separazione societaria. A tale proposito sono state scorporate dall'Enel le attività e i beni relativi alle funzioni di trasmissione. Il secondo passaggio ha previsto la concessione, in esclusiva, della gestione della rete di trasmissione ad una società pubblica (100% Tesoro) – il GRTN – lasciando, invece, in mano a Terna S.p.A. la proprietà della rete nazionale di trasmissione.

Al GRTN sono stati attribuiti obblighi di servizio di pubblica utilità intesi a garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza nell'interesse dei produttori e dei loro clienti, attraverso un accesso equo alla rete da parte di tutti gli attori del sistema (tutela della concorrenza) e attraverso la centralizzazione delle attività necessarie alla sicurezza (servizio pubblico). Il GRTN, pertanto, nelle proprie attività di gestione, manutenzione e sviluppo della rete doveva agire in maniera obiettiva, trasparente e non discriminatoria. La condizione monopolistica e l'essenzialità dell'infrastruttura gestita fanno emergere le caratteristiche di risorsa pubblica della rete di trasmissione e la centralità del ruolo regolamentare sotteso

alle attività ad essa collegate. Il che non ha impedito al GRTN di operare, quale società per azioni, in piena autonomia e libertà di azione nel perseguire strategie di crescita e di sviluppo, anche diverse da quelle specifiche del proprio *core business*, con la finalità di valorizzazione delle attività ad esso conferite, sebbene nel rispetto del mandato istituzionale di garanzia dell'utilità generale.

La scelta di separazione, di stretta derivazione dell'attuazione della disciplina comunitaria, era considerata funzionale a realizzare la liberalizzazione e a garantire la concorrenza delle attività a monte e a valle del sistema di trasmissione/distribuzione. Gli operatori a monte e a valle del sistema, infatti, necessitano di condizioni eque di accesso all'infrastruttura essenziale e ai servizi ausiliari collegati. Il raggiungimento di condizioni di equità si riteneva garantito mediante la separazione funzionale tra il sistema di trasmissione e gli altri interessi di natura commerciale, in particolare gli interessi dei produttori/generatori da un lato e dei distributori/fornitori dall'altro. Ulteriore elemento rilevante, se si tiene conto non solo della precedente struttura di mercato integrata verticalmente, ma anche del ruolo di monopolista assunto dal soggetto precedentemente integrato nelle varie attività della filiera elettrica, è la necessità di non discriminazione, nell'uso della rete, tra l'incumbent e i nuovi entranti.

In presenza di tali condizioni, l'imparzialità del GRTN nella fornitura dell'accesso e dell'uso della rete e l'indipendenza dello stesso dagli altri operatori del mercato, quali condizioni imprescindibili, venivano garantite dalla separazione societaria e controllate, in qualità di arbitro in eventuali controversie, dall'Autorità settoriale.

A garanzia dell'indipendenza e dell'imparzialità, il GRTN è stato disegnato come società separata e al di fuori dell'Enel anche se originariamente costituita a partire dalle sue strutture. Il GRTN, quindi, come arbitro imparziale rispetto a produttori e distributori/fornitori.

La proprietà pubblica (capitale interamente detenuto dal Tesoro) del GRTN, da alcuni invocata quale problematica per il percorso di liberalizzazione, non veniva vista come un problema in quanto, quale misura strutturale proconcorrenziale, non si riteneva rilevante il tipo di proprietà del Gestore della rete quanto l'assoluta imparzialità rispetto ai giocatori sul mercato, imparzialità garantita dalla separazione e indipendenza della Società dal resto del sistema.

Come già evidenziato, la liberalizzazione ha richiesto la garanzia di condizioni di equità e di non discriminazione dell'accesso e dell'uso della RTN da parte di Terzi (produttori, distributori e, in generale, utenti della rete). Con particolare riguardo alla relazione con la produzione, la non discriminazione tra *incumbent* e nuovi entranti è una condizione che riguarda, nella fase antecedente l'avvio del mercato organizzato dell'energia, non solo le attività di accesso e uso della rete di trasmissione, ma anche le attività di dispacciamento e di gestione dei servizi ausiliari (impianti di riserva).

In una seconda fase, conseguente all'avvio del sistema delle offerte e degli acquisti sul mercato elettrico e al rispetto dell'ordine di merito economico nell'esercizio del dispacciamento, il coordinamento tra produzione e dispacciamento è stato definito da relazioni organizzate essendo demandate, ai

due operatori istituzionali GME e GRTN, specifiche funzioni di mercato o di sistema.

In linea generale, la riforma ha delineato implicitamente due condizioni necessarie a garantire la concorrenza:

- che l'arbitro della produzione, cioè il soggetto trasportatore-dispacciatore, sia imparziale;
- che si affermi sul mercato un numero sufficiente di produttori in grado di contenere il potere di monopolio dell'operatore dominante.

Le condizioni di imparzialità del dispacciatore sono garantite, oltre che dall'unbundling, dai diversi strumenti della regolamentazione che ricadono sulle attività del GRTN e, in particolare:

- a) accesso di Terzi alla Rete sulla base di condizioni tecnico-economiche stabilite dall'Autorità di regolamentazione (c.d. ATR regolamentato).

Il GRTN fornisce l'accesso e i servizi di connessione alla rete degli impianti di produzione sulla base di condizioni stabilite dall'Autorità e fondate sui principi di non discriminazione, uguaglianza, trasparenza e orientamento al costo;

- b) sotto il profilo dell'esercizio, l'applicazione dell'ordine di merito economico determinatosi sul mercato organizzato dell'energia. Il GRTN dispaccia gli impianti e gestisce i flussi di energia sulla base delle condizioni economiche determinatesi sul mercato (in tempo reale, di aggiustamento e di bilanciamento);

c) gestione economica dei servizi ausiliari e, in particolare della riserva di potenza, attraverso il mercato organizzato dell'energia. Il GRTN gestisce i servizi ausiliari necessari alla continuità e alla sicurezza della fornitura su tutto il territorio nazionale sulla base delle condizioni economiche determinate sul mercato della riserva.

Non si può, a questo punto della trattazione, non anticipare alcuni temi che saranno approfonditi *infra*, tenendo presente che le attività imputate al GRTN sono oggi svolte da Terna S.p.A.

La riforma italiana ha delineato, nel progetto di liberalizzazione, uno strumento specifico per il mercato: la borsa dell'energia organizzata e gestita dal GME.

Le attività svolte dai due soggetti nell'ambito del sistema di "governo" del sistema elettrico possono essere suddivise in tre classi: attività tipiche del GRTN (es. gestione dei flussi di energia, manutenzione e sviluppo della rete); attività tipiche del GME (es. gestione della borsa elettrica, organizzazione del mercato dell'energia) e attività e funzioni che potrebbero essere svolte sia dal GRTN, sia dal GME. La ripartizione delle funzioni e le modalità di coordinamento tra le attività esercitate dipendono da diversi fattori e, innanzitutto, dalla relazione organizzativa tra GRTN e GME. Il legislatore italiano ha optato per il controllo del Gestore del Mercato (GME) da parte del gestore della rete in qualità di operatore indipendente del sistema (GRTN). La relazione tra i due operatori, quindi, si caratterizza per un elevato livello di integrazione. In una tale situazione molti obiettivi possono essere delegati al GME, dato l'effetto positivo dell'integrazione sul livello di cooperazione dei due soggetti, rispetto ad una

situazione di separazione in cui le relazioni sarebbero caratterizzate da transazioni (contratti).

Indipendentemente dal modello di mercato adottato, la prima funzione necessaria è quella di garantire la disponibilità e la continuità del servizio elettrico all'utente finale. Questo richiede innanzitutto un'organizzazione in grado di gestire la rete di trasmissione e che sia responsabile della sicurezza operativa, nonché dell'equilibrio permanente del sistema.

Sebbene sia stata responsabilità del GRTN quella di gestire l'intero sistema elettrico, la borsa dell'energia gestisce le interrelazioni tra domanda e offerta in un mercato concorrenziale, attraverso lo strumento del mercato organizzato delle transazioni, neutrale e indipendente dal mercato stesso.

Il 2004 ha rappresentato un anno di grande cambiamento per l'intero gruppo GRTN con riflessi sia economico-finanziari nel bilancio sia operativi nelle controllate. Con l'avvio della borsa elettrica dal 1° aprile 2004 e della terza tappa della liberalizzazione dal 1° luglio, che ha aperto le porte del mercato libero a tutti i clienti finali non domestici, il ruolo del GRTN e delle due società controllate, il Gestore del mercato elettrico (GME) e l'Acquirente Unico (AU), è infatti completamente cambiato.

Dal 1° novembre 2005, per effetto del D.P.C.M. dell'11 maggio 2004, il ramo d'azienda del GRTN relativo a dispacciamento, trasmissione e sviluppo della rete è stato trasferito a Terna s.p.a., la società proprietaria della Rete di Trasmissione Nazionale, al fine della riunificazione della gestione e della proprietà della rete stessa. A valle del trasferimento il GRTN è diventato il Gestore dei Servizi

Elettrici s.p.a. (in breve GSE), per rendere più coerente la propria denominazione con la missione ad esso assegnata.

Le ragioni del superamento del modello di separazione tra proprietà e gestione della rete nazionale di trasmissione risiedono nelle obiettive difficoltà, per il Gestore della rete, di espletare i propri compiti e funzioni, stante la complicazione di un rapporto indiretto con il bene strumentale (la rete) e per l'Autorità di regolazione, nell'operare una regolazione delle attività gestorie, dovendo sempre considerare la posizione di una parte terza (le società proprietarie della rete) e le relative esigenze di remunerazione. Alle difficoltà operative si aggiungevano, peraltro, i rischi sulla imparzialità della rete rispetto a ciascun utente, specie in considerazione della potenziale influenza dell'Enel – al cui gruppo industriale la società proprietaria della maggior parte della rete di trasmissione continuava ad appartenere – in sede di attuazione degli interventi di manutenzione e sviluppo della rete medesima; con l'effetto, quindi, che la soluzione prescelta poteva apparire a vantaggio unicamente dell'*ex* monopolista non risultando alcun beneficio per il sistema.

Dopo il trasferimento a Terna dell'attività di gestione della RTN, il GSE opera per la promozione dello sviluppo sostenibile attraverso l'erogazione di incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e con azioni informative tese a diffondere la cultura di un uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente.

2) *Distribuzione di energia elettrica*

La direttiva 96/92/CE si caratterizzava per lasciare un'ampia discrezionalità nella sua attuazione agli Stati membri. Essa prevedeva diverse misure pro-concorrenziali, lasciando a ciascun legislatore la possibilità di scegliere quella ritenuta più confacente al mercato di cui doveva operare la liberalizzazione.

Il decreto Bersani ha previsto che l'attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione previa autorizzazione rilasciata dal Ministero per le attività produttive (MAP, ora MiSE, cioè Ministero dello sviluppo economico).

Le imprese distributrici operanti alla data del 1° aprile 1999 hanno continuato a svolgere tale servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero con scadenza al 31 dicembre 2030, salvo il rispetto del limite legale di non più di una impresa di distribuzione di energia elettrica per ogni singolo Comune.

Il soggetto distributore assume il ruolo di “gestore” della relativa rete locale. A questi è assegnata dalla legge il compito di vendere l'energia all'utenza domestica.

