

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI TRIESTE

Sede Amministrativa del Dottorato di Ricerca

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DEL PIEMONTE

ORIENTALE "A. Avogadro"

Sede Convenzionata

**XXIII CICLO DEL DOTTORATO IN
DIRITTO ED ECONOMIA DEI BENI E DELLE FONTI DI
ENERGIA**

*"Gli strumenti di incentivazione all'energia elettrica prodotta da
fonti rinnovabili. A proposito del recepimento della Direttiva
2009/28/CE"*

Settore scientifico-disciplinare IUS/10

Dottoranda
Simona Balzano

Responsabile del Dottorato di
Ricerca

Ch.mo Prof. A. Crismani
Università degli Studi di Trieste

Relatore
Ch.ma Prof.ssa Roberta Lombardi
Università degli Studi
del Piemonte Orientale

ANNO ACCADEMICO 2009/2010

**Il sistema di incentivazione nazionale dell'energia elettrica
prodotta da fonti rinnovabili.
A proposito del recepimento della Direttiva 2009/28/CE.**

**Capitolo I - Il ruolo delle fonti di energia rinnovabile nella politica
energetica europea e nazionale**

1. *Fonti energetiche rinnovabili ed esigenze di sviluppo sostenibile. Il Protocollo di Kyoto.....1*
2. *La Carta europea dell'energia, il Trattato e il Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati.....11*
3. *La politica europea nel settore energetico.....16*
4. *Il nuovo pacchetto di direttive: la politica europea più recente in tema di energia rinnovabili.....22*
5. *(Segue) La direttiva 2009/28/CE e suoi effetti sulle politiche energetiche nazionali.....27*

**Capitolo II - I soggetti istituzionali del sistema di incentivazione alla
produzione energetica da fonti rinnovabili: ruoli e poteri**

1. *L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e la sua natura di autorità indipendente.....34*
 - 1.1. *Analisi del ruolo e delle attività dell'Aeeg nell'ambito del mercato dell'energia elettrica e del gas.....47*
 - 1.2. *Le funzioni esercitate dall'Aeeg nello specifico ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili: a) attività di regolazione.....67*
 - 1.3. *(Segue): b) attività di controllo e sanzionatoria.....70*
 - 1.4. *(Segue): c) attività di segnalazione.....74*
 - 1.5. *(Segue): d) attività giurisdizionale.....76*

2. <i>Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE): soggetto attuatore del sistema di incentivazione nazionale</i>	85
2.1. <i>L'attività di qualificazione e certificazione svolta dal GSE</i>	88
2.2. <i>Il ruolo del GSE nell'ambito dell'incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici</i>	92
2.3. <i>GSE e mercato dei Certificati Verdi (CV)</i>	94
2.4. <i>L'attività di ritiro dell'energia svolta dal GSE</i>	98
2.4.1. <i>(Segue) La tariffa omnicomprensiva</i>	99
2.4.2. <i>(Segue) Il Provvedimento CIP6/92</i>	100
2.4.3. <i>(Segue) Il ritiro dedicato</i>	102
2.4.4. <i>(Segue) Lo scambio sul posto</i>	103
2.5. <i>Le attività di supporto del GSE ex art. 27 della Legge 99/2009 e la sua partecipazione ad organizzazioni internazionali</i>	104
3. <i>La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) nel panorama delle Casse di Conguaglio nazionali</i>	107
3.1. <i>L'attività istituzionale della CCSE</i>	110
3.2. <i>(Segue) Le funzioni a carattere amministrativo-contabile</i>	113
3.3. <i>(Segue) Le funzioni di accertamento</i>	114
3.4. <i>Il ruolo della CCSE nell'ambito delle politiche energetiche connesse alle fonti rinnovabili</i>	115

Capitolo III - Gli strumenti economici di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

1. <i>Premessa. Nozione giuridica di incentivo economico</i>	118
2. <i>Dal CIP/6 ai certificati verdi: caratteristiche comuni e tratti distintivi</i>	124
2.1. <i>(Segue) I certificati verdi tra diritto e mercato</i>	131

2.2. (Segue) L'iscrizione dei certificati verdi nei "conti proprietà" tenuti dal Gestore dei Servizi Energetici.....	139
2.3. (Segue) Ipotesi ricostruttiva della natura dei certificati verdi quali titoli di credito.....	141
2.4. I certificati verdi e i limiti di applicazione del regime dei diritti reali.....	144
3. Il meccanismo delle tariffe onnicomprensiva.....	146
4. Il c.d. Terzo Conto Energia per il fotovoltaico.....	148

Capitolo IV - Il recepimento della Direttiva 2009/28/CE: tra esigenze di semplificazione delle procedure di autorizzazione e nuovi meccanismi di incentivazione

1. Premessa.....	152
------------------	-----

Parte I: le procedure di autorizzazione alla realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili

1. Il regime di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003.....	155
2. Il procedimento unificato.....	162
3. L'assenza delle linee guida nazionali e gli interventi chiarificatori della Corte Costituzionale.....	164
4. L'approvazione delle linee guida nazionali per l'autorizzazione unica: il DM 10 settembre 2010.....	173
5. La Direttiva 2009/28/CE e lo schema di decreto legislativo di recepimento.....	178

Parte II: la riforma del sistema di incentivazione per le fonti

rinnovabili nel settore elettrico

<i>1. Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili.....</i>	<i>184</i>
<i>2. Il nuovo regime di incentivazione proposto dallo schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2009/28/CE.....</i>	<i>188</i>
<i>3. La gestione del regime di transizione dai certificati verdi al sistema tariffato.....</i>	<i>191</i>
<i>4. (Segue) Gli effetti dell'applicazione del regime dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.....</i>	<i>195</i>
<i>5. Considerazioni conclusive.....</i>	<i>200</i>
Bibliografia.....	205

Capitolo I

Il ruolo delle fonti di energia rinnovabile nella politica energetica europea e nazionale

SOMMARIO: *1. Fonti energetiche rinnovabili ed esigenze di sviluppo sostenibile. Il Protocollo di Kyoto. - 2. La Carta europea dell'energia, il Trattato sulla Carta dell'energia e il Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati. - 3. La politica europea nel settore energetico. - 4. Il nuovo pacchetto di direttive: la politica europea più recente in tema di energia rinnovabili. - 5. (Segue) La direttiva 2009/28/CE e suoi effetti sulle politiche energetiche nazionali.*

1. Fonti energetiche rinnovabili ed esigenze di sviluppo sostenibile. Il Protocollo di Kyoto.

E' noto che una società, per sua stessa natura, tende inevitabilmente ad un sempre maggiore sviluppo economico, tale da garantire più elevati *standard* di qualità della vita ai suoi consociati. Tale processo, tuttavia, rischia – laddove non adeguatamente regolato – di ridursi alla mera soddisfazione di sempre nuove esigenze materiali dell'uomo, attraverso una produzione incontrollata di beni e servizi che finisce per porsi in conflitto con aspetti di fondamentale rilevanza, primo fra tutti la tutela dell'ambiente.

Da tempo, ormai, coloro che si occupano di tale tematica concordano nel sostenere la necessità che lo sviluppo di una società debba avvenire attraverso tempi e modalità compatibili con la conservazione delle risorse ambientali: in altri termini, si osserva come sia essenziale che siano tenute in debito conto le esigenze di sviluppo della presente generazione senza

però compromettere la capacità delle generazioni future di soddisfare i propri bisogni (solidarietà intergenerazionale). In una concezione più moderna di tale principio la politica si deve far carico anche delle esigenze delle regioni e delle classi sociali arretrate (solidarietà sociale), nonché dei paesi meno favoriti del pianeta (solidarietà internazionale). Lo sviluppo è dunque sostenibile se consente l'accesso globale alle risorse e la loro equa distribuzione, nonché se garantisce la capacità di rigenerazione e di sostegno dinamico degli equilibri ecologici¹.

¹ Il concetto di sviluppo sostenibile viene proposto per la prima volta nella Conferenza sulla Biosfera di Parigi (1968) ed è ufficializzato a Stoccolma nel 1972 in occasione della Conferenza delle Nazioni Unite sull'Ambiente Umano. La nozione di sviluppo sostenibile viene poi ripresa nel 1987 nel noto *Informe Brundtland*, dove si sostiene addirittura che la sopravvivenza ed il benessere umano dipendono dalla circostanza che lo sviluppo sostenibile assuma una rilevanza mondiale quale principio non solo economico, ma anche etico. I più importanti avvenimenti internazionali in cui ci si è occupati di sviluppo sostenibile sono: la Conferenza delle Nazioni Unite tenutasi a Rio nel 1992 e il vertice di Johannesburg del 2002. Il risultato del primo avvenimento è la cosiddetta "Agenda 21" (da ventesimo secolo) con la quale si prospetta: il risanamento delle economie in via di sviluppo attraverso le tecnologie ambientali; l'eliminazione della povertà, indicata come causa principale anche dei danni all'ambiente, la salvaguardia delle risorse naturali primarie e del suolo; lo sviluppo di una educazione ambientale in tutti i Paesi. Il risultato del secondo incontro è rappresentato dal *Plan of implementation*, documento programmatico non vincolante (soft-law). Una delle caratteristiche di tale ultimo strumento è quello di aver affiancato, accanto allo sviluppo sostenibile dell'ambiente e dell'economia, anche lo sviluppo sociale, attraverso l'attenzione alle fasce più deboli della popolazione.

La dottrina ha da tempo sottolineato che la sostenibilità deve, in realtà, essere indagata sotto molteplici dimensioni: sociale, economica, ecologica, geografica e culturale. Affinché, tuttavia, la politica di tutela ambientale fondata sul principio di sostenibilità non si riveli un mero slogan e possa avere una chance di attuazione, è necessario ridurre il più possibile l'entità del sacrificio necessario, attraverso la messa a disposizione di tecnologie avanzate in grado di limitare l'impatto dell'inevitabile progresso umano sull'ambiente.

In dottrina sul principio di sviluppo sostenibile v. R. LOMBARDI, *La tutela delle posizioni giuridiche meta-individuali nel processo amministrativo*, Torino, 2008, G. DI PLINIO, P. FIMIANI, *Principi di diritto ambientale*, Milano, 2002, M. MAZZAMUTO, *Diritto dell'ambiente e sistema comunitario delle libertà economiche*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. comunit.*, 2009, 6, 1571, S. SALARDI, *Il diritto internazionale in materis di sviluppo sostenibile. Quali progressi dopo Rio?*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2008, 3-4, 658 ss., M. LUCANI, *Generazioni future, distribuzione temporale della spesa pubblica e vincoli costituzionali*, in *Dir. e Soc.*, 2008, 2, 145 ss., F. FRACCHIA, F. MATTASSOGLIO, *Lo sviluppo sostenibile alla prova: la disciplina di VIA e VAS alla luce del D.Lgs. 152/2006*, in *Riv. trim.dir. pubbl.*, 2008, 1, 121 ss., V. PARISIO, *Protezione dell'ambiente, sviluppo sostenibile e controllo giurisdizionale*, in *Riv. giur. urb.*, 2006, 4, 527 ss., R. FERRARA, *I principi comunitari della tutela dell'ambiente*, in *Dir. amm.*, 2005, 3, 509 ss.

Ciò premesso, è evidente che il settore energetico riveste un ruolo di notevole rilievo in una prospettiva di piena realizzazione delle tre dimensioni dello sviluppo sostenibile (ambientale, economica e sociale). L'energia, infatti, costituisce una fonte di sviluppo essenziale per l'essere umano: la fruizione dei servizi energetici di base rappresenta l'elemento cardine per migliorare notevolmente la qualità della vita di gran parte della popolazione mondiale, attualmente arretrata, che necessita di energia per usufruire di scuole, di strutture ospedaliere, nonché per il riscaldamento degli edifici e per la conduzione delle attività imprenditoriali.

D'altra parte, i processi di produzione dell'energia e lo sfruttamento indiscriminato delle fonti energetiche tradizionali rischiano di arrecare gravi danni non solo nei confronti dell'ambiente *ex se* (ad es. drastica riduzione delle risorse naturali primarie) ma anche nei confronti della salute (in termini di inquinamento atmosferico) e, in tale contesto, l'avvento sulla scena industriale di nuovi Paesi che registrano un vertiginoso *boom* economico, non fa che aumentare i rischi evidenziati.

Al fine di conciliare lo sviluppo energetico con la tutela della salute e del patrimonio ambientale ed il continuo progresso della società, pertanto, emerge la necessità di incrementare forme di evoluzione del settore energetico alternative rispetto a quelle basate sullo sfruttamento delle fonti convenzionali. Quest'ultimo, infatti, oltre che causare la continua erosione delle risorse esauribili, delle quali non si conosce l'effettiva disponibilità in termini di quantità, provoca costi ambientali elevatissimi. Lo sviluppo delle tecnologie di sfruttamento delle fonti di energia alternative rappresenta, dunque, la risorsa dalla quale la politica energetica internazionale è chiamata ad attingere per raggiungere risultati soddisfacenti nella tutela dell'ambiente e dello sviluppo sociale, economico e tecnologico della società, nel pieno rispetto del principio dello sviluppo sostenibile.

Attualmente il panorama dei provvedimenti di rango internazionale che disciplinano il settore dell'energia rinnovabile è piuttosto esiguo, anche a causa di interessi economici privati che hanno spinto, e continuano a spingere, per l'impiego delle fonti di energia tradizionali. Quanto si è osservato precedentemente e il sempre crescente interesse della comunità internazionale ad un'evoluzione del settore energetico coerente con il principio dello sviluppo sostenibile, tuttavia, sembrano far presagire che in un non lontano futuro possa realizzarsi un incremento della disciplina dell'energia rinnovabile, sia a livello internazionale che interno.

E' necessario, al riguardo, osservare che, attesa la rilevanza essenzialmente nazionale della materia dell'energia, gli atti di rango internazionale che vengono in rilievo riguardano, generalmente, ambiti diversi (come, ad esempio, quello della tutela ambientale) e contengono solo alcune specifiche disposizioni in tema di energia rinnovabile. E' questo il caso del Protocollo di Kyoto (su cui v. *infra*), che rappresenta, allo stato attuale, la normativa principale a livello internazionale contenente alcune prescrizioni volte all'incremento dello sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili. Come si avrà modo di analizzare più dettagliatamente nel seguito della trattazione, infatti, il Protocollo di Kyoto ha come scopo fondamentale la lotta al cambiamento climatico attraverso la limitazione delle emissioni nocive in atmosfera e solo indirettamente rileva per la materia oggetto del presente studio.