Anche nell'attività di distribuzione sono presenti gli elementi tradizionali del servizio pubblico. Si tratta, infatti, di un servizio erogato da un unico soggetto (ancorchè per ciascuna area territoriale),¹²⁵ secondo le condizioni e le prescrizioni definite in un atto concessorio e nel rispetto delle regole tecniche e delle deliberazioni emanate dall'Autorità settoriale in materia di tariffe, contributi ed oneri e, oltretutto, tenuto ad apprestare il c.d. servizio universale, inteso come

¹²⁵ Cfr. art. 9, comma 3, d.lgs. 79/1999: “Al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, è rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale. Nei comuni ove, alla data di entrata in vigore del presente decreto, sono operanti più distributori, questi ultimi, attraverso le normali regole di mercato, adottano le opportune iniziative per la loro aggregazione (...)”.

“garanzia per tutti del diritto alla fornitura di elettricità di una qualità specifica a prezzi ragionevoli”.¹²⁶

A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico attuata con D.L. 18 giugno 2007 n. 73, Enel s.p.a. in ottemperanza al citato provvedimento, ha provveduto ad attuare la separazione contabile dell’attività di distribuzione affidata a Enel-Distribuzione s.p.a., dall’attività di vendita di energia elettrica istituendo, a tale scopo, Enel-Energia s.p.a.

Dopo il 31 dicembre 2030, le concessioni saranno attribuite con gara. Le imprese distributrici, inoltre, sono ora obbligate a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta.

Le imprese che in Italia svolgono l’attività di distribuzione di energia elettrica possono essere suddivise in tre categorie: imprese distributrici di riferimento (IDR),¹²⁷ imprese distributrici sottese (IDS),¹²⁸ imprese distributrici isolate.¹²⁹

3) *L’Acquirente Unico (AU)*

Il Decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19/12/03 ha attribuito ad Acquirente Unico, società per azioni costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale in base al decreto di liberalizzazione del settore elettrico n.

¹²⁶ Così art. 3, par. 3, direttiva 2003/54/CE

¹²⁷ Sono quelle imprese distributrici che hanno punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona e, all’interno della stessa, almeno un punto di interconnessione in alta tensione.

¹²⁸ Sono quelle imprese distributrici che hanno punti di prelievo e di immissione, inclusi nella medesima zona ma, all’interno della stessa, non hanno punti di interconnessione in alta tensione. All’interno di una stessa zona, inoltre, l’impresa distributtrice sottesa potrà essere connessa: sia direttamente, ad una o più imprese distributrici di riferimento; sia indirettamente, a reti di altre imprese non di riferimento. In ogni caso, IDS risulterà sottesa a quell’impresa distributtrice di riferimento che nella zona considerata avrà il maggior numero di clienti.

¹²⁹ Sono imprese che non sono interconnesse con la rete di trasmissione nazionale nemmeno attraverso altre reti di distribuzione.

79/99, la titolarità della funzione di garante, dal 1° gennaio 2004, della fornitura di energia elettrica per il mercato vincolato. La funzione di garante comporta l'approvvigionamento dell'energia elettrica e la sua cessione alle imprese distributrici.

A seguito della Legge n. 239/04, a decorrere dal 1° luglio 2004 sono idonei tutti i clienti finali non domestici e dal 1° luglio 2007 sono idonei tutti i clienti finali. Secondo le disposizioni della stessa legge, i clienti idonei che non esercitano il diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura, continuano a essere approvvigionati tramite Acquirente Unico.

Dal 1° aprile 2004, data di avvio del sistema della offerte (Borsa elettrica), Acquirente Unico approvvigiona e cede alle imprese distributrici tutta l'energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato. La determinazione dei prezzi di cessione ai distributori è effettuata secondo i criteri stabiliti con Delibera AEEG .

Ad Acquirente Unico è stata trasferita, secondo quanto previsto dal Decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, l'energia elettrica dei contratti pluriennali di importazione stipulati dall'Enel prima del 19 febbraio 1997.

Ai fini della stabilizzazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese di distribuzione, AU ha stipulato, tramite procedure d'asta a evidenza pubblica, contratti differenziali con operatori di mercato dei punti di dispacciamento in immissione, per la copertura dal rischio di prezzo relativamente agli acquisti nel sistema delle offerte. La tipologia di contratti differenziali adottata è quella "a due vie", che impegnano la controparte di Acquirente Unico a

corrispondere la differenza, se positiva, tra prezzo di mercato (detto prezzo spot) e prezzo definito dal contratto (detto prezzo strike). Viceversa, Acquirente Unico si impegna a corrispondere alla controparte la differenza se negativa.

L'insieme delle imprese distributrici rifornite da AU è costituito da distributori di riferimento (cioè allacciati alla rete di trasmissione nazionale) e "sottesi" (ossia non allacciati alla RTN, ma alla rete del distributore di riferimento). Nel primo trimestre 2004, dopo un'ampia consultazione con tali operatori, AU ha predisposto un contratto tipo per la cessione di energia elettrica per il mercato dei clienti vincolati, approvato dall'AEEG con la Delibera 78/04.

Il contratto prevede che l'impresa distributtrice sia responsabile della misura e del calcolo dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

4) Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE)

Il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.a. opera per la promozione dello sviluppo sostenibile, attraverso l'erogazione di incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e con azioni informative tese a diffondere la cultura dell'uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente.

Il GSE concentra in modo esclusivo la sua azione su tali tematiche a partire dal 1° novembre 2005, quando hanno avuto efficacia le disposizioni del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell' 11 maggio 2004 che prevedevano il trasferimento alla società Terna S.p.a. delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, fino ad allora svolte dalla società GRTN - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a.

A valle del trasferimento il GRTN è diventato il GSE per rendere più coerente la propria denominazione con la missione ad esso assegnata.

Le attività inizialmente attribuite al GSE dal DPCM 11 maggio 2004 sono:

- svolgimento delle attività beni, rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di compravendita dell'energia CIP 6 e di emissione e verifica del meccanismo dei certificati verdi;
- svolgimento della attività correlate all'attuazione delle Direttive Europee in tema di promozione dell'energia elettrica ottenuta da fonti energetiche rinnovabili;
- gestione delle partecipazioni detenute nelle società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. ed Acquirente Unico S.p.a.,

Nel tempo, con successive leggi e normative dei Ministeri competenti e dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, sono stati aggiunti ulteriori compiti:

- per incentivare la produzione elettrica da energia solare;
- per qualificare gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- per facilitare la generazione elettrica distribuita sul territorio mediante l'erogazione del servizio di ritiro dell'energia e lo scambio sul posto;
- per supportare la Pubblica Amministrazione nello svolgimento di attività connesse alla produzione e l'uso dell'energia;
- per garantire trasparenza e terzietà in segmenti dei mercati energetici non ancora completamente aperti alla concorrenza;

- per la razionalizzazione del settore della ricerca di sistema in campo elettrico, mediante prima la partecipazione e poi l'acquisizione della società RSE S.p.a.

Le disposizioni emanate prevedono che GSE assicuri, oltre alla regolazione economica, anche il supporto informativo per promuovere i meccanismi di sostegno ed il corretto uso delle fonti energetiche.

5) Il Gestore dei Mercati Energetici (GME)

Il legislatore del '99 ha dovuto scegliere se mantenere in vigore il sistema della contrattazione liberale tra operatori, rinunciando così a qualunque ingerenza statale nelle transazioni commerciali aventi ad oggetto energia elettrica o sostituirlo con un altro sistema.

La scelta del legislatore della liberalizzazione è caduta su un sistema che potremmo definire misto. Si è previsto che gli scambi di energia elettrica avvengano, di regola, nella c.d. Borsa elettrica, per la cui organizzazione e gestione ha istituito un apposito soggetto, e cioè il Gestore del mercato elettrico (oggi Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.), consentendo tuttavia agli operatori che ne facciano richiesta di avvalersi ancora del sistema della contrattazione bilaterale.

La Borsa elettrica non è divenuta obbligatoria né facoltativa. Infatti, il legislatore non ha lasciato agli operatori la possibilità di scegliere liberamente se avvalersi del nuovo sistema di negoziazione o continuare a stipulare contratti bilaterali, avendo invece previsto che il ricorso a tali contratti debba necessariamente essere

autorizzato da un soggetto istituzionale, e più precisamente dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas.¹³⁰

L’organizzazione del mercato elettrico in Italia è sostanzialmente regolata dalla “disciplina del dispacciamento di merito economico” contenuta nella delibera AEEG n. 111/06 (come successivamente modificata e integrata). Essa prevede che nel mercato elettrico italiano la compravendita di energia possa avvenire in borsa (sul MTE o sul MPE) o attraverso contratti bilaterali (OTC) e che tale attività sia circoscritta agli “operatori del mercato”, vale a dire ai soggetti che abbiano disponibilità di capacità di immissione e/o prelievo in quanto abbiano firmato con Terna un contratto di dispacciamento (c.d. “utenti del dispacciamento”) o in quanto abbiano ricevuto apposita delega da un utente del dispacciamento. Più in generale si può dire che gli operatori di mercato genericamente intesi (quindi anche gli utenti di dispacciamento) sono i soggetti responsabili per le attività di commercializzazione (acquisto/vendita, registrazione dei programmi di immissione/prelievo) e per il pagamento dei relativi oneri di sistema (CCT, sbilanciamento a programma), mentre gli utenti del dispacciamento in senso stretto sono i soggetti responsabili per l’esecuzione delle attività fisiche (produzione/consumo, esecuzione degli ordini di dispacciamento emanati da Terna su MSD) e per il pagamento dei relativi oneri (oneri di sbilanciamento).

Questo modello di Borsa elettrica è stato aspramente criticato da una parte della dottrina. Alcuni studiosi, infatti, sostenevano che un mercato elettrico strutturato con una notevole presenza di contratti bilaterali fosse un mercato con volumi

¹³⁰ Tale autorizzazione non più necessaria.

d'affari e, quindi, con prezzi più stabili. Essi, pertanto, caldeggiavano l'introduzione, anche in Italia, di una Borsa elettrica "facoltativa".

Tale opinione, dopo essere stata sempre più condivisa dagli addetti ai lavori, è stata fatta propria dal legislatore che, con D.L. n. 239 del 29 agosto 2003, convertito con modificazioni nella legge n. 290 del 27 ottobre dello stesso anno, ha deciso di sopprimere la succitata autorizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con tale provvedimento si è avuta la piena affermazione della libertà di scelta dell'operatore elettrico. Quest'ultimo, in altri termini, ha ora la possibilità di scegliere liberamente se stipulare un contratto bilaterale o avvalersi del sistema della Borsa.

Il legislatore, quindi, ha finito per sostituire il modello di Borsa "ibrido" delineato *ab origine* con un modello di Borsa più decisamente "facoltativo", conformandosi così, oltre che alle opinioni di buona parte degli studiosi, anche a quanto stava accadendo negli altri paesi europei e, in particolare, in Inghilterra.