Diverso è il discorso con riferimento alla disciplina a livello europeo, ovvero proveniente da specifiche organizzazioni internazionali, nei cui ambiti è possibile rinvenire alcuni atti dedicati direttamente alla disciplina del settore energetico². La ragione della stessa esistenza di tali

² Si ricorda, a titolo meramente esemplificativo, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) cui aderiscono 26 Paesi industrializzati con lo scopo di coordinare e armonizzare le rispettive politiche energetiche. Tra le finalità che tale organismo si pone vi è, in primo

organizzazioni risiede, infatti, nel perseguimento degli interessi energetici degli Stati che ne fanno parte, ovvero, come nel caso dell'Unione Europea, di numerosi interessi tra i quali rientra anche la tutela dell'ambiente e gli strumenti per perseguirla, non da ultimo l'incremento dello sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili.

Nell'esaminare la disciplina della produzione di energia da fonti rinnovabili appare, dunque, opportuno, prendere le mosse dall'analisi dei principali atti internazionali in materia³. Quelli di maggior rilievo sono senza dubbio rappresentati dalla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici⁴ e dal già citato Protocollo di Kyoto, entrambi, invero, volti precipuamente a contenere le emissioni nocive nell'atmosfera terrestre. La Convenzione, in particolare, si pone come obiettivo il contenimento dei gas che causano l'effetto serra, affinché la concentrazione degli stessi rimanga ad un livello idoneo a prevenire rischiose alterazioni del

piano, la riduzione della dipendenza dal petrolio attraverso la promozione di una maggiore efficienza energetica e di fonti di energia alternativa.

³ L'esistenza di atti di rango internazionale contenenti prescrizioni in materia energetica, nonostante la dimensione essenzialmente nazionale della materia, trova la sua giustificazione nel già accennato rapporto che lega indissolubilmente lo sviluppo energetico al settore della tutela dell'ambiente. Ciò posto, è convinzione comune che le tematiche ambientali, oggi, non possono essere indagati limitatamente ad una o più nazioni, essendo sempre maggiori i processi di interdipendenza tra Paesi: i rischi di politiche economiche poco attente alla questione ambiente si estendono ovviamente anche ai Paesi confinanti (si pensi alle piogge acide o alle emissioni radioattive).

⁴ Adottata a New York nel maggio 1992 e firmata a Rio de Janeiro nell'ambito della Conferenza delle Nazioni Unite su Ambiente e Sviluppo (UNCED 1992). In generale, sulla Convenzione quadro sui cambiamenti climatici cfr. P. SANDS, *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, in *Review of European Community and International Environmental Law*, 1992, 270; D. BODANSKY, *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, in *Yale Journal of International Law*, 1993, 518 ss; E. NILSSEN, B. PITT, *Protecting the atmosphere. the Climate Change Convention and its content*, London, 1994; J. GUPTA, *The Climate Change Convention and developing countries: from conflict to consensus?*, Boston, London, 1997. In particolare, sull'applicazione della Convenzione attraverso il Protocollo di Kyoto cfr. A. PINNA, *La Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, in *Equilibri*, 3, 1998; K. CAMPBELL, *From Rio to Kyoto. the use of voluntary agreement to implement the Climate Change Convention*, in *Review of European Community and International Environmental Law*, 1998, 160 ss. ; M. FAURE, J. GUPTA, A. NENTJE, *Climate Change and Kyoto protocol. The role of institutions and instruments to control change*, Cheltenham, 2003.

clima globale nell'interesse delle generazioni presenti e future. Il Protocollo attuativo della suddetta Convenzione, firmato a Kyoto nel 1997 durante la Terza Conferenza delle Parti della Convenzione (COP3), obbliga, poi, i Paesi firmatari al rispetto di specifiche prescrizioni nonché all'elaborazione di politiche mirate alla limitazione delle emissioni nocive in atmosfera.

Entrambi gli atti rilevano per la disciplina del settore energetico in quanto la riduzione delle emissioni che causano l'alterazione delle condizioni climatiche comporta un mutamento radicale nell'economia globale, basata essenzialmente sull'impiego di energia prodotta da fonti convenzionali altamente inquinanti. Ebbene, non essendo realisticamente ipotizzabile limitare drasticamente i consumi di energia – se non con inevitabili conseguenze negative sulla qualità della vita e sul benessere della popolazione mondiale – l'unica strada da percorrere appare quella dello sfruttamento di fonti di energia alternative che abbiano un impatto ambientale minore di quello causato dai combustibili fossili, nella misura in cui producono un livello decisamente ridotto di emissioni nocive⁵.

La Convenzione ha origine nella Risoluzione n.43/53 adottata dall'Assemblea Generale delle Nazioni Unite del 1988, la quale definisce il cambiamento climatico, provocato anche dal consumo di energia elettrica prodotta da combustibili fossili, “una preoccupazione comune dell'umanità”. Tale processo va, dunque, arginato mediante misure frutto di una cooperazione, in quanto fenomeno globale che, come tale, non può essere arginato a livello locale, attraverso interventi operanti esclusivamente

⁵ Il grado di concentrazione dei gas serra raggiunto nell'atmosfera terrestre è talmente preoccupante da richiedere una risposta globale mediante strumenti normativi internazionali, espressione di elevato livello di cooperazione. Di conseguenza, gli atti in analisi, sebbene rappresentino solo un primo passo verso la radicale limitazione dei gas ad effetto serra, costituiscono un traguardo importante sul piano del diritto internazionale in virtù dell'accordo raggiunto su temi fondamentali da un elevato numero di Stati firmatari.

nell'ambito di alcuni Paesi e non coordinati fra loro⁶. La predetta Convenzione si pone come il primo strumento giuridico internazionale incentrato sulla soluzione del problema del cambiamento climatico mediante la stabilizzazione delle emissioni nocive⁷. Come si evince dalla stessa denominazione di Convenzione *quadro*, essa non contiene disposizioni dettagliate ed operative, ma solo norme-cornice, mediante le quali sono imposti agli Stati obblighi di solo risultato, lasciando un ampio margine di libertà nella individuazione delle forme e degli strumenti mediante i quali raggiungere gli obiettivi⁸.

In base ai predetti obblighi gli Stati sono chiamati a sviluppare, applicare e diffondere misure e processi di limitazione, contenimento e prevenzione dei gas ad effetto serra, sia a livello individuale che collettivo, operando, tra l'altro, attraverso una costante attività di cooperazione. In tale prospettiva, sebbene la Convenzione rappresenti una soluzione di compromesso dal punto di vista dei contenuti (come detto, contiene disposizioni meramente programmatiche), essa raggiunge lo scopo essenziale di ampliare al massimo il consenso della Comunità internazionale su temi ed obiettivi di rilevanza fondamentale, qualificandosi come una delle più alte misure giuridiche di cooperazione internazionale in materia ambientale.

Strumento principale di attuazione della Convenzione, il Protocollo di Kyoto (1997) individua alcune delle misure concrete che gli Stati devono applicare al fine di limitare le emissioni nocive, soffermandosi sulla

⁶ Poiché il riscaldamento globale è causato in larga parte dalle emissioni nocive generate dall'impiego delle fonti energetiche tradizionali, le misure internazionali volte a contenere il suddetto fenomeno devono avere come primo obiettivo la preservazione e valorizzazione delle risorse ambientali, costituendo un incentivo all'utilizzo di fonti di energia rinnovabili e pulite.

⁷ Cfr. R. VERHEYEN, *Climate change damage and international law*, Leiden, 2005.

⁸ Le misure messe in atto da parte dei Paesi firmatari si sono, nel tempo, rivelate le più varie. Tra queste si ricordano, ad esempio, protocolli attuativi, accordi regionali o disposizioni normative di diritto interno.

riduzione della cause del riscaldamento climatico generate dall'attività dell'uomo⁹. Oltre a politiche di mercato, alla gestione sostenibile delle foreste e ad altre misure previste dal Protocollo, tra gli strumenti di attuazione rilevanti per il settore dell'energia alternativa spiccano l'elaborazione di politiche volte a sviluppare efficienza energetica, tecnologie compatibili con l'ambiente, nonché, per l'appunto, fonti energetiche rinnovabili. Il Protocollo distingue tra Stati industrializzati e Paesi in transizione verso l'economia di mercato, da un lato, e Paesi in via di sviluppo, dall'altro, individuando discipline differenziate. Oltre ad elaborare le suddette politiche di limitazione dei gas ad effetto serra, infatti, gli Stati del primo gruppo¹⁰ sono obbligati a ridurre il volume totale delle emissioni gassose del 5% nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012¹¹. Al contrario, i Paesi in via di sviluppo non sono obbligati in alcun modo a limitare le emissioni di gas serra.

Nel soffermarsi più nello specifico sugli aspetti che concernono il tema della ricerca, può osservarsi che tra le azioni operative che i Paesi industrializzati e gli Stati ad economia in transizione sono tenuti a condurre rientra l'attuazione di misure nel settore agricolo ed energetico che promuovano l'incremento delle tecnologie che sfruttano le fonti rinnovabili, nonché l'incremento di metodologie di produzione agricola compatibili con il principio dello sviluppo sostenibile.

⁹ Per un'attenta ricostruzione del contenuto dettagliato del Protocollo di Kyoto cfr. M. CONTALDI, G. TOSATO, *Il Protocollo di Kyoto e le sue implicazioni*, in *Energia*, 1998, 70 ss.; F. YAMIN, *The Kyoto Protocol. Origins, assesment and future challenges*, in *Review of European Community and International Enviromental Law*, 1998, 115 s.; L. COLLETTI, *Gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto*, in *Genio rurale*, 2001, 55 ss.; S. NESPOR, A.L. DE CESARIS, *Le lunghe estati calde. il cambiamento climatico e il Protocollo di Kyoto*, Bologna, 2004 e M. MONTINI, *Il cambiamento climatico e il Protocollo di Kyoto*, in *Quaderni RG*, 18, 2006.

¹⁰ Si tratta di 38 Paesi raccolti in un apposito elenco, il c.d. Annesso A).

¹¹ Tale percentuale complessiva è ripartita in modo differente tra i vari Stati: ad esempio, per l'Unione Europea è prevista una riduzione complessiva dell'8%.

Il Protocollo prevede, inoltre, che i suddetti Stati mettano in atto politiche economiche volte ad incrementare l'efficienza energetica, nonché azioni mirate alla riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti terrestri, aereo, marittimo ed in quello del conferimento dei rifiuti nelle discariche. A tal proposito, ad esempio, si rivela essenziale lo sfruttamento dei rifiuti organici per la produzione di energia termica ed elettrica, mediante il quale le emissioni di metano provenienti dalla fermentazione della biomassa vengono catturate in modo proficuo, limitandone al tempo stesso la diffusione in atmosfera¹².

Oltre a misure volte all'incremento della capacità di assorbimento delle emissioni nocive in atmosfera, un ulteriore settore di azione essenziale per il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Protocollo è quello dell'eliminazione dei fattori di distorsione dei mercati (sostanzialmente rappresentati dagli incentivi fiscali) i quali, provocando l'incremento dell'impiego dei combustibili fossili, generano l'aumento delle emissioni inquinanti. Non vi è dubbio, in effetti che l'eliminazione di tali incentivi, contestualmente all'introduzione di fattori di segno opposto (come, ad esempio, le ecotasse) costituirebbe senza dubbio un passo avanti verso l'abbattimento dei gas serra.

Ai sensi dello stesso Protocollo, le misure di attuazione possono essere intraprese anche mediante iniziative di cooperazione tra più Stati: tale cooperazione può essere realizzata attraverso i c.d. meccanismi di flessibilità¹³ previsti con la finalità di consentire agli Stati dell'Annesso B

¹² In particolare sull'energia da biomassa cfr. T. DI MARZIO, *Recupero di energia da rifiuti solidi urbani in Italia: analisi, tendenze e prospettive alla luce delle nuove normative nazionali*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 1, 1994.

¹³ I meccanismi di flessibilità consistono, sostanzialmente, nel finanziamento di programmi di riduzione dei gas serra nell'ambito degli Stati appartenenti allo stesso gruppo (Paesi industrializzati e con economie in transizione, ovvero Paesi in via di sviluppo): tali meccanismi sono le *joint implementation*, i *clean development mechanisms* e le *emission trading*. Grazie alla *joint implementation*, al fine di ridurre le emissioni nei limiti previsti, i

(Paesi in via di sviluppo) di raggiungere più facilmente e a costi ridotti gli obiettivi stabiliti mediante l'accreditamento delle riduzioni realizzate all'estero tramite l'attuazione di determinati progetti. Alla base della previsione di tali meccanismi risiede la consapevolezza che il problema del cambiamento climatico e l'effetto dell'aumento o della riduzione dei gas serra non è circoscritto, ma si ripercuote a livello mondiale. Di conseguenza, non ha rilevanza se l'azione e l'impegno finanziario degli Stati siano rivolti alla riduzione delle emissioni nel proprio territorio o in quello di altri Paesi: l'obiettivo è che tale riduzione venga attuata con impatto positivo ambientale a livello globale.

Per concludere sul punto, sembra si debba riconoscere che l'importanza del Protocollo di Kyoto risiede, oltre che nelle specifiche prescrizioni ivi individuate, nella svolta rappresentata dalla volontà di disciplinare il settore della tutela ambientale mediante una serie di attività comportanti una effettiva cooperazione degli Stati a livello internazionale.