In quest'ultimo Stato, infatti, nel marzo del 2001 si era passati da una Borsa elettrica di tipo obbligatorio (il c.d. *Electricity Pool*, istituito fin dal 1990) ad una Borsa elettrica di tipo facoltativo (il c.s. *New Electricity Trading Arrangements* o NETA), ottenendo in soli ventiquattro mesi un abbassamento dei prezzi ai livelli di tredici anni prima.

Questo risultato, che sembrava dar ragione agli studiosi che guardavano con favore al massiccio utilizzo di contratti bilaterali quale fattore di stabilità dei

prezzi dell'energia elettrica, quasi sicuramente deve avere influito sulle scelte del legislatore del 2003.

La Borsa elettrica, quindi, da tale anno, è diventata il luogo (virtuale) in cui possono avvenire (e normalmente avvengono) le transazioni commerciali aventi ad oggetto l'energia elettrica.

Un ruolo fondamentale nella regolamentazione del mercato elettrico hanno avuto peraltro le peculiari caratteristiche fisiche dell'energia elettrica: da un lato, infatti, l'impossibilità di immagazzinare efficientemente ed economicamente tale bene, richiede, al fine di mantenere una continuità di equilibrio tra domanda e offerta, un sistematico eccesso di quest'ultima e, conseguentemente, la necessità di prevedere un sistema di prezzo comprendente non solo i costi di produzione ma anche i costi di riserva di capacità.

Dall'altro, la natura di monopolio naturale che caratterizza le reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, configura vincoli di natura tecnica ed economica che limitano e condizionano l'introduzione di una completa liberalizzazione.

Inoltre, come già detto, il sistema elettrico è un sistema a rete, in cui l'energia richiesta e prelevata dai consumatori finali è complessivamente prodotta e immessa nella rete dai produttori tramite gli impianti di generazione sparsi sul territorio. La rete è, quindi, un sistema di vasi comunicanti, in cui è immessa e prelevata in modo continuativo energia elettrica. La necessità di garantire che il rapporto tra l'elettricità immessa e quella prelevata sia mantenuto almeno a un

livello di uguaglianza è diretta conseguenza della succitata impossibilità di immagazzinare efficientemente ed economicamente tale bene.

Prima di esaminare nel dettaglio l'organizzazione del mercato elettrico (e dei sottomercati), occorre precisare quali sono i vincoli di natura tecnica che condizionano il mercato stesso:

- 1) l'energia elettrica non è un bene immagazzinabile se non per piccole quantità e per breve tempo;
- 2) è impossibile controllare in tempo reale i flussi di energia elettrica da e verso i singoli utenti della rete tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi;
- 3) è necessario mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione nazionale entro livelli predefiniti, anche attraverso il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi di energia elettrica;
- 4) è necessario utilizzare un'infrastruttura condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile: la rete di trasmissione nazionale e la rete in alta tensione di distribuzione (c.d. rete rilevante).

Tali caratteristiche hanno determinato l'intervento dello Stato in un'attività della filiera elettrica che, a norma dell'art. 1 del D.Lgs 79/1999, dovrebbe essere completamente libera.

Infatti, il soggetto che gestisce e organizza il mercato elettrico è il Gestore del mercato elettrico s.p.a. (GME). Si tratta di una società per azioni il quale, tuttavia, può essere considerato un soggetto pubblico a tutti gli effetti.

Esso, infatti, è tenuto a compiere rilevanti funzioni pubblicistiche ed è controllato al 100% da un soggetto (GSE, ovvero Gestore dei servizi elettrici, oggi Gestore dei servizi energetici s.p.a.), il cui unico azionista è lo Stato.

La necessità di offrire il servizio in condizioni di uguaglianza e non discriminazione, evidenziata già nelle disposizioni delle direttive comunitarie, hanno favorito lo sviluppo della dimensione sociale del mercato interno e l'emergere del concetto di servizio pubblico nel settore dell'energia elettrica.

È proprio la destinazione sociale, e quindi pubblica, del bene che costituisce oggetto del mercato elettrico che ha determinato la perdurante presenza dello Stato.

Il GME ha il compito di organizzare e gestire la c.d. Borsa elettrica.¹³¹ Al GME compete, pertanto, la definizione delle regole del suo funzionamento.

Il GME, al tempo stesso, rappresenta il “coordinatore del sistema”, colui che pone in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievo in tempo reale. Pertanto, sono fattori chiave la tempestività e il coordinamento delle azioni finalizzate al mantenimento della stabilità e della sicurezza del sistema elettrico, nonché la disponibilità di adeguate risorse finalizzate al bilanciamento (azioni di dispacciamento).

Ne consegue che transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.) potranno essere effettuate solamente in presenza di

¹³¹ L'art. 5, D.Lgs 79/1999 prevede che tale disciplina sia predisposta dal GME e, poi, approvata con decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (ora MiSE) sentita l'AEEG.

un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema.

Il Gestore del mercato elettrico S.p.A. è stata costituita dal Gestore della rete di Trasmissione nazionale S.p.A. in data 27 giugno 2000, con le seguenti competenze:

- a) la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del Decreto legislativo 16 marzo 1999) secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori;
- b) l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Certificati verdi (art. 6 del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999);
- c) l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) e la predisposizione, d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), delle regole di funzionamento del relativo mercato (artt. dei DDMM 24 aprile 2001, rispettivamente, in tema di individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali per il settore dell'energia elettrica e del gas naturale).

Con il Decreto 19 dicembre 2003 il Ministro delle Attività Produttive ha approvato il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico e ha attribuito al GME, a partire dall'8 gennaio 2004, la responsabilità delle funzioni relativamente all'organizzazione e alla gestione del Mercato elettrico.

Successivamente sono state approvate dal GME le "Modifiche urgenti del Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico", e tali modifiche sono state

rispettivamente approvate, in via provvisoria, con atti di indirizzo del Ministro delle Attività Produttive.

L'AEEG, con la Delibera del 30 dicembre 2003, n. 168/03, ha definito le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse sulla base di un ordine di merito economico.¹³²

In data 31 marzo 2004 è stato dato l'avvio al sistema delle offerte¹³³ e, inoltre, è stata fissata al 1° aprile 2004 la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico.¹³⁴

Infine, a decorrere dal 31 dicembre 2004 gli operatori ammessi alle contrattazioni nel mercato hanno potuto effettuare formulazioni attive di offerte di acquisto di energia elettrica sul Mercato elettrico del giorno prima.¹³⁵

Le principali regole sono ora contenute nel "Testo integrato della disciplina del mercato elettrico", approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 17 settembre 2008, come successivamente modificato.¹³⁶

¹³² Cfr. artt. 3 e 5 del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Si veda anche la Delibera n. 237/04 recante "Modificazioni e integrazioni alle disposizioni delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03, e 19 novembre 2004 n. 205/04".

¹³³ Cfr. art. 5 del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

¹³⁴ Cfr. Delibera AEEG 27 marzo 2004, n. 48/04

¹³⁵ Cfr. gli Indirizzi del Ministero delle Attività Produttive del 24 dicembre 2004

¹³⁶ Si vedano la legge 2/2009, di conversione del D.L. 185/2008 e il decreto MISE 29 aprile 2009 recante "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'art. 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009 n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici".

Il GME gestisce le diverse piattaforme in cui si articolano il mercato elettrico, i mercati ambientali e - a partire dal 2010 - il mercato del gas. Per questo motivo il GME ha cambiato ragione sociale in “Gestore dei Mercati Energetici”.

Nell’ambito del mercato elettrico il GME organizza e gestisce le seguenti piattaforme:

- Mercato a Pronti dell’energia elettrica (MPE). Avviato il 1/4/2004 in attuazione dell’articolo 5 del dlgs 79/99 ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 e parzialmente ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato articolato in tre sottomercati:
 - a. Mercato del Giorno Prima (MGP), dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
 - b. Mercato di Aggiustamento (MA), dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP: a far data dal 01/11/2009 esso è stato sostituito dalle due sessioni del cosiddetto Mercato Infragiornaliero (MI);
 - c. Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in una sessione ex ante finalizzata all’acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva, nonché in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB).

- Piattaforma dei Conti Energia (PCE). Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e avviata il 1/4/2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del MPE e in particolare sul MTE o su base bilaterale (c.d. over the counter o OTC).
- Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE). Avviato il 1/11/2008 ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 17 settembre 2008 e ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare contratti a termine sull'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.
- Consegna Derivati Energia (CDE). A partire dal 26/11/2009 il GME gestisce una piattaforma che consente agli operatori del mercato elettrico di liquidare per consegna fisica, mediante la loro registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX, il mercato dei derivati elettrici, gestito da Borsa Italiana SpA.

Nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata, inoltre, la gestione dei mercati ambientali, tra cui:

- Mercato dei Certificati Verdi (MCV). Avviato nel marzo del 2003 ai sensi dell'articolo 6 del d.m. 11/11/99, è finalizzato allo scambio tra produttori di certificati attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, allo scopo di consentire loro il rispetto degli obblighi di immissione/importazione di energia da fonti rinnovabili previsti dal d.lgs. 79/99;

- Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Avviato nel marzo del 2006, è finalizzato allo scambio dei cosiddetti “certificati bianchi” che attestano la realizzazione di interventi volti alla riduzione dei consumi energetici, allo scopo di consentire ai soggetti obbligati il rispetto dei vincoli di risparmio energetico previsti dai dd.mm. 20/07/04 come successivamente modificati;
- Mercato delle Unità di Emissione (EUA). Avviato nell’aprile del 2007 nell’ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di Emission Trading in Europa, è finalizzato allo scambio dei cosiddetti “certificati neri”, rappresentativi della quantità di emissioni di CO2 consentite nell’ambito di una serie di attività economiche espressamente regolate (es. energetiche), ed allocati attraverso i Piani Nazionali di Allocazione;
- Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV). E’ una nuova funzionalità del MCV introdotta nel 2007 e finalizzata alla registrazione degli scambi bilaterali di certificati verdi tra operatori.

Ai fini del presente lavoro, si procederà *infra* ad approfondire soltanto alcuni di questi mercati.

5.1 - Il mercato del giorno prima (MGP)

Nel mercato del giorno prima, il primo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti, gli operatori presentano offerte di acquisto e offerte di vendita, con l’indicazione della quantità e del prezzo massimo/minimo al quale gli operatori stessi sono disposti ad acquistare/vendere, che si riferiscono a un

determinato punto di immissione o di prelievo di energia elettrica e ad una determinata ora del giorno successivo.

Sul MGP si scambiano solo contratti orari con obbligo di consegna fisica e aventi il GME come controparte centrale.

Il MGP si qualifica come un mercato fisico per tre ragioni:

- a) possono parteciparvi solo operatori elettrici, col vincolo di poter presentare offerte di vendita solo su punti in immissione e offerte di acquisto solo su punti in prelievo (sul MGP non è quindi consentito svolgere attività di *trading*);
- b) le offerte devono essere riferite a specifici punti di immissione, cosicché una volta accettate danno luogo a programmi di immissione/prelievo (c.d. *unit bids*);
- c) le offerte vengono accettate in ordine di merito economico, ma compatibilmente con il rispetto dei vincoli di transito tra zone (c.d. *zonal market*).

Il GME suddivide per zone le offerte che sono risultate valide e congrue e le ordina secondo il loro merito economico. Più in particolare, le offerte di acquisto vengono ordinate in senso decrescente e le offerte di vendita in senso crescente. In tal modo, il GME è in condizione di valutare quali offerte accettare in relazione alle domande, perché accetta dapprima l'offerta di vendita più conveniente e soltanto se questa non soddisfa l'intera domanda di energia relativa a quell'ora del giorno successiva accetterà anche le altre.

Le offerte di vendita accettate vengono valorizzate al prezzo indicato in quella meno conveniente, cioè al prezzo praticato dal meno efficiente degli impianti chiamati a produrre.

Le offerte di acquisto, invece, vengono valorizzate ad un prezzo unico nazionale (c.d. PUN), pari alla media dei prezzi di vendita determinati nelle varie zone ponderati per i consumi in esse riscontrati.

L'insieme delle offerte di acquisto e di vendita accettate in una determinata zona costituisce il c.d. programma preliminare di immissione e prelievo.

Al termine della seduta del mercato, il GME comunica a ciascun operatore che ha partecipato alla stessa quali delle sue offerte ha accettato e quali no, i programmi orari preliminari di immissione o prelievo relativi alle offerte accettate e le partite economiche liquidate in relazione alle stesse.

Allo stesso tempo, comunica a Terna l'insieme dei programmi preliminari di immissione e prelievo.

Ricevuti i programmi preliminari, Terna affida al GME il compito di assegnare ai soggetti interessati dagli stessi i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, dopo averne determinato i corrispettivi. Tale assegnazione, tuttavia, potrà essere modificata in esito al secondo dei mercati di cui si compone il c.d. mercato elettrico a pronti.

Con il c.d. decreto anticrisi e la relativa legge di conversione, la disciplina del MGP ha subito alcune modifiche. È stato affidato al Ministero dello sviluppo economico il compito di modificare il sistema di valorizzazione delle offerte di vendita che vige in tale mercato in modo che il prezzo dell'energia venga sempre

determinato in base ai corrispettivi richiesti dagli operatori e, cioè, con il c.d. sistema del *pay as bid*.¹³⁷

Lo scopo è quello di far sì che ciascun produttore (o grossista) riceva un prezzo pari a quello indicato nell'offerta che ha presentato, e non invece, come è oggi, un prezzo che può anche superarlo, e di molto.

Con il primo dei provvedimenti citati, il Governo ha cercato di “dare a ciascuno il suo”,¹³⁸ anche in considerazione del fatto che vi sono unità di produzione, come quelle idroelettriche o quelle a carbone, che rispetto alle altre hanno costi di esercizio sensibilmente più bassi.

5.2 - Il mercato di aggiustamento (MA)

Nel secondo dei mercati di cui si compone il mercato elettrico a pronti gli operatori presentano offerte di vendita e di acquisto per “accomodare” i programmi preliminari di immissione e prelievo che sono stati determinati in esito al mercato del giorno prima.

Questo mercato si svolge, pertanto, immediatamente dopo la chiusura del primo.

¹³⁷ Il c.d. sistema del *pay as bid* diventerà il nuovo sistema di valorizzazione delle offerte di vendita solamente a partire dal 1° aprile 2012. La *ratio* di tale posticipazione è legata al previsto ammodernamento della rete di trasmissione nazionale e alla sostituzione dei vecchi impianti con altri dotati delle nuove tecnologie produttive. Si tratta di interventi necessari per lo scopo che l'intervento riformatore si propone, cioè la riduzione dei corrispettivi pagati dagli utenti per la fornitura di energia elettrica. Com'è noto, infatti, i prezzi dell'energia elettrica sono più alti nelle zone in cui operano impianti obsoleti, come anche in quelle che sono collegate con il resto del Paese da porzioni di rete non adeguate, sulle quali non può transitare contemporaneamente più di un *tot* di energia elettrica.

¹³⁸ L'espressione è di C. Poletti, *Riforma del mercato elettrico: quando il rimedio può essere peggio del male*, in www.iefc.unibocconi.it, p. 1

La necessità di un MA deriva dal fatto che nel MGP i 24 programmi di immissione o prelievo di ciascun punto vengono determinati indipendentemente l'uno dall'altro.¹³⁹

Nulla garantisce, pertanto, che gli stessi siano globalmente compatibili, per esempio, con i vincoli dinamici degli impianti di produzione sottesi ai vari punti di immissione.

Il MA ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito al MGP, per risolvere eventuali problemi di dispacciamento (nel caso di impianti di generazione termoelettrici) o più in generale di mutata disponibilità all'immissione/prelievo.

Potrebbe accadere, infatti, che per un punto di immissione cui è sottesa un'unità di produzione con un tempo di accensione pari a due ore siano state presentate 24 offerte di vendita, e cioè una per ogni ora del giorno successivo, e che tali offerte siano state accettate tutte ad eccezione di quella relativa all'ora settima. In un caso del genere, l'operatore proprietario dell'unità di produzione non potrà non partecipare al MGP, perché il suo programma giornaliero di produzione relativo alla sua unità non è da questa eseguibile, dato che la stessa, avendo un tempo di accensione pari a due ore, non può spegnersi alle sette per riaccendersi alle otto. Per tale ragione, l'operatore dovrà per forza partecipare al MA e presentare un'offerta di vendita con un prezzo molto basso, in modo da risultare tra le prime nell'ordine di merito economico stilato dal GME e, quindi da essere accettata, consentendo allo stesso operatore di modificare il programma giornaliero di

¹³⁹ Così *Il Mercato Elettrico del GME: finalità, organizzazione e funzionamento*, p. 27. La pubblicazione è curata dallo stesso Gestore del mercato elettrico ed è liberamente consultabile sul sito www.mercatoelettrico.it.

produzione della sua unità in modo da renderlo compatibile con i vincoli dinamici che la stessa presenta.

Nel mercato di aggiustamento possono essere presentate sia offerte di acquisto che di vendita. Anche per queste ultime, *rectius* per quelle che sono risultate valide e congrue, il GME avvia lo stesso processo di accettazione che ha avviato nel MGP. Nel MA, tuttavia, il GME non valorizza le offerte di acquisto al c.d. prezzo unico nazionale (PUN), ma allo stesso prezzo cui ha valorizzato le offerte di vendita.

Accettate le offerte, il GME definisce per ogni punto di offerta il c.d. programma aggiornato di immissione o prelievo, che altro non è se non il programma orario preliminare come modificato in esito al MA.

L'insieme di tutti i programmi aggiornati di immissione e prelievo viene comunicato a Terna, la quale affida al GME il compito di riassegnare i diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, ai soggetti cui spetteranno tali diritti verranno comunicati gli esiti del mercato ed i programmi aggiornati di immissione e prelievo che li riguardano.

Anche il MA è stato rivisto dall'intervento riformatore del decreto anticrisi, dalla sua legge di conversione e dai successivi provvedimenti attuativi, che lo ha addirittura cancellato sostituendolo con un altro mercato.¹⁴⁰

A partire dal 1/11/2009, il MA è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI). Si tratta di un mercato articolato in due sessioni successive, la prima con apertura alle 10:30, chiusura alle 12:00 e pubblicazione degli esiti alle 12:30, la seconda

¹⁴⁰ Cfr. legge 02/2009

con apertura alle 10:30, chiusura alle 15:00 e pubblicazione degli esiti alle 15:30.

Le due sessioni sono organizzate nella forma di aste implicite con una regola di definizione del prezzo omogenea rispetto a quella utilizzata nel Mercato del Giorno Prima (prezzo marginale), prevedendo inoltre un meccanismo di selezione delle offerte che tiene conto della rinnovata articolazione e suddivisione zonale della rete di trasmissione nazionale per il triennio 2009-2011, proposta da Terna e approvata dall'AEEG con Delibera ARG/elt n. 116 del 5 agosto 2008..

Tale mercato, poi, deve essere gradualmente integrato con il c.d. mercato del servizio di dispacciamento (MSD) e le sessioni di entrambe devono essere moltiplicate per realizzare un flusso continuo delle negoziazioni e consentire in tal modo agli operatori di scambiare blocchi orari di energia fin quasi al momento della *delivery*.

Mediante l'istituzione del Mercato Infragiornaliero, il GME ha consentito agli operatori del mercato elettrico di poter aggiornare, in prossimità del tempo reale di consegna e con una frequenza assimilabile a quella di una negoziazione continua, le offerte in vendita e in acquisto in precedenza presentate sul Mercato del Giorno Prima.

La recente introduzione di tale modifica non consente di dare valutazioni definitive circa l'efficacia della novità, ad oggi si può solo verificare che, rispetto allo stesso bimestre dell'anno precedente, il MI ha registrato un incremento dei volumi del 39% e che il contributo della domanda in tal senso è pesato per circa l'1%.

5.3 - Il mercato del servizio di dispacciamento (MSD)

In tale mercato, Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per svolgere quel servizio che prende il nome di servizio di dispacciamento e che, in sostanza, consiste nel gestire i flussi di energia sulla rete di trasmissione nazionale impartendo istruzioni ai vari impianti in modo che gli stessi funzionino sempre in maniera coordinata e che, pertanto, in ogni istante vi sia un equilibrio tra l'energia immessa in rete e quella prelevata dalla stessa.

Il servizio di dispacciamento, pertanto, svolge un ruolo essenziale per l'intero sistema elettrico.

A tal fine, Terna si rivolge al mercato in due occasioni diverse.

Una prima volta dopo che le sono stati comunicati gli esiti del MA, per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito allo stesso e risolvere, così, eventuali congestioni residue.

Una seconda volta durante il periodo di consegna dell'energia elettrica, per bilanciare il sistema in tempo reale.

Il MSD, pertanto, si compone in realtà di due sottomercati; uno che si svolge prima del periodo in cui avviene la consegna dell'energia elettrica e l'altro che si svolge, invece, durante tale periodo.

Ad entrambi i mercati possono partecipare solamente gli operatori individuati da Terna come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta,¹⁴¹ i quali possono riferire le loro offerte solamente a tale punto. Tutte le

¹⁴¹ Per ciascun punto di offerta, infatti, Terna (cioè il soggetto che ha il compito di bilanciare, istante per istante, i flussi di energia che sono immessi nella rete e prelevati dalla stessa) individua un operatore al quale affida la responsabilità di eseguire i suoi ordini di bilanciamento.

offerte presentate dagli operatori sono comunicate dal GME a Terna, che pone in essere il processo di accettazione delle stesse e ne comunica gli esiti al GME.

Le offerte accettate, a differenza di quanto accade negli altri due mercati, di cui si compone il mercato elettrico a pronti, vengono valorizzate al prezzo in esse indicato.

Terminata la seduta, il GME comunica a ciascun operatore che vi ha partecipato quali delle sue offerte sono state accettate, a quanto ammontano le partite economiche che sono state liquidate in relazione a tali offerte ed i programmi orari di immissione e prelievo che lo riguardano.

Sempre al termine della seduta il GME comunica a Terna l'insieme dei programmi finali di immissione e prelievo e a tutti i soggetti individuati dalla stessa come responsabili del servizio di dispacciamento per un singolo punto di offerta i programmi finali di immissione o prelievo relativi a tale punto.

5.4 - Il mercato dei certificati verdi (MCV)

Il MCV è stato organizzato dal GME in adempimento alle disposizioni di legge previste nel D.M. 11/11/99 e consente ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai produttori ed importatori di energia da fonti convenzionali soggetti all'obbligo e ai grossisti di trovare facilmente la controparte negoziale per le loro compravendite di CV.