Paesi industrializzati e quelli con economie in transizione possono trasferire ad un altro Paese o acquistare da un altro Paese unità di riduzione delle emissioni risultanti da progetti volti a ridurre le emissioni antropogeniche alla fonte o attraverso l'intensificazione degli assorbitori (*sinks*) in ciascun settore dell'economia. L'obiettivo del *clean development mechanism*, previsto dall'art. 12 del Protocollo, è quello di assistere i Paesi in via di sviluppo a raggiungere lo sviluppo sostenibile e a contribuire alla realizzazione dell'obiettivo della Convenzione. Sulla base di questo meccanismo tali Paesi beneficeranno della partecipazione a progetti ed attività i cui risultati concreti diano luogo a documentate riduzioni delle emissioni, mentre i Paesi industrializzati e quelli con economie in transizione potranno usare le riduzioni documentate di emissioni derivanti da tali progetti ed attività per raggiungere la loro quota di riduzione delle emissioni. L'*emission trading*, scambio dei diritti di emissione previsto dall'articolo 17 del Protocollo, consente alle Parti cui sono stati assegnati degli obiettivi cogenti di riduzione, di trasferirne una quota ad un'altra Parte. In altre parole, una Parte (che ha molte emissioni e a cui è stata assegnata un'alta percentuale di riduzione) può acquistare da un'altra Parte (che ha ridotto le proprie emissioni oltre la quota assegnata o a cui sia stata riconosciuta una quota di credito rispetto alla riduzione delle emissioni) una quota da sottrarre dalla propria percentuale di riduzione. Questo meccanismo non incide sulle percentuali complessive di riduzione delle emissioni, ma ne consente una redistribuzione, con reciproci vantaggi rispetto all'economia e ai sistemi industriali degli Stati. Per un attento approfondimento sui meccanismi di flessibilità cfr. le osservazioni di V. COMPIANI, *L'adempimento dei Trattati Internazionali sui cambiamenti climatici da parte dell'Italia e della Regione Lombardia*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2002, 2, 365.

Tale intento è basato sulla consapevolezza del ruolo essenziale della tutela dell'ambiente e della necessità di orientare in termini di sostenibilità (sociale ed economica) qualsiasi attività che abbia impatti sul patrimonio ambientale. Nell'ambito di tale contesto, l'impiego dell'energia, sia nella vita di ciascuno di noi, che nel settore economico/produttivo, ha senza dubbio un'influenza decisiva: pertanto, costruire un consenso internazionale in ordine alla messa in atto di politiche energetiche proiettate verso un uso più efficiente dell'energia – soprattutto attraverso l'incremento della produzione di energia rinnovabile – appare un passo fondamentale nell'interesse di una concreta e duratura preservazione dell'ambiente e dei suoi fattori, nonché della stessa sopravvivenza del genere umano.

2. La Carta europea dell'energia, il Trattato sulla Carta dell'energia e il Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati.

Per quanto attiene la normativa sovranazionale relativa specificamente al settore energetico, l'atto fondamentale in materia è rappresentato dalla Carta europea dell'energia¹⁴, che ha tra le sue finalità primarie quella di accelerare la crescita economica degli Stati dell'Europa centrale ed orientale ed assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dei Paesi membri dell'Unione europea.

Mediante tale atto i Paesi firmatari si sono impegnati – seppur originariamente in maniera non vincolante – ad attuare gli obiettivi di cooperazione economica in campo energetico con particolare attenzione alla

¹⁴ La Carta europea dell'energia è stata firmata a l'Aja il 17 dicembre 1991 da alcuni Paesi dell'OCSE, dell'Europa centro-orientale e dell'ex Unione Sovietica.

produzione e al commercio dell'energia¹⁵. Tali impegni sono divenuti, poi, vincolanti in un secondo momento con il Trattato sulla Carta dell'energia e il Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati, firmati entrambi a Lisbona nel dicembre 1994 ed entrati in vigore nel 1998¹⁶.

Il Trattato si pone lo scopo di realizzare un quadro giuridico di riferimento certo e vincolante per istituire una cooperazione nel settore dell'energia, soprattutto mediante l'attuazione di misure di liberalizzazione degli investimenti e degli scambi. Le disposizioni principali del Trattato disciplinano la tutela degli investimenti, il commercio e il transito dei beni e dei materiali energetici, oltre alla soluzione delle controversie.

In ordine agli investimenti, le parti contraenti si obbligano a realizzare per gli investitori stranieri condizioni vantaggiose, trasparenti e stabili, applicando il regime più favorevole tra il trattamento della nazione maggiormente favorita e il trattamento concesso agli investitori nazionali.

Per quanto attiene il commercio di materiali e prodotti energetici, aderendo al Trattato le parti si impegnano ad applicare le disposizioni dell'OMC (Organizzazione Mondiale del Commercio)¹⁷.

Le disposizioni relative al commercio dei suddetti prodotti regolano diversi aspetti dello scambio, dall'accesso al mercato e ai capitali, al transito, nonché al trasferimento delle tecnologie. Tale normativa ha lo scopo di semplificare le attività, eliminando qualunque onere, restrizione e

¹⁵ Cfr. A. REGA, *Un mercato sicuro e comune. La Carta europea dell'energia*, in *Energia e materie prime*, 1991, 78. e i diversi contributi contenuti in T. WALDE, *The energy charter Treaty. An east-west gateway for investment and trade*, The Hague, 1996.

¹⁶ Cfr. *The Energy Charter Treaty*, Annex 1 to the final Act to the European Energy Charter Conference, Lisbon, 17 december 1994.

¹⁷ Al momento della stipula del contratto le parti contraenti si erano obbligate al rispetto delle disposizioni del GATT (General Agreement on Tariff and Trade) vigente in quel momento. Con la costituzione dell'OMC il Trattato è stato adeguatamente emendato al fine di adeguarlo alla nuova disciplina del settore commerciale.

discriminazione irragionevole dovuta all'origine, alla destinazione o alla proprietà dei beni.

Circa le disposizioni sulla risoluzione delle controversie, in caso di conflitto tra investitori privati e Stati, i primi sono legittimati ad esperire immediatamente un'azione dinnanzi ad un tribunale arbitrale internazionale. Diversamente, nel caso di controversie tra Stati, è necessario tentare la strada della conciliazione attraverso canali diplomatici prima di adire il tribunale arbitrale.

Altre disposizioni del Trattato riguardano la concorrenza, la trasparenza, la tassazione, la sovranità e la tutela dell'ambiente. Le disposizioni relative al primo e al secondo aspetto, in particolare, mirano ad attenuare e ad eliminare gli ostacoli alla concorrenza e alle distorsioni del mercato nel settore dell'energia, nonché ad attivare uffici deputati all'informazione relativa ad atti normativi, amministrativi, giudiziari concernenti i prodotti e i materiali energetici.

Mentre il Trattato non prevede rilevanti innovazioni per quanto riguarda la tassazione, nonché per la sovranità sulle risorse energetiche (che le parti conservano in virtù del diritto internazionale), importanti disposizioni riguardano la tutela dell'ambiente. In ordine a tale tema, le parti si impegnano a ridurre, in modo economicamente razionale, l'impatto ambientale negativo causato dalle attività connesse al ciclo energetico, comprendente l'esplorazione, la produzione, l'immagazzinamento, il trasporto e la distribuzione di energia, nonché il trattamento e l'eliminazione dei rifiuti o lo smantellamento e la cessazione di tali attività. Oltre ad un esplicito richiamo al principio del "chi inquina paga"¹⁸, il Trattato contiene

¹⁸ In giurisprudenza cfr. *ex multis* Corte giustizia UE, Grande Sez., 9 marzo 2010, n. 378, in www.curia.europa.eu.it, Corte Cost., 24 luglio 2009, n. 246, in www.didrittodeiservizipubblici.it, Corte giustizia UE, Grande Sez., 24 giugno 2008, n. 188 in *Amb. e svil.*, 2008, 8, 769, TAR Piemonte, Torino, II, 23 aprile 2008, n. 767 in

alcune disposizioni relative alla promozione della fissazione dei prezzi in conformità alle tendenze del mercato, anche in considerazione dei costi e dei vantaggi per l'ambiente.

Passando all'esame del Protocollo sull'efficienza energetica e sugli aspetti ambientali correlati, occorre osservare che esso mira all'attuazione del contenuto della Carta e del Trattato, incentrandosi soprattutto sulla promozione di misure che incrementino l'efficienza energetica in conformità al principio dello sviluppo sostenibile. In tale quadro, gli Stati si impegnano ad adottare una serie di regole che inducano gli operatori del settore ad un impiego dell'energia più economico, efficiente ed ecocompatibile, attraverso un'attività di cooperazione nell'ambito del settore pubblico e privato.

Il preambolo del Protocollo, evidenziando la necessità di cooperazione nel settore della tutela dell'ambiente e dell'efficienza energetica, il cui incremento riduce l'impatto ambientale negativo del ciclo energetico, sottolinea il ruolo dei privati in tali settori. Al fine di favorire la tutela dell'ambiente e l'incremento dell'efficienza energetica, è essenziale che la determinazione dei prezzi nel settore energetico scaturisca da regole di libera concorrenza, che tengano in considerazione anche i costi e i vantaggi ambientali delle diverse tecnologie, delle tipologie di produzione, nonché dell'impiego di diversi materiali.

Il Protocollo evidenzia alcuni orientamenti per lo sviluppo di progetti di efficienza energetica e fornisce un quadro chiaro per l'evoluzione di un'attività coordinata, indicandone altresì i campi di cooperazione. In particolare, in relazione ai principi base contenuti nell'atto, le parti

www.giustiziaamministrativa.it; TAR Lombardia, Milano, I, 19 aprile 2007, n. 1913 in *Ragiusan*, 2008, 287-288, 150. In dottrina v. G. ROSSI, *Diritto dell'ambiente*, Torino, 2008 e A. CORSETTI, R. FERRARA, F. FRACCHIA, N. OLIVETTI RASON, *Diritto dell'ambiente*, Roma-Bari, 2008.

cooperano nell'elaborazione e nell'attuazione di norme quadro, regolamenti e politiche di efficienza energetica al fine di promuovere gli investimenti, la formazione dei prezzi in base a leggi di mercato e a costi e vantaggi ambientali, nuovi meccanismi di finanziamento di progetti per incrementare l'efficienza energetica, il trasferimento e la diffusione di tecnologie innovative e la sensibilizzazione, nonché la trasparenza dei quadri giuridici e regolamentari. Le politiche e l'attività di cooperazione nel settore dell'efficienza energetica nell'intero ciclo dell'energia, comprendenti misure a breve e a lungo termine, tengono, tra l'altro, conto dei principi sottoscritti nei diversi accordi a tutela dell'ambiente, nonché delle implicazioni ambientali, considerando la diversa situazione tra gli Stati contraenti in termini di effetti nocivi e costi di riduzione.

Nella formulazione di strategie ed obiettivi politici trasparenti per incrementare l'efficienza energetica e ridurre, conseguentemente, l'impatto ambientale del ciclo energetico, il Protocollo prescrive la ripartizione di responsabilità e il coordinamento tra tutte le Autorità responsabili. In particolare, riconoscendo il ruolo essenziale del settore privato, vengono promosse nuove forme di finanziamento di investimenti relativi all'efficienza energetica, nonché una stretta cooperazione tra il settore privato e l'amministrazione. Il Protocollo prevede, inoltre, la possibilità che le parti concedano incentivi fiscali o finanziari a coloro che operano al fine di favorire lo sviluppo di prodotti, servizi e tecnologie improntati all'efficienza e di eliminare l'attuale distorsione del mercato internazionale dell'energia.

Per quanto attiene la promozione delle tecnologie improntate all'incremento dell'efficienza energetica e rispettose dell'ambiente, gli stati contraenti ne promuovono il commercio e l'utilizzazione, incentivando la

cooperazione al fine di diffonderne l'impiego in tutta la filiera energetica e in tutti i servizi connessi all'energia.

Venendo, infine, ai programmi nazionali di efficienza energetica volti a realizzare gli obiettivi del Protocollo, le parti elaborano, attuano ed aggiornano periodicamente quelli maggiormente convenienti. Detti programmi si estrinsecano in diverse attività previste dallo stesso Protocollo: elaborazione di misure economiche, legislative e regolamentari, trasferimento tecnologico e *join ventures* industriali, ricerca e sviluppo.

Come evidenziato, dall'esame della suddetta normativa si evince che lo scopo principale è rappresentato dalla conversione dell'attuale sistema energetico, poco efficiente e molto nocivo per l'ambiente, in un sistema basato sull'impiego di tecnologie, materie prime e cicli industriali più efficienti e privi, per quanto possibile, di conseguenze dannose per l'ambiente. Il punto di forza degli atti analizzati risiede nella volontà di cooperare a livello internazionale non solo nella tutela dell'ambiente – come emerge già dalle convenzioni internazionali analizzate nel precedente paragrafo – ma specificamente nel settore energetico. Per tale aspetto la Carta, il Trattato e il Protocollo possono costituire delle valide basi giuridiche per la realizzazione di un sistema energetico fondato principalmente sull'impiego delle fonti di energia rinnovabili¹⁹.

3. La politica europea nel settore energetico.

In attuazione delle prescrizioni del Protocollo di Kyoto, l'Unione europea ha messo in atto una politica energetica improntata al

¹⁹ Esse, infatti, avendo uno scarsissimo impatto ambientale negativo si prestano in maniera ottimale al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica stabiliti dalla normativa internazionale.

perseguimento di alcuni obiettivi fondamentali, tra i quali rientrano la tutela dell'ambiente e l'abbattimento delle emissioni nocive. Oltre agli obiettivi menzionati, inoltre, l'azione europea mira a raggiungere una maggiore crescita economica ed alti livelli di competitività mediante l'innovazione tecnologica e il miglioramento dell'efficienza e della sicurezza degli approvvigionamenti energetici²⁰.

Nel contempo, l'Unione europea è impegnata da molti anni nella lotta al cambiamento climatico, integrando l'obiettivo del controllo delle emissioni nocive in tutti i settori di azione e, in particolare, in quello energetico. I risultati auspicati riguardano un consumo più efficiente di energia meno inquinante (anche mediante l'impiego di combustibili puliti nei trasporti), la creazione di un quadro favorevole alla ricerca, all'innovazione tecnologica e alla competitività economica da realizzare mediante una vera politica energetica comune che orienti il mercato dell'energia verso una maggiore sicurezza e sostenibilità.

Ciò premesso, nell'ambito della più ampia politica europea attinente al settore energetico, è necessario restringere l'analisi al settore oggetto di indagine, dedicando le considerazioni che seguono all'esame degli atti e dei documenti comunitari relativi alla disciplina delle fonti di energia rinnovabili. La considerazione di fondo da cui traggono origine le diverse azioni europee di settore è rappresentata dalla consapevolezza dei benefici che comporterebbe un maggiore impiego di energie rinnovabili nella produzione energetica. Sebbene il contributo di tali risorse al bilancio energetico europeo risulti ancora piuttosto modesto²¹, alcune tecnologie

²⁰ Cfr. G. MANAZZA, *Per una politica energetica dell'Unione Europea*, in *Habitat Territorio Energia*, 102, 1996.