La partecipazione al Mercato dei CV in qualità di acquirenti o venditori è consentita infatti al GSE, ai produttori nazionali o esteri, ai clienti grossisti, ai soggetti che importano energia elettrica, alle formazioni associative nelle quali i consumatori e gli utenti siano organizzati, alle associazioni ambientaliste e alle

associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori (art. 82, Disciplina del Mercato Elettrico).

Una volta acquisita la qualifica di “operatore del mercato”, al termine della procedura di ammissione prevista, gli operatori possono partecipare alle sessioni di mercato che vengono organizzate dal GME.

Le regole del mercato prevedono che venga organizzata almeno una sessione settimanale nel periodo che va da gennaio a marzo di ciascun anno, ed almeno una sessione mensile nella rimanente parte dell’anno.

Da qualche tempo si è consolidata la consuetudine di organizzare una sessione settimanale in quasi tutti i mesi dell’anno, alla luce di un crescente interesse da parte degli operatori di scambiare i CV anche in periodi lontani rispetto alla data di scadenza per l’adempimento dell’obbligo (31 marzo di ciascun anno).

Le sessioni di contrattazione gli operatori possono inserire in maniera continua le proprie proposte di acquisto o vendita.

Al momento dell’inserimento, le proposte di acquisto vengono ordinate secondo un ordine decrescente di prezzo, mentre le offerte di vendita secondo un ordine crescente di prezzo; in caso di prezzo uguale, viene attribuita priorità alla proposta di acquisto/vendita inserita prima. La quantità minima negoziabile è pari ad 1 CV.

L’abbinamento delle proposte inserite avviene secondo i seguenti criteri definiti dalla Disciplina del Mercato Elettrico:

a. nel caso di proposta di acquisto con limite di prezzo, l’abbinamento avviene a capienza con proposte di vendita a prezzo inferiore o uguale al limite fissato in acquisto e secondo l’ordine di priorità precedentemente espresso;

b. nel caso di proposta di vendita con limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con proposte di acquisto a prezzi uguali o superiori al limite fissato in vendita e secondo la priorità definita;

c. nel caso di proposta di acquisto senza limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con una o più offerte di vendita con prezzo uguale al migliore prezzo di vendita presente al momento dell'immissione della proposta di acquisto e secondo l'ordine di priorità espresso in precedenza;

d. nel caso di proposta di vendita senza limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con una o più offerte di acquisto con prezzo uguale al migliore prezzo di acquisto presente al momento dell'immissione della proposta di vendita, secondo l'ordine di priorità.

Per ogni transazione eseguita mediante abbinamento automatico, il prezzo è pari a quello della proposta avente priorità temporale superiore. Il GME, entro le ventiquattro ore successive al termine di ogni sessione, dà a ciascun operatore la conferma delle transazioni eseguite indicando i seguenti dati: a) tipologia della transazione; b) quantità; c) prezzo; d) giorno e ora; e) tipologia di CV acquistati o venduti; f) controvalore.

Lo scambio dei CV è possibile anche al di fuori della sede di negoziazione, attraverso contrattazione bilaterale tra gli operatori. Il D.M. 18/12/08 ha però previsto che, a partire dal 1 gennaio 2009, tutte le transazioni bilaterali debbano essere registrate attraverso la Piattaforma Bilaterali CV (PBCV), funzionalità del mercato CV, con comunicazione obbligatoria del prezzo.

5.5 - Il mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE)

Il mercato dei TEE è stato organizzato nell'ambito del meccanismo di incentivazione del risparmio energetico introdotto dai dd.mm. 20/07/04.

I distributori di energia elettrica e gas obbligati a raggiungere un *target* di risparmio annuale, quelli non obbligati e le *Energy Service Companies* (ESCO), società che operano nel settore dei servizi energetici, hanno la possibilità di trovare la controparte negoziale nel mercato GME.

Le regole del mercato prevedono che le sessioni debbano tenersi almeno una volta a settimana nel periodo febbraio maggio di ciascun anno, e almeno una volta al mese nella rimanente parte dell'anno, anche se attualmente vengono organizzate sessioni settimanali in quasi tutti i mesi.

Le contrattazioni avvengono, al pari del mercato dei certificati verdi, attraverso il metodo della negoziazione continua.

Gli operatori ammessi al mercato possono accedere e presentare le loro proposte di acquisto e di vendita. I criteri di abbinamento delle proposte di acquisto e vendita sono del tutto analoghi a quelli del mercato dei certificati verdi descritti nel paragrafo precedente.

Oltre alla contrattazione nella sede organizzata dal GME, è possibile scambiare i TEE attraverso contratti bilaterali, i quali andranno poi registrati sul Registro TEE sempre organizzato e gestito dal GME. Su tale Registro, viene assegnato, a ciascun operatore, un conto proprietà nel quale vengono depositati i TEE emessi a fronte di progetti di efficienza energetica certificati dall'AEEG e dove, analogamente, vengono trasferiti i TEE negoziati sia tramite transazioni bilaterali sia sul mercato organizzato.

CAPITOLO TERZO

Alcune considerazioni sullo stato delle liberalizzazioni in Italia, Regno Unito, Francia, Germania, Unione Europea e Stati Uniti.

L'analisi fin qui condotta ha evidenziato come il processo di liberalizzazione del settore elettrico ha portato all'emersione di nuovi operatori nei diversi segmenti della filiera elettrica e alla conseguente moltiplicazione delle relazioni contrattuali tra essi.

Parimenti, sono aumentati i prodotti e i servizi scambiati e l'evoluzione delle prassi commerciali ha determinato a sua volta un'ampia produzione di regole da parte del legislatore e delle autorità di settore.

Si è sviluppato un sistema di regolazione multilivello, in cui i poteri di intervento sono distribuiti tra un numero elevato di attori istituzionali che necessitano di costante coordinamento.

Ne è scaturito un quadro di relazioni contrattuali influenzate in vario modo dagli interventi di questi ultimi, non soltanto in relazione alla nuova fisionomia dei mercati, ma anche in relazione agli effetti di conformazione dei relativi contratti, che hanno subito in maniera determinante l'influenza delle esigenze di regolazione.

La ricerca delle modalità di interazione tra regole privatistiche e disciplina di settore rappresenta un campo particolarmente utile a verificare la riuscita o meno dell'intento liberalizzatorio perseguito dal legislatore comunitario e nazionale nel

settore esaminato ed è stato oggetto di un interessante recente studio, ricco di spunti per ulteriori approfondimenti.¹⁴²

I limiti del presente lavoro consentono soltanto un cenno ai risultati di questo studio e alle proposte per un approccio più efficiente nella ricerca degli strumenti da utilizzare per il successo delle liberalizzazioni.

I. Una tassonomia dei rapporti tra contratti e regolazione

L'analisi del sistema di regolazione del settore, nelle sue due principali caratteristiche dei meccanismi di produzione di regole e dei meccanismi sanzionatori (meccanismi di *enforcement*), consente il confronto con il diritto privato e la conseguente emersione delle peculiarità.

Lo studio del rapporto tra contratti e regolazione in sei diverse giurisdizioni, affrontato dalla dottrina sopra citata, ha condotto l'autore alla formulazione di alcune ipotesi in ordine alle caratteristiche dominanti per ciascun ordinamento preso in esame.

Il primo aspetto preso in considerazione è quello della delimitazione dei confini tra le nuove regole sorte con la liberalizzazione del mercato e le altre branche dell'ordinamento, talvolta esplicitata con opportune norme di coordinamento ma più spesso lasciata alle decisioni degli interpreti.

Nei mercati dell'energia convergono regole provenienti dalla disciplina di settore, dal diritto antitrust, dal diritto amministrativo, dal diritto privato comunitario, dal diritto dei consumatori.

¹⁴² Ci si riferisce a G. Bellantuono, *Contratti e regolazione nei mercati dell'energia*, Il Mulino, 2009.

Peso e ruolo di ciascuno di questi blocchi possono variare nelle diverse giurisdizioni e, pertanto, allo scopo di procedere all'analisi delle ragioni che determinano la stabilità di ciascun equilibrio e gli effetti che ne derivano per il funzionamento dei mercati vanno identificate le modalità prevalenti nelle varie interazioni.

L'interazione tra i differenti blocchi normativi è stata analizzata mediante una tripartizione basata sui diversi esiti della loro interazione:

- a) complementarietà, nel caso di cooperazione tra diversi sistemi di regolazione;
- b) rivalità, nel caso di coesistenza tra sistemi alternativi, ciascuno dei quali cerca di ottenere una posizione di supremazia;
- c) trasformazione, nel caso di cambiamenti che portano alla creazione di un nuovo sistema di regolazione che fonde le caratteristiche dei sistemi precedenti.

La situazione di rivalità produce i risultati meno vantaggiosi per il funzionamento di un sistema di regolazione e dovrebbe essere evitata.

La complementarietà consente di compensare le debolezze di ciascun meccanismo di intervento, ma non è chiaro se e in che modo sia realizzabile in sistemi multilivello.

Infine, la trasformazione produce una contaminazione di principi, valori e regole provenienti da differenti blocchi normativi. Questa ibridazione potrebbe essere l'approdo finale verso cui un sistema di regolazione dovrebbe tendere.

In particolare, è stato suggerito che il diritto dei contratti dovrebbe assorbire nuovi obiettivi, in parte legati alla correzione dei fallimenti del mercato e in parte alla realizzazione di finalità distributive.

In questa prospettiva, il confronto con le discipline settoriali dovrebbe servire a modificare quegli aspetti del diritto dei contratti che ne riducono le capacità regolatorie.¹⁴³ Tuttavia, questo auspicato esito non è affatto scontato.

La tassonomia proposta è di seguito rappresentata nella tabella e evidenzia le modalità di interazione tra il diritto dei contratti e la regolazione riscontrata attraverso uno studio che, in particolare, si è interessato a tre profili: contratti tra imprese nei mercati all'ingrosso, contratti degli utenti residenziali e regolazione della qualità.

Sistema giuridico	Contratti tra imprese	Contratti residenziali	Qualità
Italia	Rivalità/ complementarietà	Complementarietà	Rivalità
Regno Unito	Complementarietà	Rivalità	Rivalità
Francia	Rivalità	Complementarietà/ trasformazione	Rivalità/ trasformazione
Germania	Rivalità/ complementarietà	Rivalità	Rivalità
Unione Europea	Rivalità	Complementarietà	Complementarietà

¹⁴³ Per la tesi della “disintegrazione produttiva” del diritto dei contratti v. H. Collins, *Regulating Contracts*, Oxford University Press, 1999. Anche G. Teubner, *After Privatisation? The Many Autonomies of Private Law*, in *From Dissonance to Sense: Welfare State Expectations, Privatisation and Private Law*, a cura di T. Wilhelmsson e S. Hurri, Aldershot, Ashgate, 1999, p. 51, aveva ipotizzato che la fine dei monopoli nei servizi pubblici avrebbe richiesto al diritto privato di soddisfare nuove domande. In una prospettiva molto vicina, F. Cafaggi e H. Muir Watt, *The Making of European Private Law: Regulating and Governance Design*, Working Paper, 2006, novembre, suggeriscono la necessità di predisporre un sistema di governance delle regole contrattuali che coordini le varie parti del quadro istituzionale comunitario.

Stati Uniti	Rivalità/ trasformazione	Rivalità	Complementarietà/ rivalità
-------------	-----------------------------	----------	-------------------------------

a) Contratti tra imprese

In Italia la rivalità è riscontrabile soprattutto nei casi in cui la disciplina di settore tende ad occupare gli spazi del diritto privato oppure, insieme al diritto antitrust, diventa il principale strumento per la risoluzione delle controversie contrattuali tra operatori. Di complementarietà, invece, può parlarsi per le modalità di elaborazione dei codici di rete, alla cui stesura si è giunti attraverso un'ampia procedura di consultazione.

La situazione britannica viene definita di complementarietà in virtù del fatto che le sfere di regolazione e del diritto comune sono state separate in modo piuttosto netto. Inoltre, sono presenti articolati meccanismi di autoregolazione e rimedi settoriali, circostanze che rafforzano la tendenza a far coesistere pacificamente i diversi blocchi normativi.

In Germania gli spazi di autoregolazione sono ampi, ma il ricorso al par. 315 BGB può essere considerato una risposta all'incapacità della regolazione e del diritto antitrust di assicurare un adeguato livello di concorrenza.

In Francia si può parlare di rivalità soprattutto per la evidente volontà di circoscrivere l'intervento del regolatore nelle controversie sull'accesso alle reti.

Nell'ordinamento giuridico comunitario, la rivalità è una tendenza di fondo ma sembra non essere frutto di una scelta deliberata bensì la conseguenza

del fatto che il principale strumento di intervento sui contratti è il diritto della concorrenza.

b) Contratti degli utenti residenziali

In questo settore le spinte in direzione della complementarità e della rivalità sono equamente distribuite nelle quattro giurisdizioni europee, a testimonianza del fatto che in quest'ambito emerge con maggiore chiarezza la necessità di delimitare i confini tra diritto generale dei consumatori e disciplina di settore.

Un'ipotesi plausibile è che l'evoluzione delle politiche nazionali in materia di tutela dei consumatori influenzi le regole settoriali.

In Francia è possibile osservare qualche traccia di un processo di trasformazione, dovuto soprattutto ai legami tra protezione degli utenti e principi generali di servizio pubblico.

Nell'ordinamento giuridico comunitario si persegue esplicitamente il tentativo di armonizzare la disciplina di settore con il diritto generale dei consumatori.

c) Regolazione della qualità

Sul versante della regolazione della qualità, la rivalità è la modalità di interazione nettamente dominante. La principale spiegazione è la relativa novità dei problemi sollevati dalla disintegrazione dei monopoli sotto il profilo della distribuzione dei rischi e delle responsabilità. Inoltre, i meccanismi di regolazione della qualità operano sulla base di logiche nettamente divergenti da quelle del diritto comune. Questo cambiamento

produce non pochi conflitti con le tradizionali regole di responsabilità contrattuale ed extracontrattuale.

Le trasformazioni che è possibile osservare in Francia non attengono ad una riconciliazione con il diritto comune, ma alla riduzione delle immunità tradizionalmente riconosciute al monopolista pubblico.

Nell'ordinamento giuridico comunitario, come già rilevato a proposito dei contratti degli utenti residenziali, si persegue esplicitamente il tentativo di armonizzare la disciplina di settore con il diritto generale dei consumatori.

Per quanto riguarda l'esperienza degli Stati Uniti, invece, l'aspetto più significativo è il costante tentativo di assorbire obiettivi, regole e interpretazioni del diritto dei contratti all'interno del processo regolatorio. Per tale ragione si può parlare di un'ibridazione tra i differenti sistemi di regole.

La conclusione tratta dallo studio effettuato è che a uno sguardo complessivo, gli episodi di rivalità appaiono prevalenti per tutti i problemi regolatori esaminati. La complementarità cerca di farsi strada, talvolta attraverso la predisposizione di espliciti meccanismi di raccordo, in altri casi attraverso la netta separazione delle sfere di azione. Infine, la trasformazione appare possibile solo in sistemi di regolazione maturi. Non sorprende, quindi, che le sue manifestazioni siano rare nel settore dell'energia, tutt'ora alla ricerca di equilibri stabili sia in Europa che negli Stati Uniti.

Nel settore dell'energia, i diversi blocchi normativi convivono fianco a fianco, spesso entrano in conflitto, oppure si ignorano e operano seguendo logiche completamente divergenti.

Non si vuole negare che il diritto dei contratti abbia assunto una funzione regolatoria. È evidente che le relazioni contrattuali fra imprese e con i consumatori residenziali sono strutturate in modo da soddisfare sia gli interessi individuali che gli obiettivi generali della promozione della concorrenza.

Tuttavia, allo stato attuale è difficile riconoscere i segni di un cambiamento profondo nel modo in cui si svolge la produzione di regole e l'applicazione di rimedi contrattuali da parte dei legislatori e dei giudici.

Se una direzione di marcia può essere intravista, non si tratta di un'esplicita inclusione degli obiettivi della regolazione nel diritto privato, ma di una soddisfazione di domande di tutela attraverso il rafforzamento e l'estensione della disciplina settoriale.

Invece di una trasformazione del diritto dei contratti, si realizza una trasformazione dei processi amministrativi che selezionano le modalità di intervento sui mercati.

In forma più evidente negli Stati Uniti, ma con alcuni segnali importanti anche in Europa, la salvaguardia dell'autonomia privata diventa un fattore di primo piano allorchè occorra decidere se e come regolare.

Questa nuova forma di mediazione tra interessi pubblici e privati tende a ridurre le distanze ed i conflitti tra i differenti blocchi normativi.

Tuttavia, è prematuro ritenere che ciascun ordinamento abbia sempre a disposizione le risorse istituzionali per realizzare un bilanciamento ottimale.

La selezione degli strumenti di intervento è il risultato di valutazioni che riflettono le connessioni tra i diversi blocchi normativi. Ovviamente, la tradizione giuridica gioca un ruolo di primo piano nel definire la natura e portata di tali connessioni. Quest'ultima considerazione suggerisce che nessun programma di liberalizzazione può avere successo senza un'adeguata analisi del contesto istituzionale in cui i nuovi mercati dovrebbero operare.

II. L'analisi comparata dei sistemi di regolazione.

Si parla di trapianto o circolazione di modelli giuridici per descrivere la principale forma di cambiamento istituzionale.¹⁴⁴

Benché le innovazioni originali non siano del tutto assenti, storicamente il loro ruolo è stato più limitato dei trasferimenti operati sulla base degli esempi preesistenti.

Com'è noto, la circolazione non è un processo meccanico.

L'imitazione è realizzata dal paese ricevente con una varietà di ragioni politiche, economiche e sociali, ma di solito il risultato finale presenta solo una limitata corrispondenza con il modello originario. Spesso l'adattamento è frutto del deliberato tentativo di migliorare il modello o di aumentare le possibilità di integrarlo con altre istituzioni o regole del paese ricevente.

L'analisi comparata dei sistemi di regolazione non è stata oggetto di particolare attenzione nella letteratura di matrice accademica, perché di solito i comparatisti

¹⁴⁴ Per una discussione aggiornata dei risultati raggiunti e dei dibattiti in corso v. M.Graziadei, *Comparative Law and Study of Transplants and Receptions*, in *Oxford Handbook of Comparative Law*, a cura di M. Reimann e R.Zimmermann, Oxford, Oxford University Press, 2006, p. 441.

non sono interessati alla regolazione e gli studiosi di regolazione non sono interessati alla comparazione.¹⁴⁵

Un numero limitato di studi cerca di ricostruire l'influenza delle variabili costituzionali e culturali sulla regolazione.¹⁴⁶

Tuttavia solo alcuni aspetti sono stati oggetto di un esame approfondito, in particolare le autorità indipendenti.

Inoltre, la comparazione giuridica in materia di regolazione non riconosce la necessità di verificare le connessioni con la teoria economica e, in alcuni casi, afferma di voler adottare un punto di vista esclusivamente giuridico.¹⁴⁷

La riluttanza ad occuparsi del tema è determinata da vari fattori, uno dei più importanti dei quali è senza dubbio la convinzione che si tratti di un tema specialistico, come tale non in grado di contribuire in modo significativo alla comprensione delle dinamiche di ciascun ordinamento.

In realtà, il funzionamento di qualsiasi sistema di regolazione è il frutto dell'interazione tra un numero elevato di istituzioni e con differenti branche dell'ordinamento.

La letteratura politologica che si è occupata del confronto tra sistemi di regolazione ha sottovalutato le influenze determinate dalla tradizione giuridica dei

¹⁴⁵ D.J. Gerber, *Comparative Antitrust Law*, in *Oxford Handbook of Comparative Law*, a cura di Reimann e Zimmermann, cit., pag. 1193, osserva che la pretesa dell'analisi economica di identificare leggi universali è uno dei fattori che determina lo scarso interesse degli studiosi di antitrust per la comparazione.

¹⁴⁶ Il riferimento è soprattutto a A. Ogus, *Comparing Regulatory System: Institutions, Processes, and Legal Forms in Industrialised Countries*, in *Leading Issues in Competitions, Regulations and Developments*, a cura di P. Cook et al., Cheltenham, Elgar, 2004, p. 146.

¹⁴⁷ Afferma la necessità di elaborare una nozione giuridica di regolazione, distinta da quella economica, G. Marcou, *Régulation et service public*.

vari paesi coinvolti nella circolazione del modello di regolazione. Al contrario, l'esame delle ipotesi di circolazione dei modelli nel settore dell'energia permette di mettere in luce i vantaggi di un approccio che tenga conto di tale fattore.

Infatti, non tutti i paesi che hanno abbandonato l'organizzazione monopolistica per andare incontro alle liberalizzazioni del settore si sono dotati delle medesime istituzioni, né si è determinata una completa convergenza dal punto di vista dell'organizzazione dei mercati.

Inoltre, non tutti i paesi hanno abbracciato le liberalizzazioni per gli stessi motivi. Alcuni sono stati costretti da pressioni esterne (vincoli comunitari, finanziamenti delle organizzazioni internazionali), altri hanno seguito un calcolo politico.

È interessante anche osservare quali istituzioni, strumenti e regole sono state oggetto di una più ampia circolazione.

Senza dubbio, la costituzione di autorità indipendenti è uno dei trapianti di maggior successo.¹⁴⁸

Tuttavia, anche in questo caso il mero dato evidenziato dall'analisi politologica non permette di valutare il grado di convergenza tra i regolatori dell'energia.

Sembra che la circolazione sia avvenuta per nozioni ad ampio spettro ma il significato che esse hanno assunto negli ordinamenti riceventi è stato in larga misura determinato dalle caratteristiche della tradizione giuridica locale.¹⁴⁹

¹⁴⁸ Secondo D. Levi-Faur, *The Politics of Liberalisation: Privatisation and Regulation for Competition in Europe's and Latin America's Telecoms and Electricity Industries*, in *Eur. J. Pol. Res.*, 42, 2003, p. 705, fino al 2001 il numero complessivo di autorità costituite nel settore elettrico era pari a 57 su 130 paesi esaminati.