²¹ Secondo gli ultimi dati disponibili (Eurostat 2007) la produzione di energia da fonti rinnovabili – nell'ambito dei principali Paesi europei – raggiunge, in effetti, percentuali ancora piuttosto basse. In particolare: Francia 12%; Germania 15%; Spagna 20%; Regno Unito 5%; Italia 24%.

hanno già raggiunto la redditività economica e altre vi sono molto vicine. A bene vedere, tra l'altro, il rapporto tra i costi delle fonti di energia tradizionali e quelle rinnovabili spesso è falsato dalla mancata inclusione dei costi per la collettività dei danni connessi all'utilizzazione delle fonti energetiche (c.d. esternalità negative), particolarmente rilevanti per le fonti convenzionali e quasi inesistenti per le fonti rinnovabili.

L'Unione europea ha già messo in atto da un decennio una strategia per un maggiore sviluppo delle rinnovabili, attuata attraverso l'adozione di diversi atti e documenti. Al riguardo, occorre innanzitutto ricordare il "Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità"²² con cui la Commissione ha posto come obiettivo il raddoppio del contributo delle fonti rinnovabili al consumo complessivo di energia nell'Unione europea: tale obiettivo si traduce nel *target* del 12% di consumo al 2010. A seguito dell'adesione al Protocollo di Kyoto, tuttavia, è stato necessario rivedere gli obiettivi precedentemente individuati: con la Comunicazione 2001/69²³, la Commissione ha dato impulso ad una maggiore sostenibilità del consumo energetico nei trasporti, nell'edilizia residenziale, nel settore industriale e nel terziario, nonché ad un incremento dell'impiego delle fonti di energia rinnovabili.

Successivamente al Libro bianco del 1997, la Commissione ha adottato la Direttiva 2001/77/CE (relativa alla promozione dell'elettricità prodotta da fonti di energia rinnovabile nel mercato interno) che prevedeva come obiettivo di consumo di energia da rinnovabili una quota del 21% del consumo complessivo nell'Unione Europea. Tale direttiva, a seguito

²² Comunicazione 97/599 del 26 novembre 1997. Per un'analisi maggiormente dettagliata dei contenuti cfr. B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2009, 6, 841.

²³ Comunicazione della Commissione Europea al Consiglio, al parlamento, al Comitato economico e sociale e al Comitato delle Regioni sull'attuazione della strategia e del piano di azione della Comunità sulle fonti energetiche rinnovabili del 26 novembre 1997.

dell'adozione del c.d. III Pacchetto Clima-Energia nel 2009, è stata, poi, abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE che, attualmente, rappresenta il principale atto normativo europeo in tema di promozione delle fonti rinnovabili. Ciò nonostante, si ritiene possa essere importante – ai fini della reale comprensione del processo di sviluppo che ha interessato la produzione di energia da fonti rinnovabili – procedere comunque ad una breve analisi dei principali contenuti della direttiva del 2001 per poterne, successivamente, mettere in luce le differenze con la vigente disciplina del 2009.

La Direttiva 2001/77/CE disegnava un quadro per la promozione delle fonti rinnovabili nella produzione energetica predisponendo non solo prescrizioni volte a incidere direttamente sull'aspetto della distribuzione, ma anche misure specifiche relative all'allacciamento alla rete, nonché alle procedure amministrative connesse all'apertura ed alla gestione degli impianti: le diverse azioni erano tutte volte a dare impulso al settore industriale legato alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Sul fronte degli impegni la direttiva prevedeva che ciascun Stato membro fissasse gli obiettivi nazionali relativi al consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché le misure per la realizzazione degli stessi, in una relazione pubblicata, per la prima volta, entro un anno dall'entrata in vigore del provvedimento e, in seguito, ogni cinque anni. Gli obiettivi nazionali avrebbero dovuto essere compatibili con quanto previsto nel Libro bianco, nonché con i valori indicativi, contenuti nell'allegato della Direttiva del 2001, relativi ai risultati che ciascun Paese era tenuto a raggiungere.

In virtù di quanto stabilito, ciascuno Stato ha dovuto istituire un sistema di garanzie di origine dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, contenenti l'indicazione della fonte da cui è prodotta

l'elettricità, la data e il luogo di produzione, nonché, nel caso di impianti idroelettrici, la capacità²⁴. E' di tutta evidenza la rilevanza di tali indicazioni, tutte necessarie per garantire la realizzazione di una piattaforma sicura ed efficace per gli scambi di energia prodotta, nonché per incrementare la trasparenza sul mercato, così da facilitare le scelte dei consumatori. E' ovvio che, affinché il sistema funzioni, le garanzie di origine devono essere riconosciute reciprocamente dai vari Stati membri, tenendo conto dei principi che regolano il mercato interno, al fine di permettere gli scambi commerciali di energia da rinnovabili in ambito europeo. Sono queste le ragioni per le quali è necessario che i sistemi di garanzia siano uniformi, chiari ed affidabili, con la conseguenza che qualunque mancato riconoscimento di certificati da parte di uno Stato membro deve poter essere giustificato in virtù di criteri trasparenti, oggettivi e non discriminatori.

In relazione ai regimi di sostegno (consistenti nell'erogazione di diverse tipologie di incentivi) la Direttiva 2001 prevedeva che la Commissione europea valutasse l'applicazione e la consistenza dei diversi meccanismi vigenti nei vari Stati: tale valutazione avrebbe dovuto riguardare l'esito dei regimi di sostegno in relazione al consumo dell'energia prodotta da rinnovabili, tenendo in considerazione anche il rapporto tra costi sostenuti e benefici raggiunti.

Per quanto attiene, poi, il contesto dell'allacciamento alla rete elettrica, si osservi come il profilo problematico di maggiore rilievo sia rappresentato dai costi particolarmente elevati che il produttore può essere chiamato a sostenere. Per tale ragione è apparso sin da subito importante

²⁴ In Italia, il sistema di garanzie è costituito da una certificazione (c.d. RECS) ed è gestito dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Sul funzionamento del meccanismo dei RECS si rimanda alle considerazioni svolte sul ruolo del GSE nella politica nazionale di sviluppo delle fonti rinnovabili di cui al paragrafo 2.1 del Capitolo successivo.

vigilare affinché gli alti costi di connessione non ostacolino né lo sviluppo di energia rinnovabile, né il buon funzionamento del mercato interno, deputato alla garanzia del rispetto di condizioni eque nei confronti di tutti i produttori. In particolare, al fine di promuovere nel mercato interno l'accesso dell'energia prodotta da rinnovabili alle reti di trasporto e di distribuzione, la Direttiva 2001 prescriveva che ciascuno Stato definisse *standard* relativi ai costi di adeguamento tecnico necessario alla connessione alla rete elettrica di nuovi produttori di energia rinnovabili.

Ai sensi della Direttiva 2001, inoltre, gli Stati membri avrebbero dovuto vigilare affinché la ripartizione delle spese dei costi di trasporto e distribuzione non provocassero alcuna discriminazione nei confronti dell'energia elettrica prodotta da rinnovabili, valutando le misure da attuare al fine di realizzare un accesso più agevole alle infrastrutture di tale forma di energia.

Anche le procedure amministrative relative all'apertura ed alla gestione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili – se non improntate ai principi dell'efficienza e della semplificazione – possono essere motivo di ostacolo per lo sviluppo di energia rinnovabile. In tale ottica la Direttiva 2001 prevedeva che gli Stati membri rivedessero la normativa relativa alle procedure di autorizzazione riducendo gli ostacoli, razionalizzando e accelerando i procedimenti, nonché promuovendo la trasparenza ed il rispetto del principio di non discriminazione.

Nel sistema nazionale, infine, le disposizioni della Direttiva 2001 sono state recepite dal D. Lgs. n. 387/2003²⁵ che ha, tra l'altro, introdotto

²⁵ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

elementi di semplificazione nei procedimenti di autorizzazione e gestione degli impianti produttivi alimentati da fonti rinnovabili²⁶.

4. Il nuovo pacchetto di direttive: la politica europea più recente in tema di energia rinnovabili.

Nel 2009 la Commissione europea ha presentato, sotto forma di una serie di Comunicazioni al Parlamento e al Consiglio, un pacchetto di misure per il settore dell'energia con lo scopo di riordinare le diverse discipline esistenti. Il traguardo indicato dalla Commissione era quello di ridurre del 30% le emissioni di gas ad effetto serra nei Paesi sviluppati a livello globale entro il 2020 prevedendo, contestualmente, una riduzione minima del 20% nell'ambito dell'Unione europea. E' previsto che tale obiettivo debba essere perseguito in special modo attraverso una specifica attenzione – in termini di adeguatezza delle discipline e monitoraggio – ai procedimenti di produzione dell'energia e al consumo di elettricità connesso al raffreddamento e riscaldamento degli edifici, nonché al trasporto. In relazione a tale ultimo settore, attualmente ancora legato quasi esclusivamente al petrolio, l'obiettivo relativo alla quota minima di biocarburanti rispetto al consumo totale di carburante è stabilito per il 2020 al 10%.

La strategia delle istituzioni europee che emerge dalle politiche più recenti sull'energia rinnovabile continua a perseguire il duplice scopo di

²⁶ Sulle problematiche connesse al procedimento autorizzativo cfr. le considerazioni che seguiranno nel Capitolo IV della trattazione specificamente dedicato alle politiche di semplificazione.

limitare le emissioni nocive per l'ambiente e di incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Dalla valutazione relativa all'impiego delle fonti rinnovabili nella produzione e nel consumo di energia e ai progressi compiuti negli ultimi anni risulta, infatti, che nell'ambito dell'Unione europea l'utilizzo di tali forme di energia non è ancora stato ottimizzato. Sebbene, infatti, le istituzioni abbiano cercato, con alcune misure, di arginare gli ostacoli che si frappongono ad un pieno impiego delle fonti rinnovabili nel settore energetico, continuano a sussistere difficoltà legate a diversi fattori di discriminazione²⁷ di tali fonti rispetto ai combustibili tradizionali. A ciò si aggiunga che, ad oggi, non risultano ancora superati i problemi causati dalla mancanza di trasparenza delle regole per l'accesso alla rete e delle procedure amministrative.

Nonostante gli sforzi compiuti da parte di tutti gli Stati membri, che hanno dato attuazione alla Direttiva 2001/77/CE fissando gli obiettivi nazionali per il consumo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, la maggioranza degli Stati non è riuscita, entro la fine del 2010, a raggiungere gli obiettivi intermedi prefissati²⁸.

Tale circostanza è imputabile principalmente alla frammentarietà e alla disuguaglianza dei progressi realizzati nei diversi Stati membri: progressi tangibili, infatti, si sono registrati solo nei Paesi in cui è prevalsa nella politica e nella collettività una reale volontà di sostenere l'energia da fonte rinnovabile, in seguito ad una piena comprensione dei vantaggi economici, ambientali e sociali che essa comporta. Al fine di raggiungere i

²⁷ A tal proposito si pensi, ad esempio, alla mancata valutazione delle esternalità negative nei costi dei combustibili fossili e al contestuale costo elevato degli investimenti in fonti rinnovabili.

²⁸ Rispetto all'obiettivo perseguito, consistente nel consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili per una quota pari al 21% del consumo energetico totale previsto per il 2010, l'Unione europea è stata complessivamente in grado di raggiungere solo la quota del 19%.

predetti obiettivi che l'Unione europea si è prefissata sono necessari, pertanto, sforzi ulteriori.

In particolare, in relazione al raffreddamento e riscaldamento degli edifici, non è stato emanato ancora alcun documento specifico volto ad incrementare l'impiego di fonti rinnovabili in tali settori, sebbene negli stessi si riversi circa la metà del consumo finale di energia. Tale vuoto va urgentemente colmato, atteso che del consumo energetico europeo per riscaldare e raffreddare edifici solo il 10% dell'energia impiegata proviene da fonti rinnovabili, tra le quali prevale nettamente la biomassa, utilizzata prevalentemente per il riscaldamento²⁹.

L'aumento dell'impiego dei biocombustibili, soprattutto nel settore dei trasporti, è stato promosso attraverso l'adozione di diversi documenti: ciò nonostante, la mancanza di coordinamento e monitoraggio delle attuali politiche non hanno permesso di raggiungere l'obiettivo della quota del 5,75% di biocarburanti³⁰ sul consumo totale di carburante fissato per il 2010. Si osservi, al riguardo, come il cd. "terzo pacchetto" preveda forti

²⁹ La biomassa è costituita dai prodotti organici, vegetali ed animali utilizzati per la produzione di energia: l'aumento dell'utilizzo di tale risorsa può validamente contribuire ad abbassare la domanda e, di conseguenza il prezzo, del petrolio. L'impiego di tale fonte costituisce una delle principali soluzioni per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione europea: con la Comunicazione 628/2005 del 7 dicembre 2005, infatti, la Commissione ha puntato ad incrementare la domanda e l'offerta di biomassa, a sviluppare la ricerca nel settore e ad eliminare gli ostacoli tecnici che ne impediscono la diffusione.

³⁰ La strategia UE a favore dei biocarburanti è contenuta nella Comunicazione della Commissione n. 34/2006 dell'8 febbraio 2006: tale documento individua sette punti chiave per l'incremento della produzione e dell'impiego dei biocarburanti negli Stati membri e nei Paesi in via di sviluppo. Per quanto attiene la tutela dell'ambiente, la strategia mira ad incoraggiare l'uso dei biocarburanti mediante misure volte a valorizzare lo scarso impatto ambientale degli stessi e, dunque, la conseguente riduzione delle emissioni gassose ad effetto serra. In tal senso l'azione della Commissione è mirata a garantire che le materie prime utilizzate per la produzione dei biocombustibili siano il risultato di procedimenti rispettosi delle biodiversità, della qualità delle acque e del suolo, nonché della flora e della fauna esistenti. La strategia mira, inoltre, ad incrementare la domanda di biocarburanti attraverso misure che insistano sugli obiettivi nazionali e sui tetti minimi di impiego nei diversi settori, incoraggiando l'uso dei biocarburanti nei trasporti pubblici e privati e individuando strumenti giuridici, anche di natura fiscale, che ne incentivino la domanda.

incentivi, soprattutto per quanto riguarda i biocarburanti, anche attraverso la valorizzazione dei criteri di carattere ambientale nell'ambito delle procedure di affidamento pubblico dei servizi di trasporto pubblico locale.

Nella prosecuzione dell'*iter* normativo in materia di energia rinnovabile le Istituzioni europee hanno condotto un'attenta analisi dei costi e dei benefici connessi al loro utilizzo. Al riguardo è emerso che se, da un lato, per lo sviluppo delle tecnologie connesse alle fonti rinnovabili sono necessari costi più elevati rispetto a quelli legati alle fonti tradizionali, negli ultimi venti anni il costo dell'energia "verde" è diminuito costantemente e si stima che, attraverso un impiego su larga scala delle nuove tecnologie, esso diminuirà sempre più velocemente. Inoltre, a causa della pressoché totale assenza di emissioni nocive connesse al ciclo produttivo, la Commissione ha stimato che il raggiungimento dell'obiettivo del 20% di energia da fonti rinnovabili nel consumo interno lordo nell'ambito dell'unione europea entro il 2020 permetterà una riduzione annuale di gas serra pari a 600-900 milioni di tonnellate.

In ordine ai vantaggi economici, le Istituzioni europee stimano che nel caso in cui l'Unione riesca a raggiungere l'obiettivo prefissato, il contributo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico offrirà un valido ausilio nella riduzione dell'importazione dei combustibili fossili³¹. Analoghi benefici, inoltre, si rifletteranno sul mercato del lavoro e sulla situazione economica dell'Unione europea: oltre ad incrementare gli scambi commerciali e le esportazioni, lo sviluppo delle tecnologie connesse alla produzione da fonte rinnovabile genererà una forte crescita dell'occupazione e del PIL.

³¹Attualmente tali combustibili vengono acquistati a prezzi molto elevati: il raggiungimento del *target* del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili nel consumo energetico europeo al 2020 comporterebbe un risparmio annuo pari a circa 200 milioni di tep (tonnellate equivalenti di petrolio) in importazioni.

Il percorso stabilito in ambito europeo per il raggiungimento dei predetti obiettivi consiste, dunque, nell'eliminazione degli ostacoli all'impiego delle fonti rinnovabili, nonché nell'adozione di misure di sostegno e di maggiore integrazione dell'energia prodotta da tali fonti nella rete di trasporto e di distribuzione dell'elettricità. Tale percorso deve essere realizzato attraverso l'alleggerimento degli oneri amministrativi, anche a livello locale, l'adeguamento degli impianti e dei meccanismi di interconnessione, una maggiore trasparenza e diffusione delle informazioni.

Ulteriore strumento di sviluppo delle tecnologie legate alle rinnovabili è la maggiore cooperazione tra le autorità europee di regolazione³² del settore dell'elettricità, autorità responsabili delle reti e imprese operanti nel settore.

Da ultimo, oltre all'integrazione dei costi esterni nel prezzo dell'energia – da realizzare attraverso la tassazione dei prodotti energetici – la politica europea più recente promuove un impiego più efficace degli strumenti finanziari esistenti. A tal proposito, a titolo meramente esemplificativo, si può richiamare il programma “Energia intelligente per l'Europa”³³ che, mediante il contributo all'accelerazione della realizzazione

³² In adempimento a quanto disposto dal c.d. Terzo Pacchetto Clima Energia, a maggio scorso, è stata istituita l'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER) che andrà progressivamente a sostituire l' *European Regulators Group for Electricity and Gas* (EREG). Le principali funzioni dell'Agenzia consistono nel: coordinare a livello europeo delle attività di regolazione svolte dalle Autorità nazionali, definire di codici di rete europei condivisi, fornire orientamenti, pareri e proposte a tutte le Istituzioni europee e agli altri *stakeholders*, verificare e promuovere l'armonizzazione delle regole per facilitare l'integrazione dei mercati e sostenere la tutela dei consumatori. L'Agenzia potrà avvalersi del supporto dei Regolatori nazionali di tutti i Paesi membri e del *Council of European Energy Regulators* (CEER), di cui l'Autorità italiana mantiene la vice-presidenza: il CEER continuerà ad esercitare il ruolo di coordinamento su tutte le materie regolatorie non affidate alla competenza dell'Agenzia. Questa si occuperà, ad esempio, di tematiche riguardanti gli scambi transfrontalieri per l'energia elettrica e il gas, i codici delle reti interconnesse, il monitoraggio dei mercati elettricità e gas.

³³ Si tratta di un sottoprogramma del più ampio “Programma quadro per l'innovazione e la competitività (2007-2013)”, stabilito con Decisione 1639/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 ottobre 2006.

degli obiettivi del settore dell'energia sostenibile, garantisce la continuità dell'analogo programma scaduto il 31 dicembre 2006. Le misure contenute in tale programma sono rivolte principalmente al settore dei trasporti e alla realizzazione di una maggiore penetrazione sul mercato dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

È bene sottolineare, infine, che le azioni volte a perseguire i suddetti obiettivi – nei diversi ambiti di intervento delineati – prevedono un doppio binario di riferimento, rappresentato, da un lato, da una valutazione di più ampio respiro compiuta in relazione agli sviluppi di volta in volta raggiunti dall'Europa in termini complessivi, e dall'altro, dagli specifici passi avanti registrabili all'interno dei singoli Paesi membri. In conclusione, alla luce degli specifici caratteri che connotano il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, è parso opportuno fissare obiettivi comuni a livello europeo, prevedendo contestualmente che gli Stati membri individuino traguardi interni e piani di azione adeguati. La fissazione di un unico obiettivo globale da perseguire mediante piani specifici dei singoli Stati dovrebbe garantire maggiore stabilità alle politiche nazionali, preservando, al tempo stesso, un margine di manovra sufficiente dei Paesi dell'Unione.

5. (Segue) La Direttiva 2009/28/CE e suoi effetti sulle politiche energetiche nazionali.

La citata Direttiva 2009/28/CE, adottata dal Parlamento europeo e dal Consiglio nell'aprile del 2009 nell'ambito del c.d. III Pacchetto Clima-Energia, rappresenta un passo fondamentale del percorso tracciato dalle

Istituzioni dell'Unione europea nella strategia di promozione della generazione elettrica prodotta da fonti rinnovabili³⁴.

L'obiettivo che il quadro legislativo tracciato dalla nuova Direttiva si impone, è quello di creare una sufficiente certezza giuridica della disciplina del settore, indispensabile affinché le imprese possano godere di un clima di fiducia e garanzia tale da indurle ad investire in maniera razionale e duratura nel settore delle fonti rinnovabili. Proprio al fine di raggiungere un'adeguata stabilità e certezza giuridica, la Direttiva mira a realizzare una maggiore semplificazione normativa, fondendo in un unico atto non solo la disciplina della materia precedentemente regolata dalle direttive sull'elettricità e sui biocarburanti, bensì anche il settore del riscaldamento e del raffreddamento degli edifici, non ancora disciplinato a livello europeo.

In termini di obiettivi, la Direttiva conferma il *target* vincolante del 20% per la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo energetico europeo e del 10% per la quota di biocarburanti nei trasporti che tutti i Paesi membri hanno l'obbligo di raggiungere.

La principale novità introdotta dall'atto in analisi è rappresentata dalla circostanza che le Istituzioni europee hanno individuato per la prima volta degli obiettivi vincolanti specifici che ciascuno Stato membro dovrà raggiungere per il conseguimento del traguardo complessivo del 20%. E' chiaro, infatti, che le possibilità di sviluppo delle fonti rinnovabili e il mix energetico variano sensibilmente in ciascun Paese ed occorre, pertanto, tradurre l'obiettivo complessivo in obiettivi individuali procedendo ad un'allocatione adeguata che tenesse in considerazione le peculiarità dei diversi contesti locali.

³⁴ Per un'attenta analisi della Direttiva si veda il contributo di B. POZZO, *Le politiche comunitarie in campo energetico*, cit., 860 ss.

Per quanto attiene specificamente all'Italia, a titolo esemplificativo, la Direttiva – nel considerare le caratteristiche delle tecnologie maggiormente sviluppate e le potenzialità di sviluppo del settore delle fonti rinnovabili – ha stabilito un *target* pari al 17% di generazione rinnovabile sul consumo energetico lordo entro il 2020³⁵.

In ordine ai singoli settori interessati (elettricità, riscaldamento e raffreddamento edifici), l'Unione europea ha lasciato in capo agli Stati membri la libertà di decidere il contributo di ciascun ambito settoriale al raggiungimento degli obiettivi, ad eccezione, come detto, della quota del 10% nel settore dei trasporti. Tale eccezione è giustificata in primo luogo dalla circostanza che il settore dei trasporti registra un aumento maggiore di emissioni di gas serra rispetto ad altri settori dell'economia. Inoltre, una maggiore produzione di biocarburanti, come rilevato nei paragrafi precedenti, è tesa a contribuire contestualmente alla risoluzione del problema della dipendenza dell'Unione europea dall'acquisto del petrolio.

Al fine di garantire il rispetto degli obiettivi fissati dalla Direttiva, gli Stati membri devono dimostrare di seguire una traiettoria indicativa che permetta loro realisticamente di avanzare verso il raggiungimento del proprio *target*: a tale scopo, le Istituzioni europee hanno stabilito che ciascun Paese avrebbe dovuto inviare alla Commissione un Piano di Azione Nazionale (PAN) che riportasse gli obiettivi per i singoli settori e che indicasse gli strumenti per perseguirli³⁶. In attuazione di tale disposizione,

³⁵ L'obiettivo fissato per il nostro Paese appare di per sé alquanto ambizioso considerando l'attuale assetto normativo in materia di autorizzazione alla realizzazione e gestione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e il perdurare di una situazione di forte incertezza regolatoria sul sistema di incentivazione nazionale. Per l'analisi dei possibili scenari futuri in tema di meccanismi di incentivazione a valle del recepimento della Direttiva, si vedano le considerazioni svolte nel Capitolo IV.

³⁶ Ciascuno Stato membro ha dovuto valutare, nel calcolare il proprio consumo finale lordo di energia previsto nel PAN, il contributo che le misure di risparmio energetico e di efficienza energetica potrebbero apportare al conseguimento degli obiettivi nazionali. Il termine previsto dalla Direttiva per la presentazione del PAN era il 30 giugno 2010: l'Italia

l'Italia ha in linea generale previsto che, al fine di adempiere al proprio obbligo del 17% di consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili al 2020, devono essere prese misure politiche e amministrative tali da garantire una produzione di energia generata da tali fonti pari almeno a 99 TWh.

Gli strumenti che la Direttiva individua per il raggiungimento degli obiettivi prefissati sono rappresentati principalmente dai regimi di sostegno, dalle misure di cooperazione tra vari Stati membri e con Paesi terzi e, infine, dalla introduzione di misure di semplificazione nell'ambito delle procedure amministrative. Per quanto attiene ai regimi di sostegno, la Direttiva lascia ampia discrezionalità a ciascun Paese di individuare il sistema di incentivazione che, attese le specifiche caratteristiche del mix produttivo nazionale, possa meglio rispondere alle esigenze di rispetto degli obblighi assunti³⁷. In Italia il recepimento della Direttiva comporterà certamente la necessità di riformare alcuni degli strumenti di incentivazione attualmente in vigore che, oltre a presentare talune criticità di applicazione – su cui ci si soffermerà diffusamente nel Capitolo IV – non sembrano essere in grado di contribuire significativamente al raggiungimento dell'auspicato incremento di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In ordine alle misure di cooperazione tra diversi Stati, poi, la Direttiva prevede, all'art. 7 che “due o più Stati membri possono cooperare su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di elettricità, calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili”. La *ratio* del sistema comporta che – laddove si addivenga alla sottoscrizione di tali forme di cooperazione – gli Stati membri sono tenuti a notificare alla Commissione la quantità di elettricità generata da fonti energetiche rinnovabili nell'ambito di progetti

ha inviato il documento con circa un mese di ritardo. Il contenuto del PAN e le modalità di recepimento della Direttiva in Italia verranno ampiamente trattati nel Capitolo IV.

³⁷ La definizione di un sistema di incentivazione dovrebbe contestualmente tenere conto, da un lato, degli obiettivi individuati dall'Unione europea, e dall'altro, dei costi che gli strumenti prescelti comportano per il complessivo sistema economico del Paese.

comuni realizzati sul proprio territorio, da computare ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale generale di un altro Stato membro³⁸.

Con riferimento alle procedure amministrative, la Direttiva prevede che gli Stati membri adottino misure appropriate affinché, fatte salve le ovvie differenze nell'ambito delle strutture amministrative, le norme che disciplinano i procedimenti autorizzativi siano coordinate fra loro. Tali procedure, inoltre, devono essere semplificate ed accelerate al livello amministrativo adeguato³⁹ e le norme che le disciplinano devono essere trasparenti e tenere adeguatamente conto delle specificità di ciascuna tecnologia. Particolari prescrizioni sono previste, poi, per il settore edilizio, nel quale deve essere imposto l'impiego di livelli minimi di energia prodotta da fonti rinnovabili in tutti gli edifici di nuova costruzione e in quelli sottoposti a rilevanti ristrutturazioni (l'obiettivo ultimo è quello della c.d. autosufficienza energetica dell'immobile). Gli Stati membri, inoltre, devono prevedere misure specifiche affinché gli edifici pubblici svolgano un ruolo di esempio nello sviluppo e nella diffusione di sistemi costruttivi coerenti con le politiche di edilizia sostenibile⁴⁰.

Sempre nell'ottica dell'implementazione del ricorso alle fonti rinnovabili, la Direttiva prescrive agli Stati membri l'adozione di misure

³⁸ I progetti comuni per la produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbero riguardare unicamente impianti di nuova costruzione o che siano stati oggetto di un incremento i capacità: ciò al fine di garantire che la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili nel consumo totale di energia del Paese terzo non sia ridotta a causa dell'importazione di energia da fonti rinnovabili nella Comunità. Sul punto cfr. il considerando n. 38 della Direttiva.