¹⁴⁹ Per altri esempi di questo fenomeno v. G. Ajani, *Navigatori e giuristi. A proposito del trapianto di nozioni vaghe, in lo comparo, tu compari, egli compara: che cosa, come, perché?*, a cura di V. Bertorello, Milano, Giuffrè, 2003, p. 3.

Molto interessante è il ruolo che i regolatori giocano nell'ambito del processo di circolazione.

In Europa la costituzione dell'European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) e del Council of European Energy Regulators (CEER) ha facilitato la creazione di una cultura condivisa, la raccolta e diffusione di informazioni, nonché l'elaborazione di documenti diretti ad influenzare l'evoluzione dei sistemi nazionali.

Negli Stati Uniti questo ruolo è affidato alle associazioni di categoria, ad organizzazioni private come il North American Energy Standards Board (NAESB), a rappresentanti dei regolatori statali come il National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) e ad enti dotati di un riconoscimento ufficiale come l'Electricity Reliability Organisation (ERO).

Le reti di regolatori o di organizzazioni private, infatti, sono in grado di selezionare le migliori pratiche, di ridurre i costi di produzione delle regole e di evitare conflitti tra normative tra loro incompatibili.

I vantaggi immediati delle migliori prassi sono di due tipi. In primo luogo, riducono i costi di elaborazione delle regole. In secondo luogo, permettono di ottenere il coordinamento delle attività di una pluralità di regolatori.

In una prospettiva più ampia, l'elaborazione delle migliori prassi rappresenta una concreta attuazione di forme alternative di governante in grado di superare le inadeguatezze della tradizionale regolazione di stampo gerarchico in contesti

caratterizzati da elevata incertezza e interdipendenza tra un elevato numero di attori pubblici e privati.¹⁵⁰

Tale approccio, tuttavia, è foriero di rilevanti inconvenienti.

Appare più lungimirante la scelta di affiancare l'analisi giuridica della regolazione all'analisi economica. L'approccio interdisciplinare, infatti, compensa le reciproche debolezze delle due discipline.

Una prospettiva esclusivamente giuridica rischia di apparire irrilevante per le scelte relative alla regolazione nei mercati dell'energia, strettamente legate alle ripercussioni sulla concorrenza di ogni fenomeno regolatorio. Inoltre, la cultura prevalente dei regolatori è chiaramente ispirata alle discipline economiche.

Negli ultimi anni il tema della connessione tra crescita, funzionamento dei mercati e istituzioni ha occupato una posizione centrale negli studi economici.¹⁵¹

Nella medesima direzione si muove la letteratura sui mercati dell'energia. È ormai del tutto abituale l'affermazione secondo cui il contesto istituzionale è uno dei fattori determinanti per il successo delle liberalizzazioni.

Il nodo cruciale è l'identificazione dei dati istituzionali (regole, procedure e decisori pubblici o privati) che siano definibili con sufficiente precisione e, nello stesso tempo, appaiano rilevanti per il funzionamento di un sistema giuridico o di un settore.

¹⁵⁰ V. O.Loberl, *The Renew Deal: The Fallo f Regulation and the Rise of Governance in Contemporary Legal Thought*, in *Minn. L. Rev.*, 89, 2004, p. 262.

¹⁵¹ V. le rassegne di S.L. Engerman e K.L. Sokoloff, *Debating the Role of Institutions in Political and Economic Development: Theory, History, and Findings*, in *Ann. Rev. Pol. Sc.*, n. 11, 2008, p. 119.

Occorre, in altri termini, dirigere l'attenzione verso una ricostruzione più dettagliata del quadro istituzionale, che permetta di confrontare le soluzioni adottate in ogni paese e di misurare il loro impatto sul funzionamento dei mercati.

La valutazione della rilevanza che determinate regole o istituzioni assumono in un particolare ordinamento non può essere effettuata con i metodi della comparazione giuridica. Solo questo genere di analisi consente di stabilire quali problemi si presentino nei mercati di paesi diversi e quale risposta ricevano.

Per giungere a una migliore comprensione delle dinamiche della liberalizzazione, la tradizionale lista di raccomandazioni per la costruzione dei mercati, proposta dalla letteratura economica, dovrebbe essere affiancata da una descrizione delle istituzioni necessarie per raggiungere gli obiettivi della regolazione.

Non sembra utile identificare modelli ideali da utilizzare come termini di confronto.

È necessario, invece, ricostruire i processi decisionali dei soggetti direttamente coinvolti nel funzionamento dei mercati, nonché le interdipendenze fra le istituzioni collocate ai diversi livelli del sistema di regolazione.

Attraverso questo approccio è possibile chiarire le connessioni tra scelte regolatorie e performance dei mercati, nonché stabilire con maggiore precisione le aree di convergenza e divergenza tra stili di regolazione in Europa e Stati Uniti.

III. Contratto e concorrenza come relazioni interdipendenti.

L'analisi della relazione tra disciplina del contratto e interventi di promozione della concorrenza serve a stabilire l'impatto della regolazione sul comportamento

delle parti e sui mercati in cui operano. Inoltre, consente di orientare le scelte in materia di distribuzione dei poteri di intervento

Nel ricostruire questo tema, cioè nel valutare i legami tra la dimensione puramente interna del rapporto contrattuale e la proiezione verso l'esterno dei suoi effetti, con possibili ricadute per il funzionamento dei mercati, la letteratura giuridica propone, in prima approssimazione, due posizioni dottrinali.

La prima stabilisce una netta suddivisione di ruoli tra diritto dei contratti e tutela della concorrenza.

Laddove il primo non riesca a reagire contro le distorsioni della concorrenza con i suoi strumenti tradizionali, la seconda potrebbe contare sulle clausole generali del diritto antitrust, riempite di contenuto attraverso l'analisi economica, nonché su un'autorità indipendente dotata di competenze specialistiche.

In questa prospettiva, il diritto antitrust serve a completare il diritto civile e sopperisce alle sue debolezze.¹⁵²

La seconda posizione dottrinale cerca di ricostruire i rapporti tra contratto e mercato descrivendo le trasformazioni, già avvenute o possibili, delle tradizionali nozioni privatistiche a cominciare dall'autonomia privata.

Si osserva, ad esempio, che la valutazione dell'attività contrattuale deve essere condotta sulla base degli effetti che produce per il mercato in cui le parti operano.

La libertà di contrarre è conformata dall'obiettivo di garantire la concorrenza.

¹⁵² V., ad esempio, C. Osti, *Nuovi obblighi a contrarre*, Torino, Giappichelli, 2004. Di una suddivisione dei ruoli parla anche M. Granieri, *Il tempo e il contratto*, Milano, Giuffrè, 2007, pp. 190 ss.

Il contenuto delle clausole è valutato non dal punto di vista degli interessi delle parti, ma del più ampio contesto economico in cui sono inserite.¹⁵³

In termini analoghi, si propone di utilizzare i criteri di interpretazione del contratto o le clausole generali del diritto privato in modo da favorire i significati che possano incrementare l'impatto pro concorrenziale degli accordi.

Secondo un'altra ricostruzione, i contratti con finalità anticoncorrenziali sarebbero nulli per illiceità della causa anche al di fuori del campo di applicazione del diritto antitrust.¹⁵⁴

Il tentativo di stabilire una continuità tra diritto dei contratti e tutela della concorrenza rischia di perdere di vista la necessità di un bilanciamento tra dimensione interna ed esterna della relazione contrattuale.

Spesso, infatti, il diritto dei contratti ignora (o non è in grado di considerare) le ragioni del mercato. Specularmente, i regolatori di settore rifiutano di adottare l'interpretazione tradizionale delle regole privatistiche.

Anche il confronto con altre esperienze mostra che spesso la complementarietà è difficile da conseguire.

Pertanto, occorre predisporre criteri che permettano di coordinare autonomia privata e tutela della concorrenza.

L'analisi condotta sui mercati dell'energia mostra le numerose incertezze nei rapporti tra investimenti, innovazione e tutela della concorrenza.

¹⁵³ V. A. Zoppini, *Autonomia contrattuale, regolazione del mercato, diritto della concorrenza*, in *Contratto e antitrust*, a cura di G. Olivieri e A. Zoppini, Roma-Bari, Laterza, 2008, p. 3

¹⁵⁴ V. M. Libertini, *Autonomia privata e concorrenza nel diritto italiano*, in *Riv. dir. comm.*, 2002, parte I, p. 433

È necessario, quindi, domandarsi se l'interazione tra contratto e concorrenza possa essere collocata su basi teoriche più solide.

Sono percorribili diverse vie.

Una proposta recente suggerisce di rileggere gli interventi comunitari in materia contrattuale alla luce di alcuni principi che permettono di ricostruire un quadro coerente.¹⁵⁵

È stata così elaborata l'idea di un "diritto dei contratti competitivo", i cui principi sono rintracciabili sia nella legislazione sui consumatori che, in modo meno esplicito ma sicuramente rilevante, negli interventi comunitari sui contratti delle imprese.¹⁵⁶

Il vantaggio di questo approccio è di offrire una chiara rappresentazione sulle tendenze di fondo del diritto europeo e sugli effetti che ne derivano per i diritti nazionali.

L'aspetto meno soddisfacente è la mancanza di criteri per l'identificazione di un equilibrio tra dimensione individuale e collettiva, dal momento che questo compito non può essere affidato esclusivamente alla giurisprudenza della Corte di Giustizia.

Alcune riflessioni offerte dalla teoria economica del contratto, dirette a mettere in luce l'interdipendenza tra dimensione interna del rapporto e funzionamento dei

¹⁵⁵ H.-W. Micklitz, *The Concept of Competitive Contract Law*, in *Penn. St. Int'l. Rev.*, 23, 2005, p. 549

¹⁵⁶ In particolare, si individuano sette elementi costitutivi del diritto dei contratti competitivo. Fra questi, il carattere strumentale della protezione accordata al consumatore, garantita solo laddove serve a realizzare l'obiettivo del mercato unico; le regole sulla trasparenza, non riferite solo ai rapporti tra le parti, ma alla disponibilità di informazioni che permettono di selezionare le opzioni più convenienti sul mercato; l'equità del contratto intesa come assenza di discriminazioni anticoncorrenziali.

mercati, consentono di ritenere che la ricerca di un equilibrio tra autonomia privata e obiettivi della regolazione passa necessariamente per una distribuzione dei poteri di intervento basata sul criterio della comparazione delle competenze istituzionali.

La letteratura economica propone dei modelli fondati sulla distinzione tra rivalità contrattuale, diretta verso la controparte, e rivalità di mercato, diretta nei confronti dei concorrenti.

Il principale effetto degli interventi regolatori è di limitare la capacità delle parti di ridurre le possibilità alternative di contrattazione. Al contrario, si cerca di rafforzare le *outsider options* di coloro che non dispongono di potere di mercato. In alcuni casi, le alternative non esisterebbero in assenza dell'intervento del regolatore: si pensi alle regole sull'accesso di terzi alle reti, che consentono di raggiungere mercati altrimenti monopolizzati dal proprietario dell'infrastruttura.

I temi di ricerca esulano dei limiti del presente lavoro, se ne voluto semplicemente fare cenno in conclusione.

Glossario e riferimenti

Clients: Clienti sono le imprese o società di distribuzione, gli acquirenti grossisti e gli acquirenti finali di energia elettrica.

- Cliente finale è la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.
- Cliente grossista è la persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione nei Paesi dell'Unione europea.
- Cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del decreto 79/1999, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.¹⁵⁷
- Cliente vincolato è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza.¹⁵⁸

Decreto Bersani: D.Lgs. 16 marzo 1999 n. 79

Direttive elettricità:

- prima direttiva elettricità: Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, pubblicata in G.U.CE il 30 gennaio 1997, n. L 27;
- seconda direttiva elettricità: Direttiva 2003/54/CE del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in G.U.CE L 176/37 del 15 luglio 2003 (abroga la direttiva 96/92/CE)
- terza direttiva elettricità: Direttiva 2009/72/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in Gu legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 55–93 (abroga la Direttiva 2003/54/CE) – deve essere recepita dagli Stati membri entro il 3 marzo 2011

Direttive gas:

- prima direttiva gas: Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, pubblicata in G.U.CE L 204 del 21 luglio 1998, p. 1

¹⁵⁷ Cfr. art. 14, d.lgs. 79/1999 ,come modificato dall'articolo unico della legge 23 agosto 2004, n. 239: "A decorrere dal 1° luglio 2004, è cliente idoneo ogni cliente finale non domestico". "A decorrere dal 1° luglio 2007, è cliente idoneo ogni cliente finale".

¹⁵⁸ Cfr. art. 14, d.lgs. 79/1999 ,come modificato dall'articolo unico della legge 23 agosto 2004, n. 239: "I clienti vincolati che alle date di cui ai commi 5-ter, 5-quater e 5-quinquies diventano idonei hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura, come clienti vincolati, con modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Qualora tale diritto non sia esercitato, la fornitura ai suddetti clienti idonei continua ad essere garantita dall'Acquirente unico Spa"

- seconda direttiva gas: Direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, in G.U.CE L 176/37 del 15 luglio 2003 (abroga la direttiva 98/30/CE)
- terza direttiva gas: Direttiva 2009/73/CE, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, in G.U.CE L 211 del 14 agosto 2009, pagg. 94–136 (abroga la Direttiva 2003/55/Ce) – deve essere recepita dagli Stati membri entro il 3 marzo 2011

Dispacciamento:

- Servizio di dispacciamento: servizio finalizzato al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, con i necessari margini di riserva. Il servizio consiste nell' "attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari".¹⁵⁹
- Attività di dispacciamento: attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Distributore: Il soggetto che esercita in concessione, ai sensi dell'art. 9 del d. lgs. n. 79/99, il servizio di distribuzione per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione.

Distribuzione: Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.¹⁶⁰

Libro verde – “Per una politica energetica dell’Unione europea”: approvato nel gennaio 1995

Libro bianco – “Una politica energetica per l’Unione Europea”: approvato nel dicembre 1995

Libro verde per una strategia comunitaria – “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili”: approvato nel novembre 1996

Libro bianco per una strategia e un piano d’azione della Comunità – “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili”: approvato nel novembre 1997

Libro verde – “Verso una strategia europea di sicurezza dell’approvvigionamento energetico”: approvato nel novembre 2000

Libro verde – “Sull’efficienza energetica: fare di più con meno”: approvato a Bruxelles dalla Commissione delle Comunità Europee il giorno 22/05/2005

¹⁵⁹ Cfr. art. 2, comma 10°, d.lgs. 79/1999

¹⁶⁰ Cfr. art. 2, comma 14°, d.lgs. 79/1999

Libro verde – “Una strategia europea per un’energia sostenibile, competitiva e sicura”: approvato a Bruxelles dalla Commissione delle Comunità Europee il giorno 08/03/2006

Libro verde della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni – “L’adattamento ai cambiamenti climatici in Europa – quali possibilità di intervento per l’U.E.”: approvato nel giugno 2007

Libro bianco – “L’adattamento ai cambiamenti climatici: verso un quadro d’azione europeo”: approvato nel aprile 2009

Terzo Pacchetto Energia: insieme di disposizioni pubblicate il 14 agosto 2009 nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea che modificano l’attuale assetto normativo comunitario relativo al mercato energetico europeo, al fine di rafforzarne l’integrazione e promuovere l’efficienza energetica.

Il Terzo Pacchetto Energia si compone di cinque misure normative:

- 1) Il Regolamento (Comunità Europea) n. 713/2009, che istituisce un’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia (Gazzetta Ufficiale legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 1–14).
- 2) La Direttiva 2009/72/Ce, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/Ce (Gu legge 211 del 14 agosto 2009, pagine 55–93) (“Direttiva Elettricità”).
- 3) La Direttiva 2009/73/Ce, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/Ce (Gu L 211 del 14 agosto 2009, pagg. 94–136) (“Direttiva Gas”).
- 4) Il Regolamento (Ce) n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (Ce) n. 1228/2003 (Gu legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 15–35) (“Regolamento Elettricità”).
- 5) Il Regolamento (Ce) n. 715/2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (Ce) n. 1775/2005 (Gu legge 211 del 14 agosto 2009, pagg. 36–54) (“Regolamento Gas”).

Le disposizioni contenute nelle Direttive Elettricità e Gas devono essere recepite negli ordinamenti degli Stati membri entro il 3 marzo 2011. Un diverso termine è previsto, invece, per le disposizioni di tali Direttive in materia di unbundling (3 marzo 2013).

Trasmissione:

- Servizio di trasmissione: È il servizio di trasporto e trasformazione sulla rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica dalle centrali di produzione e dalle linee di interconnessione con l’estero alle reti locali di

distribuzione.¹⁶¹ Il servizio comprende le attività di connessione, sviluppo, esercizio e manutenzione della rete.

- Attività di trasmissione: Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete. Dell'attività di trasmissione fanno parte: a) la gestione unificata della RTN e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999; b) la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo; c) l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.

¹⁶¹ Cfr. art. 2, comma 20°, d.lgs. 79/1999, che contiene la seguente definizione: *“Rete di trasmissione nazionale è il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente”*.

Bibliografia

- G. Ajani, *Navigatori e giuristi. A proposito del trapianto di nozioni vaghe, in lo comparo, tu compari, egli compara: che cosa, come, perché?*, a cura di V. Bertorello, Milano, Giuffrè, 2003
- F. Balducci Romano, *L'accesso alle reti nel diritto della concorrenza*, Forum, Udine, 2007.
- F. Bastianelli, *La politica energetica dell'Unione Europea e la situazione in Italia*, in *La Comunità Internazionale*, 2006, 3
- G. Bellantuono, *Contratti e regolazione nei mercati dell'energia*, Il Mulino, 2009
- F. Benvenuti, *Evoluzione giuridica del settore elettrico*, in *Rass. giur. en. elettr.*, 1995
- J. Bergougnoux, *Electricité de France: peu de risqué de dérégulation*, in *Rev. des Affaires Européennes*, 1994, n. 2
- F. Cafaggi e H. Muir Watt, *The Making of European Private Law: Regulating and Governance Design*, Working Paper, 2006
- Giacinto della Cananea, *L'organizzazione comune dei regolatori per l'energia elettrica e il gas*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Comunitario*, 2004
- V. G. Cervigni - M. D'Antoni, *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione*, Roma 2001
- M. Clarich, *La tutela dell'ambiente attraverso il mercato*, in www.giustizia-amministrativa.it/documentazione/Clarich_Ambiente_mercato.htm, 2007
- A. Colavecchio, *L'energia elettrica. Profili pubblicistici*, Bari 2003
- H. Collins, *Regulating Contracts*, Oxford University Press, 1999
- S.L. Engerman e K.L. Sokoloff, *Debating the Role of Institutions in Political and Economic Development: Theory, History, and Findings*, in *Ann. Rev. Pol. Sc.*, n. 11, 2008
- M. Graziadei, *Comparative Law and Study of Transplants and Receptions*, in *Oxford Handbook of Comparative Law*, a cura di M. Reimann e R. Zimmermann, Oxford, Oxford University Press, 2006
- L. Kramer, *Manuale di diritto comunitario dell'ambiente*, Milano, 2002;
- D. Levi-Faur, *The Politics of Liberalisation: Privatisation and Regulation for Competition in Europe's and Latin America's Telecoms and Electricity Industries*, in *Eur. J. Pol. Res.*, 42, 2003

- M. Libertini, *Autonomia privata e concorrenza nel diritto italiano*, in *Riv. dir. comm.*, 2002
- O. Loberl, *The Renew Deal: The Fallo f Regulation and the Rise of Governance in Contemporary Legal Thought*, in *Minn. L. Rev.*, 89, 2004
- G. Marcou, *Droit de la régulation, service public et intégration régionale*, L'Harmattan, 2005
- G. Marzi-L. Prosperetti-E. Putzu, *La regolazione dei servizi infrastrutturali*, Bologna 2001
- H.-W.Micklitz, *The Concept od Competitive Contract Law*, in *Penn. St. Int'L. Rev.*, 23, 2005
- R. Monaco, *Comunità Europea del carbone e dell'acciaio(CECA)*, in *Enc. Giur.*, VII, Roma, 1988
- B. Moretti, *La nazionalizzazione dell'industria elettrica in Francia, in Inghilterra e in Italia con particolare riguardo alla determinazione e alla corresponsione degli indennizzi*, in *Foro amm.*, 1968, III
- A. Ogus, *Comparating Regulatory System: Institutions, Processes, and Legal Forms in Industrialised Countries*, in *Leading Issues in Competitions, Regulations and Developments*, a cura di P. Cook et al., Cheltenham, Elgar, 2004
- C. Osti, *Nuovi obblighi a contrarre*, Torino, Giappichelli, 2004. Di una suddivisione dei ruoli parla anche M. Granieri, *Il tempo e il contratto*, Milano, Giuffrè, 2007
- C. Poletti, *Riforma del mercato elettrico: quando il rimedio può essere peggio del male*, in www.iefe.unibocconi.it
- G. Rossi, *Il settore dell'energia nel contesto europeo, problemi giuridici ed istituzionali*, in D. Velo (a cura di), *La cooperazione rafforzata e l'Unione Economica. La politica europea dell'energia*, Milano, 2007
- E. Scotti, *Il pubblico servizio. Tra tradizione nazionale e prospettive europee*, Padova, 2003T. Scovazzi, *Carbone e acciaio nel diritto comunitario*, in *Dig. Disc. Pubbl.*, II, Torino, 1987;
- G. Teubner, *After Privatisation? The Many Autonomies of Private Law*, in *From Dissonance to Sense: Welfare State Expectations, Privatisation and Private Law*, a cura di T.Wilhelmsson e S.Hurri, Aldershot, Ashgate, 1999
- F. Vetrò, *il servizio pubblico a rete*, Giappichelli editore, Torino 2005

F. Vetrò, *La regolazione pubblica del mercato elettrico*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Comunitario*, 2003.

A. Zoppini, *Autonomia contrattuale, regolazione del mercato, diritto della concorrenza*, in *Contratto e antitrust*, a cura di G. Olivieri e A. Zoppini, Roma-Bari, Laterza, 2008.

G. B. Zorzoli, *Stano mercato quello elettrico*, Lorenzo Barbera editore, Trento, 2008.