³⁹ Sulle politiche di semplificazione nella realizzazione e gestione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili cfr. le considerazioni di cui al Capitolo IV del presente lavoro.

⁴⁰ Gli Stati membri possono introdurre, ad esempio, misure specifiche per gli edifici a consumo di energia nullo o prevedere che i tetti degli edifici pubblici siano utilizzati da terzi per impianti che producono energia da fonte rinnovabile. A tale ultimo proposito, occorre evidenziare che in Italia, nell'ambito delle misure di incentivazione alla tecnologia fotovoltaica, è previsto un premio aggiuntivo per i pannelli installati su edifici scolastici.

volte allo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione, delle c.d. reti intelligenti (*smart grids*) e di impianti di stoccaggio dell'energia: a tale scopo ciascun Paese è chiamato a prevedere strumenti di semplificazione delle procedure di autorizzazione delle infrastrutture di rete, nonché a coordinare la fase dell'approvazione dell'infrastruttura con le procedure amministrative relative alla realizzazione dell'impianto.

E' evidente, in effetti, che il raggiungimento degli obiettivi di consumo previsti richiede l'intervento di azioni di sviluppo proiettate non solo alla maggiore produzione di energia prodotta da fonti rinnovabili, ma anche a garantire un adeguato e coerente sistema di distribuzione di tale energia. Fatte salve le esigenze di sicurezza della rete, in altri termini, le autorità nazionali competenti sono tenute a provvedere affinché l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili abbia un accesso prioritario o quantomeno garantito al sistema di rete⁴¹. Inoltre, gli Stati membri devono assicurare che il Gestore della Rete nell'attività di dispacciamento⁴², nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale, riconosca una priorità agli impianti alimentati da fonti rinnovabili⁴³.

E' ovvio che tali norme devono basarsi su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, il che comporta, tra l'altro, il tenere in debito conto il sistema costi/benefici della connessione alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché la situazione peculiare di

⁴¹ In Italia è già prevista la priorità di dispacciamento dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

⁴² Poiché l'energia elettrica non è immagazzinabile, è necessario produrre istante per istante la quantità di energia richiesta dall'insieme dei consumatori e gestirne la trasmissione in modo tale che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza del servizio. L'attività di dispacciamento consiste nella gestione di tali flussi di energia sulla rete nazionale e ed è esercitata da Terna (Gestore della Rete Elettrica Nazionale): tale attività prevede il monitoraggio dei flussi elettrici e l'applicazione delle disposizioni necessarie per l'esercizio coordinato dei vari elementi del sistema, ovvero gli impianti di produzione, la rete di trasmissione e i servizi ausiliari.

⁴³ Cfr. le recenti Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ARG/elt 4 e 5 del 2010 in www.autorita.energia.it.

taluni dei predetti impianti situati in zone periferiche. In tale contesto, gli Stati membri, inoltre, devono assicurare che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili e, in particolare, quella prodotta nelle regioni periferiche, ovvero nelle isole e nelle zone a bassa densità di popolazione.

La Direttiva introduce, infine, un sistema di garanzia della sostenibilità ambientale dei biocombustibili tale da assicurare che i combustibili considerati al fine del conseguimento degli obiettivi nazionali risultino strumentali al raggiungimento di un livello minimo di riduzione delle emissioni nocive. Allo scopo di realizzare un'armonizzazione completa di tali criteri di sostenibilità, la Direttiva vieta agli Stati membri l'adozione di misure che possano, in qualche misura, costituire un ostacolo allo scambio di biocarburanti tra i medesimi Stati.

Dall'analisi condotta si evince che l'adozione di una Direttiva (contenente principi e obiettivi finali) si è rilevato uno strumento normativo almeno potenzialmente idoneo per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili, fissando precisi *target* vincolanti per gli Stati membri, ma lasciando gli stessi liberi di conseguirli mediante lo sviluppo dei settori più consoni alle singole realtà nazionali nella piena realizzazione dei principi di adeguatezza e proporzionalità.

Capitolo II

I soggetti istituzionali del sistema di incentivazione alla produzione energetica da fonti rinnovabili: ruoli e poteri

SOMMARIO: 1. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e la sua natura di autorità indipendente. – 1.1. Analisi del ruolo e delle attività dell'Aeeg nell'ambito del mercato dell'energia elettrica e del gas. – 1.2. Le funzioni esercitate dall'Aeeg nello specifico ambito della produzione di

energia da fonti rinnovabili: a) attività di regolazione. – 1.3. (Segue): b) attività di controllo e sanzionatoria. – 1.4. (Segue): c) attività di segnalazione. – 1.5. (Segue): d) attività giustiziale. – 2. Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE): soggetto attuatore del sistema di incentivazione nazionale. – 2.1. L'attività di qualificazione e certificazione svolta dal GSE. - 2.2. Il ruolo del GSE nell'ambito dell'incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici. - 2.3. GSE e mercato dei Certificati Verdi (CV). - 2.4. L'attività di ritiro dell'energia svolta dal GSE. – 2.4.1. (Segue) La tariffa omnicomprensiva. - 2.4.2. (Segue) Il Provvedimento CIP6/92. - 2.4.3. (Segue) Il ritiro dedicato. - 2.4.4. (Segue) Lo scambio sul posto. - 2.5. Le attività di supporto del GSE ex art. 27 della Legge 99/2009 e la sua partecipazione ad organizzazioni internazionali. 3. La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) nel panorama delle Casse di Conguaglio nazionali. – 3.1. L'attività istituzionale della CCSE. – 3.2. (Segue) Le funzioni a carattere amministrativo-contabile. - 3.3. (Segue) Le funzioni di accertamento. - 3.4. Il ruolo della CCSE nell'ambito delle politiche energetiche connesse alle fonti rinnovabili.

1. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e la sua natura di autorità indipendente.

Nel novero della amministrazioni a cui l'ordinamento attribuisce funzioni nell'ambito del settore della regolamentazione e della valorizzazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, un ruolo di primo piano è senza dubbio ricoperto dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: Autorità). A quest'ultima – istituita con legge 14 novembre 1995, n. 481 e comunemente ricondotta nella categoria delle autorità indipendenti – sono attribuite, in particolare, una serie di competenze nell'ambito del settore del mercato elettrico e del gas naturale⁴⁴. Come è noto, la nascita all'interno del nostro ordinamento del fenomeno delle amministrazioni indipendenti – iniziato negli anni '80 e sviluppatosi

⁴⁴ Per un'attenta ricostruzione della natura giuridica e dei poteri attribuiti all'Autorità cfr. F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete. L'esempio paradigmatico dell'energia elettrica*, Torino, 2005, 178.

esponenzialmente dagli anni '90 in poi – risponde essenzialmente ad un duplice ordine di ragioni. Da un lato, è possibile richiamare esigenze di efficienza, essendosi rivelato necessario individuare autorità in grado di sostituire l'apparato pubblico tradizionale nella regolazione e gestione di settori connotati da un particolare grado di tecnicismo⁴⁵. Dall'altro, e forse maggiormente, la proliferazione dell'istituzione di tali tipologie di autorità risponde a finalità di garanzia, nella misura in cui è emersa con forza l'esigenza di individuare nuove forme e modi dell'agire pubblico, nell'ambito di settori connotati da interessi pubblici e privati particolarmente sensibili, la cui regolazione e tutela richiede la presenza di organismi non solo tecnicamente qualificati, ma anche dotati di un elevato grado di neutralità e indipendenza, scevri da qualsiasi forma di condizionamento politico⁴⁶. In altri termini, pur nella consapevolezza dell'eterogeneità del fenomeno delle amministrazioni indipendenti⁴⁷, sembra

⁴⁵ In termini, cfr. L. BARRA CARACCILO, *Funzione amministrativa e Amministrazione neutrale nell'ordinamento USA. Profili comparativi con l'esperienza italiana*, Torino, 1997, 167 ss.

⁴⁶ La letteratura in tema di autorità amministrative indipendenti è vastissima. Senza alcuna pretesa di completezza si rinvia a C. FRANCHINI, *Le autorità amministrative indipendenti*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 1988, 549 ss.; N. LONGOBARDI, *Le amministrazioni indipendenti: profili introduttivi*, in *Scritti in onore di M. Nigro*, Milano, 1991, 174 ss.; M. MANETTI, *Poteri neutrali e Costituzione*, Milano, 1994; AA.VV., *I garanti delle regole*, a cura di S. CASSESE E C. FRANCHINI, Bologna, 1996; G. Amato, *Autorità semi-indipendenti ed autorità di garanzia*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 1997, 645 ss.; CAIANIELLO, *Le autorità indipendenti tra potere politico e società civile*, in *Foro amm.*, 1997, 341 ss.; P. LAZZARA, *Autorità indipendenti e discrezionalità*, Padova, 2001; A. ROMANO TASSONE, *Situazioni giuridiche soggettive e decisioni delle amministrazioni indipendenti*, in *Dir. amm.*, 2002, 459 ss.; AA.VV., *Authorities. Imparzialità e indipendenza*, a cura di L. PAGANETTO, Torino, 2007; F. FRANCIOSI (a cura di), *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano, 2003; F. SCLAFANI, *Il ruolo delle autorità amministrative indipendenti nella tutela dei diritti*, in www.astrid-online.it; D. LAMANNA DI SALVO, *La disciplina delle autorità amministrative indipendenti e le prospettive di riforma del settore*, in *Giur. Merito*, 2009, 2607.

⁴⁷ Tale eterogeneità deriverebbe, secondo parte della dottrina, dalla circostanza che l'introduzione di tali amministrazioni non rappresenta il frutto di un percorso unitario e coerente di riforma. "La creazione delle autorità amministrative indipendenti, nel nostro, come in altri ordinamenti, non è derivata da un disegno prestabilito, né è stata guidata da una logica istituzionale complessiva. Il legislatore ha di volta in volta creato una di queste autorità per rispondere ad un problema specifico", N. Longobardi, *La regolamentazione e i*

si possa affermare – con il conforto della migliore dottrina – che l’attuale assetto ordinamentale connotato dall’operatività di un numero elevato di autorità pubbliche in qualche modo riconducibili alla suddetta figura derivi dalla percepita inadeguatezza degli apparati amministrativi ordinari ad occuparsi di settori dove “particolarmente complesso si presenta il confronto tra diritti privati connessi alle iniziative economiche, libertà fondamentali o comunque interessi ritenuti meritevoli di tutela dall’ordinamento ed esigenze di controllo pubblico”⁴⁸.

In particolare, l’Autorità in esame è stata istituita dalla Legge n. 481/1995 per la regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori dell’energia elettrica e il gas e con la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nonché adeguati livelli di qualità nei servizi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e predefinito e promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori.

E’ evidente che nel caso di specie – come in tutte le ulteriori ipotesi di istituzione di un’autorità amministrativa indipendente nell’ambito di un servizio pubblico – la principale ragione posta alla base della scelta di affidare poteri regolatori e di controllo ad un’amministrazione che rispondesse ai caratteri del modello delineato è rappresentata dal processo di progressivo arretramento del ruolo della pubblica amministrazione nella gestione diretta dei servizi pubblici. I fenomeni di liberalizzazione di settori in precedenza affidati ad un soggetto pubblico (unico erogatore del servizio) e di contestuale privatizzazione delle suddette imprese pubbliche, infatti, se,

controlli: le autorità amministrative indipendenti, in *Studi in memoria di L. Mazzaroli*, Padova, 2007, 92.

⁴⁸ A. MASSERA, *Autonomia e indipendenza nell’amministrazione dello Stato*, in *Scritti in onore di M.S. GIANNINI*, Milano, 1988, III, 467.

da un lato, hanno permesso di ovviare alle inefficienze derivanti dall'esistenza di un regime di monopolio pubblico⁴⁹, dall'altro hanno comportato il rischio dell'insorgenza di monopoli o oligopoli privati, con conseguenziali pericoli maggiori in capo agli utenti, in termini di inefficienza dei servizi ed onerosità delle relative tariffe⁵⁰. Al riguardo, è stato efficacemente sottolineato come sia avvenuto un vero e proprio “mutamento genetico del ruolo giocato dallo Stato nella partita economica, con il passaggio dalla veste di giocatore (attore) a quella di arbitro (regolatore)”⁵¹: il radicale mutamento della prospettiva di azione – da soggetto attuatore a soggetto regolatore – ha fatto, pertanto, emergere la necessità di istituire autorità pubbliche in grado di garantire il crearsi e svilupparsi di un mercato, attraverso l'esercizio di poteri (regolatori, di controllo e di tutela) neutrali, del tutto svincolati da condizionamenti, sia da parte degli apparati politici che dei gruppi di potere privati. Una volta che il compito dei poteri pubblici è divenuto quello di assicurare il corretto funzionamento del mercato, solo un'amministrazione dotata delle suddette caratteristiche può risultare in grado di porre regole chiare e trasparenti, vigilare sulla corretta attuazione delle stesse (specialmente sotto il profilo concorrenziale), garantire che “i diritti e le autonomie degli operatori, dei

⁴⁹ E' stato sottolineato, al riguardo, come la scelta di aprire al mercato il settore dei servizi pubblici risponda non tanto a opzioni di carattere politico-ideologico, quanto, piuttosto, a dimostrate disfunzioni derivanti dalla gestione diretta dei servizi da parte dello Stato. In termini cfr. A. PREDIERI, *L'erompere delle autorità amministrative indipendenti*, Firenze, 1997.

⁵⁰ Per una ricostruzione del processo di privatizzazione e liberalizzazione del servizio di energia elettrica si rinvia a N. IRTI, *Privatizzazione dell'Enel e luoghi dell'interesse pubblico*, in *Rass. Giur. En. elettr.*, 1995, 289 ss.; A. COLAVECCHIO, *L'energia elettrica. Profili pubblicistici*, Bari, 2003; F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 129 ss.

⁵¹ F. CARINGELLA, *Le autorità indipendenti tra neutralità e paragiurisdizionalità*, in *Cons. Stato*, 2000, II, 545.

contraenti e dei consumatori sui mercati non risultino negati o comunque ostacolati”⁵².

Nell'esaminare ora, più nello specifico, i caratteri essenziali dell'Aeeg, può innanzitutto sottolinearsi come essa sia stata istituita a seguito dell'avvenuta privatizzazione dell'ex monopolista pubblico, ma prima dell'effettiva liberalizzazione del mercato dell'energia. La trasformazione dell'ente pubblico Enel nell'impresa privata Enel s.p.a. è, infatti, come noto, avvenuta ad opera del d.l. n. 333/1992, a cui, per l'appunto, ha fatto seguito la costituzione dell'Autorità (l. n. 481/1995) e, solo alcuni anni più tardi, l'apertura del mercato elettrico a soggetti imprenditoriali privati (d. lgs. n. 79/1999, cd. decreto Bersani): al riguardo, è stato osservato come tale scelta legislativa trovi una chiara giustificazione nell'esigenza di permettere che il passaggio da un mercato chiuso ad un sistema concorrenziale fosse gestito da un soggetto indipendente e tecnicamente qualificato, e ciò al fine di evitare che il mutamento di assetto potesse arrecare pregiudizio agli utenti finali del servizio pubblico di erogazione di energia e gas⁵³.

Ciò premesso, può rilevarsi come la Legge istitutiva, se da un lato certamente innovi il quadro delle competenze pubbliche dei settori dell'energia e del gas, assegnando all'Autorità sia funzioni in precedenza non previste dall'ordinamento sia competenze in passato attribuite ad altri

⁵² N. LONGOBARDI, *La regolamentazione e i controlli: le autorità amministrative indipendenti*, cit., 95.

⁵³ In tal senso si esprime F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 151. In generale, sull'Autorità per l'energia elettrica e il gas si rinvia a G. CONTI, *Le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, in *Dir. econ.*, 1996, 383 ss.; G. DE VERGOTTINI, *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e il sistema costituzionale dei pubblici poteri*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 1996, 277 ss.; V. PARISIO, *Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, discrezionalità e controllo giurisdizionale*, in V. PARISIO (a cura di), *Potere, discrezionalità e controllo giudiziario*, Milano, 1998, 199 ss.; F. GAFFURI, *Governo e Autorità di regolazione del servizio energetico*, in *Dir. amm.*, 1999, 315 ss.; F. VETRÒ, *Le autorità indipendenti di regolazione: l'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2001, 453 ss.

organi dello Stato, dall'altro non giunga ad estromettere del tutto dal sistema altri organi dell'apparato statale. All'Autorità, invero, in virtù di quanto stabilito all'art. 2, comma 14 della Legge istitutiva, sono inizialmente trasferite "tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubblici, anche ad ordinamento autonomo, relative alle sue attribuzioni". Tuttavia, la medesima Legge prevede che il Governo fissi gli indirizzi di politica generale nell'ambito dei settori sottoposti a regolazione e che indichi all'Autorità il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese.

In tale quadro di competenze, peraltro, si inserisce anche il potere del Parlamento che, attraverso il parere espresso dalle Commissioni competenti, concorre con il Ministero dello Sviluppo Economico alla definizione degli indirizzi di politica generale del settore per l'esercizio delle funzioni attribuite all'Autorità⁵⁴. Appare sin d'ora evidente, pertanto, come il panorama delle competenze pubbliche nel settore dell'energia elettrica e del gas risulti tutt'alto che omogeneo, venendosi inevitabilmente a creare – come si cercherà di dare conto nel prosieguo del presente scritto – situazioni nelle quali non è sempre agevole individuare il ruolo che l'uno o l'altro potere pubblico è chiamato a svolgere.

Per quanto attiene, poi, la configurazione dell'Aeeg quale autorità indipendente, deve osservarsi come, invero, parte della dottrina abbia messo in dubbio la correttezza di tale operazione. E' di tutta evidenza come la verifica circa l'effettiva sussistenza del carattere dell'indipendenza dal Governo (e, più in generale, dai poteri pubblici) in capo ad un'Autorità cui sono affidate le funzioni regolatorie proprie dell'Aeeg si riveli essenziale, pena la mancata giustificazione della stessa esistenza di un'amministrazione

⁵⁴ Cfr. art. 1, comma 11 della Legge 23 agosto 2004, n. 239.

di tal fatta⁵⁵. Al riguardo, si pensi, ad esempio, all'esigenza che un mercato finalizzato all'erogazione di un servizio pubblico, la cui esistenza dipende, però, da investimenti di soggetti privati, sia connotato da profili di tendenziale stabilità, e pertanto, prescinda da influenze di carattere politico, inevitabilmente condizionate da meccanismi decisionali di breve periodo (legate ai cicli elettorali). In tal senso si è espressa anche la giurisprudenza, laddove ha osservato che l'istituzione delle autorità indipendenti risponde (anche) all'esigenza di "scongiurare il rischio (ampiamente invernatosi in passato nel nostro Paese) di una gestione politica della vita economica, gestione quest'ultima per sua stessa natura egoistica giacché condizionata dall'interesse particolare delle formazioni politiche di volta in volta detentrici della maggioranza relativa"⁵⁶. Ulteriore ragione che spinge a riconoscere notevole rilievo al carattere dell'indipendenza è, poi, la circostanza che, a tutt'oggi, il Ministero dell'Economia e delle Finanze partecipa al capitale azionario dell'ex monopolista Enel s.p.a., con conseguente pericolo – in ipotesi di mancata (completa) indipendenza dal Governo – di indebite ingerenze che potrebbero concretizzarsi nell'individuazione di scelte in grado di favorire l'operatore di mercato ancora (parzialmente) controllato dallo Stato⁵⁷.

Ebbene, nonostante sia apparsa sin dal principio evidente l'importanza di garantire all'Aeeg un adeguato grado di indipendenza di azione, la legge istitutiva se, da un lato (art. 2 comma 5), afferma che «le Autorità operano in piena autonomia e con indipendenza di giudizio e valutazione», dall'altro, presenta una serie di eccezioni allo stesso carattere

⁵⁵ In termini cfr. M. CLARICH, *Autorità indipendenti. Bilancio e prospettive di un modello*, Bologna, 2005, 18 ss,

⁵⁶ T.A.R. Lombardia, Milano, III, 10 aprile 2009, n. 3239, in www.giustizia-amministrativa.it.

⁵⁷ Vedi, in tal senso, le osservazioni di F. SCLAFANI, L.ZANETTINI, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in www.astrid-on line.it, 3.

dell'indipendenza che sembrano minarne alla base le fondamenta. Basti pensare, al riguardo, all'art. 1, a tenore del quale il sistema tariffario terrà conto degli indirizzi di politica generale del Governo e degli obiettivi generali di carattere sociale ed ambientale; al potere di nomina, anch'essa governativa (ma preceduta da parere favorevole delle competenti commissioni parlamentari); all'art. 2 comma 14, che fa salve le funzioni di indirizzo del governo nel settore dell'energia; nonché, infine, al potere di sostituzione che l'art.1, comma 14, l. n. 239 del 2004 riconosce al Governo nell'ipotesi di inerzia dell'Autorità.

Volendo brevemente analizzare i suddetti profili, al fine di verificarne l'idoneità o meno ad incidere sul carattere dell'indipendenza, non si può non iniziare dall'esame del procedimento di nomina dei componenti dell'Aeeg⁵⁸. L'Autorità è un organo collegiale (non perfetto)⁵⁹ costituito da un presidente e quattro membri⁶⁰, nominati con decreto del Presidente della Repubblica, previa delibera del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro per lo Sviluppo Economico. Ora, se è vero che la nomina degli organi di quasi tutte le altre autorità indipendenti non avviene

⁵⁸ In merito alla rilevanza che riveste il momento della nomina nella valutazione del grado di indipendenza di un organo può essere interessante richiamare una pronuncia della Corte europea dei diritti dell'uomo, ove, in relazione ad un organo giudicante (ma adoperando categorie estensibili a qualsiasi altra tipologia di organo), si afferma che, affinché esso possa essere considerato "indipendente e imparziale è necessario tener conto, da un lato, delle modalità di nomina dei suoi componenti, della durata del mandato, delle garanzie contro pressioni esterne, dell'apparenza di indipendenza; dall'altro lato, del grado di imparzialità soggettiva ed oggettiva dei componenti di tale organo", Corte europea diritti dell'uomo, Sez. IV, 25 agosto 2005, n. 23695, in *Giorn. dir. amm.*, 2005, 12, 1321.

⁵⁹ In termini, proprio in relazione all'Aeeg, cfr. T.A.R. Lombardia, Milano, sez. IV, 23 ottobre 2008, n. 5197, in *Foro amm. TAR*, 2008, 2690, ove si afferma che "Gli organi collegiali di governo delle Autorità Indipendenti non possono essere inquadrati fra i c.d. « collegi perfetti », sia perché la loro composizione non è strutturata in rappresentanza di esperienze, conoscenze ed interessi diversi, ma in ragione della posizione di indipendenza dei suoi membri, sia perché le funzioni affidate non sono di valutazione e di giudizio, ma di regolazione del mercato".

⁶⁰ Originariamente il collegio era formato da tre membri, il cui numero è stato poi portato a cinque dall'art. 1, co. 15, della l. n. 239/2004, senza, tuttavia, apportare modifiche alla disciplina di nomina.

su iniziativa governativa, bensì è affidata a soggetti neutrali (Presidenti di Camera e Senato), deve essere sottolineato come il ruolo dell'esecutivo venga bilanciato dalla previsione in base alla quale le designazioni – per essere efficaci – devono ottenere il parere favorevole (obbligatorio e vincolante) delle competenti Commissioni Parlamentari. Si è, in tal modo, inteso limitare l'influenza dell'esecutivo, attraverso il riconoscimento in capo al potere legislativo (per il tramite delle sue Commissioni) di una sorta di potere di veto; al riguardo, è bene precisare che – proprio al fine di evitare che anche le scelte parlamentari rispondessero a ragioni di maggioranza politica – il parere delle Commissioni deve essere rilasciato a maggioranza dei due terzi dei membri, necessitando, in tal modo, dell'assenso anche dei rappresentanti di almeno parte dei partiti di minoranza. A ben vedere, invero, tale modello di nomina congiunta (Governo-Parlamento) non sembra inficiare il carattere dell'indipendenza dell'Aeeg, se solo si tiene conto che – una volta predisposta la nomina – essa ha una durata di sette anni (maggiore rispetto al mandato parlamentare), ed è connotata dal regime dell'inamovibilità, con la conseguenza che non è prevista alcuna forma di controllo specifico sull'operato dei membri dell'Autorità da parte dell'esecutivo o del legislativo, fatte salve specifiche ipotesi di decadenza (introdotte, invero, proprio a garanzia dell'organo stesso). A ciò si aggiunga la circostanza di non poco conto che ad ulteriore garanzia dell'indipendenza dei membri dell'Autorità (questa volta non solo nei confronti dei poteri politici, ma anche di quelli economici-privati) si pone, da un lato, l'esistenza di un rigido regime di incompatibilità, che si estende anche ai quattro anni successivi alla scadenza dell'incarico, e, dell'altro, la circostanza che le

nomine devono riguardare soggetti in possesso di requisiti di alta e riconosciuta professionalità e competenza nel settore⁶¹.

In effetti, ad alimentare il dibattito circa la riconducibilità o meno dell'Autorità in questione al novero delle amministrazioni indipendenti non ha contribuito tanto il procedimento di nomina dei suoi componenti, quanto, piuttosto la previsione in base alla quale spetta ancora al Governo l'emanazione di atti di indirizzo (evidentemente vincolanti per l'Aeeg) nel settore elettrico⁶². In particolare, nel perseguimento delle proprie finalità, l'Autorità è chiamata a tenere conto degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo (art. 1, co. 1, l. n. 481/1995) ed a svolgere le proprie funzioni facendo salve le funzioni governative di indirizzo nel settore (art. 2, co. 14, l. n. 481/1995)⁶³. A ciò si aggiunga come il Governo, nell'ambito del documento di programmazione economico-finanziaria (DPEF), sia chiamato ad individuare "il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese" (art. 2, co. 21, l. n. 481/1995), nonché, da ultimo, come al Consiglio dei Ministri sia riconosciuta la facoltà di definire indirizzi di politica generale nel settore elettrico, indirizzi il cui rispetto deve essere poi dimostrato dall'Autorità all'interno della sua relazione annuale (art.1 co. 11 e 12, l. n. 239/2004). Ora, è evidente come una così ampia (nonché generale) permanenza di un potere di indirizzo in capo al Governo possa, almeno sulla carta, incidere

⁶¹ In merito alla compatibilità tra il regime di nomina dei membri dell'Aeeg e il carattere dell'indipendenza e dell'autonomia dell'Autorità si rinvia alle riflessioni di F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 161 ss.

⁶² Sul punto v. G. AMATO, *Autorità semi-indipendenti ed autorità di garanzia*, in *Riv. Trim. dir. pubbl.*, 1997, 659, il quale definisce l'Autorità dell'energia come semi-indipendente perché subisce gli indirizzi generali del Governo, pur non potendo ricevere direttive per i singoli atti. In senso analogo: V. PARISIO, *Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, discrezionalità e controllo giurisdizionale*, in V. PARISIO (a cura di), *Potere discrezionale e controllo giudiziario*, Milano, 1998, 201.

⁶³ Per un commento della norma si rinvia alle osservazioni di M. Gola, *Commento all'art. 2 comma 14, in Commentario alla l. 14 novembre 1995 n. 481*, a cura di BARDUSCO-CAIA-DI GASPARE, in *Le nuove leggi civili commentate*, 1998, 336 ss.

profondamente sui caratteri dell'indipendenza e dell'autonomia pur in astratto riconosciuti dall'ordinamento all'Autorità, finendo per giustificare le posizioni di coloro che dubitano circa la correttezza del riconoscimento della natura di autorità indipendente in capo all'Aeeg⁶⁴.

Non mancano, tuttavia, in dottrina posizioni meno nette⁶⁵, secondo le quali – pur non negandosi la registrabilità di una tendenza legislativa volta a rimodulare i rapporti tra Governo e Autorità attraverso l'attribuzione di nuovi poteri di ingerenza del primo nei confronti della seconda – l'influenza statale derivante dall'esercizio delle suddette funzioni di indirizzo risulterebbe in qualche modo bilanciata dai poteri di iniziativa esistenti in capo all'Aeeg. In particolare, viene sottolineato come – in special modo nell'ambito dei procedimenti di rilascio di concessione o autorizzazione connessi all'esercizio delle attività relative al settore elettrico, di cui è titolare il Ministero competente per materia – l'Autorità abbia la facoltà di presentare proposte di diverso tenore (schemi per il rinnovo di tali atti; sospensione degli atti; modifica di clausole contrattuali) che, pur non avendo forza vincolante, finiscono per condizionare notevolmente l'operato del Governo, il quale può discostarsene unicamente per gravi e rilevanti motivi di utilità generale⁶⁶. Il valore sostanzialmente semi-vincolante di tale

⁶⁴ Manifestano tali perplessità M. DE BELLIS, *L'erosione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Rass. Giur. en. elettr.*, 2004, 401 ss. e M. CLARICH, *Verso il tramonto del modello di economia del mercato?*, in *Energia*, 2008, 2 ss.

⁶⁵ Interessante, al riguardo, quanto sottolineato da G. DE VERGOTTINI, il quale, nel suo *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e il sistema costituzionale dei pubblici poteri*, cit. evidenzia come l'operatività del potere di indirizzo riconosciuto in capo al Governo debba intendersi limitato alle sole funzioni di amministrazione settoriale attribuite all'Aeeg, e non possa estendersi anche alle ulteriori funzioni di tipo giustiziale, attesi gli indefettibili presupposti di imparzialità e neutralità sottesi a questi ultimi.

⁶⁶ Ai sensi dell'art. 2, co. 12 della l. n. 481/1995, in realtà, laddove il Ministero competente respinga una proposta dell'Autorità, è tenuto a chiedere a quest'ultima di formulare una nuova proposta, indicando esplicitamente i principi e i criteri normativi ai quali attenersi. "Il Ministero competente, qualora non intenda accogliere la seconda proposta dell'Autorità, propone al Presidente del Consiglio dei Ministri di decidere, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, in difformità esclusivamente per gravi e rilevanti motivi di utilità

potere di proposta, in un settore così rilevante come quello del rilascio dei titoli necessari all'esercizio di attività energetiche, finisce in altri termini per costituire "un ulteriore e fondamentale forma di garanzia – nonché un ulteriore punto di emersione - dell'autonomia e dell'indipendenza del nuovo organismo dall'Esecutivo"⁶⁷.

E' probabile, invero, che il fattore che con maggiore incisività rischia di far "vacillare" il presunto carattere dell'indipendenza riconosciuto dalla legge in capo all'Autorità non sia da rinvenire né nelle procedure di nomina dei componenti, né nel permanere di una funzione di indirizzo in capo al Governo, quanto, piuttosto, nel potere sostitutivo di cui gode quest'ultimo. Si intende fare riferimento a quanto previsto dall'art. 1, co. 14 della l. n. 239/2004 (legge di riordino del settore energetico), ai sensi del quale l'Esecutivo è chiamato ad intervenire in via sostitutiva ogniqualvolta l'Autorità non adotti atti o provvedimenti di sua competenza. Presupposto per il corretto esercizio del suddetto potere sostitutivo è la trasmissione di una diffida ad adempiere entro un termine di sessanta giorni, decorso inutilmente il quale l'atto è adottato con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro delle attività produttive. Si osservi innanzitutto che, a differenza di quanto accade generalmente nella disciplina di poteri sostitutivi, nel caso di specie l'intervento governativo non è previsto nelle sole ipotesi di mancata emanazione di un provvedimento "obbligatorio per legge", bensì, più in generale, nel caso in cui l'Autorità non adotti atti "di sua competenza ai sensi delle leggi vigenti": è evidente come la diversa formulazione adoperata sottintenda un più esteso ambito di applicazione del potere

generale". In ordine al valore sostanzialmente vincolante di tali proposte v. R. LOMBARDI, *Prime osservazioni sulle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, in *Dir. econ.*, 1996, 444.

⁶⁷ F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 171 ss.

sostitutivo. In ogni caso, l'introduzione di tale strumento di controllo sull'operato dell'Aeeg da parte dell'Esecutivo – pur trovando una qualche giustificazione nell'esigenza di porre rimedio ad eventuali inefficienze derivanti da comportamenti di sostanziale inerzia⁶⁸ – sembra rivelare un tentativo del legislatore di rimodulare l'impianto originario così come concepito nella legge istitutiva dell'Autorità, per ripristinare “un presunto primato della politica, che imporrebbe la restituzione all'esecutivo della guida dei servizi pubblici”⁶⁹.

Non è certo questa la sede per approfondire la complessa ed ancora aperta questione del ruolo che l'Autorità è effettivamente chiamata a ricoprire nell'ambito del mercato del settore elettrico e del gas e della natura del suo rapporto con l'Esecutivo, ma è chiaro che quanto osservato *supra* rende quantomeno incerta l'attribuzione del carattere dell'indipendenza e dell'autonomia in capo all'Aeeg; ciò nonostante non si ritiene di poter, ad oggi, aderire alla posizione di coloro che riconoscono all'Autorità unicamente “una funzione strumentale ed ausiliare rispetto all'azione di Governo”⁷⁰, finendo per configurare tale amministrazione come una mera agenzia tecnica al servizio dell'Esecutivo⁷¹.

⁶⁸ Di particolare interesse, al riguardo, le osservazioni di F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., secondo il quale tale potere sostitutivo “più che concretizzare l'esito di un "controllo" riferito al "merito" delle decisioni dell'organo [...] assume piuttosto un carattere sanzionatorio, traducendosi in uno "spoglio" di competenze *una tantum* in caso di inerzia dell'Autorità”, concludendo, pertanto, che “probabilmente, atteso il carattere, come si è detto, punitivo del potere sostitutivo, sarebbe stata forse più idonea la previsione di una sanzione nei confronti dei componenti dell'organismo”.

⁶⁹ G. NAPOLITANO, *Il disegno istituzionale: il ruolo delle autorità indipendenti di regolazione*, in www.astrid-online.it.

⁷⁰ F. GAFFURI, *Il rapporto tra governo e autorità di regolazione del servizio energetico*, in *Diritto Amministrativo*, 2, 1999, 342. Dello stesso avviso sembra essere anche A. TRAVI, *Autorità per l'energia elettrica e g.a.*, in www.giustamm.it, il quale valuta negativamente “alcune sottrazioni di competenza in ambiti particolarmente delicati”.

⁷¹ E' questa la posizione di F.A. ROVERSI MONACO, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in E. BRUTI LIBERATI, F. DONATI (a cura di), *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Torino, 2007, 59 ss. *Contra* E. BRUTI LIBERATI, *La regolazione*

1.1. Analisi del ruolo e delle attività dell'Aeeg nell'ambito del mercato dell'energia elettrica e del gas.

Con il presente paragrafo si cercheranno di delineare le caratteristiche essenziali delle diverse funzioni attribuite dall'ordinamento all'Aeeg, per poi verificarne – nei paragrafi seguenti – la concreta applicazione ed i margini di efficacia nello specifico settore dell'incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Come anticipato, l'art. 2 della Legge istitutiva attribuisce all'Autorità competenze per la regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas: in particolare, essa deve perseguire finalità di promozione della concorrenza, “nonché l'efficienza e la qualità dei servizi, l'economicità e redditività promuovendo la tutela e gli interessi di utenti e consumatori”⁷². L'attività dell'Autorità, dunque, tocca una pluralità di interessi, “non riferibili unicamente allo Stato-persona, ma anche ad altri soggetti, pubblici e privati, dello Stato-comunità”⁷³.

Come si avrà modo di osservare, l'Aeeg è chiamata a perseguire le suddette finalità attraverso l'attribuzione di una serie piuttosto eterogenea di funzioni, non tutte direttamente riconducibili all'esercizio di un potere amministrativo, rivelandosi alcune, piuttosto, sostanzialmente assimilabili a poteri legislativi o giurisdizionali. Tale caratteristica, invero, è comune anche agli altri organismi indipendenti di regolazione, ed è questa la ragione

dei mercati energetici tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Governo, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 2009, 435 ss.

⁷² Cfr. art. 1 della Legge 481/1995.

⁷³ Così F.A. ROVERSI MONACO, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in E. BRUTI LIBERATI, F. DONATI (a cura di), *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Torino, 2007, 63.

per la quale la migliore dottrina ritiene più corretto utilizzare la formulazione “autorità indipendenti”, piuttosto che “autorità amministrative indipendenti”, atteso che esse “sfuggono alle classificazioni tradizionali basate sulla tripartizione dei poteri (legislativo, esecutivo, giudiziario)”⁷⁴.

In un intento di classificazione – nella consapevolezza di operare una necessaria generalizzazione – è possibile suddividere le funzioni esercitate dall’Aeeg in funzioni di regolazione, di controllo e sanzionatorie, di impulso e consultive, nonché pseudo-giustiziali. Prima di procedere ad una breve disamina dei profili che specificamente connotano tali funzioni, appare opportuno soffermarsi su alcune caratteristiche che, in quanto proprie dell’attività dell’Autorità in generale, è possibili rinvenire – in maniera più o meno intensa – in tutti gli ambiti in cui essa opera.

Al riguardo, può innanzitutto osservarsi come l’Aeeg si ritrovi molto spesso ad essere titolare di un potere ampiamente discrezionale. La normativa di riferimento, infatti, non contiene una disciplina dettagliata né degli obblighi e dei divieti esistenti in capo agli operatori economici, né delle modalità di azione dell’Autorità, ma si limita piuttosto ad indicare una serie di obiettivi da perseguire, accompagnati dalla fissazione di principi e regole di comportamento a cui l’Aeeg deve attenersi nell’esercizio delle sue funzioni⁷⁵. Si rivela, di conseguenza, spesso particolarmente ampio il margine di discrezionalità con cui opera l’Autorità, essendo essa, di fatto, chiamata a concretizzare regole e principi generali (di frequente contenenti concetti giuridici indeterminati) in relazione alla fattispecie che di volta in volta le si prospetta⁷⁶. L’elevato grado di discrezionalità adoperato, si

⁷⁴ F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 153.

⁷⁵ Sul punto si rinvia a G. NAPOLITANO, *Le Autorità per l’energia e le comunicazioni e i rischi di un eccesso di regolazione*, in G. DE CAPRARIIS, G. VESPERINI (a cura di), *L’Italia da semplificare: le regole e le procedure*, Bologna, 1998.

⁷⁶ In tal senso anche la giurisprudenza, ove definisce la l.n. 481/1995 “una legge di indirizzo che poggia su prognosi incerte, rinvii in bianco all’esercizio futuro del potere,

ripercuote, poi, inevitabilmente sulla limitata sindacabilità delle scelte effettuate dall'Aeeg, come è stato anche di recente sottolineato dalla giurisprudenza nel chiarire che “l' Autorità per l' Energia Elettrica e il Gas modula i suoi poteri regolatori anche attraverso modifiche di indirizzi in precedenza assunti, quante volte ritenga opportuno migliorare effetti e risultati di una precedente disciplina non soddisfacente, e ciò attraverso espressioni di discrezionalità valutativa sindacabili in sede di legittimità solo per evidenti vizi logici”⁷⁷.

Tali caratteri (titolarità di un ampio potere discrezionale e limitata sindacabilità delle sue scelte) sembrerebbero presupporre la sussistenza di un elevato grado di legittimazione in capo all'Aeeg, laddove, al contrario, uno dei profili maggiormente delicati che ha impegnato la dottrina che si è occupata delle autorità indipendenti in generale, è rappresentato proprio dalla ricerca di adeguate argomenti in grado di legittimare l'attività di tali amministrazioni. La questione si fonda sull'innegabile *deficit* di legittimazione democratica delle autorità indipendenti: proprio il carattere dell'indipendenza dall'apparato legislativo e da quello esecutivo finisce per mettere in crisi i classici modelli della rappresentanza che “non si presenta più esclusivamente nelle forme e nelle modalità della rappresentanza politica, legata al circuito elettorale di selezione dei governanti, ma si presenta anche come rappresentanza amministrativa legata ai circuiti amministrativi di formazione e implementazione delle politiche pubbliche”⁷⁸. Il superamento del sistema della democrazia rappresentativa

iscritto in clausole generali o concetti indeterminati che spetta all'Autorità concretizzare”, Cons. Stato, Sez. VI, 17 ottobre 2005, n. 5827, in *Foro amm.-CDS*, 2005, 3022.

⁷⁷ T.A.R. Lombardia, Milano, 11 maggio 2010, n. 1455, in *Foro amm.-TAR*, 2010, 1601. In termini v. anche T.A.R. Lombardia, Milano, Sez. IV, 23 aprile 2007, n. 1930, in *Foro amm.-TAR*, 2007, 1248 e T.A.R. Lombardia, Milano, Sez. IV, 8 novembre 2004, n. 5708, in *Foro amm.-TAR*, 2004, 3268.

⁷⁸ G. GIRAUDI, M.S. RIGHETTINI, *Le autorità amministrative indipendenti. Dalla democrazia della rappresentanza alla democrazia dell'efficienza*, Roma-Bari, 2001, 203.

impone pertanto la ricerca di nuovi elementi di legittimazione, essenzialmente individuati da dottrina e giurisprudenza nei peculiari caratteri dei procedimenti partecipati innanzi alle Authorities.

Al riguardo, si ricorda che al principio del contraddittorio⁷⁹, inteso quale garanzia per i soggetti interessati di poter prendere parte al procedimento in modo da poter influire sulla decisione finale, è riconosciuta la funzione di parametro di legittimità dell'operato delle pubbliche amministrazioni in generale⁸⁰. Nell'ambito di azione delle autorità indipendenti, tuttavia, il principio del contraddittorio assume una valenza ulteriore e, se possibile, ancor più penetrante in quanto, “da un lato serve a compensare l'attribuzione all'Autorità di poteri quasi in bianco, dall'altro costituisce la fonte di legittimazione dal basso della sua indipendenza dal potere politico”⁸¹. Come efficacemente chiarito dalla giurisprudenza, l'indipendenza e la neutralità delle Autorità possono trovare una giustificazione unicamente a condizione che siano assicurate le garanzie del giusto procedimento e che il controllo del loro operato avvenga poi in sede giurisdizionale; “del resto, non è pensabile che l'attività di *regulation* venga svolta senza la necessaria partecipazione al procedimento dei soggetti interessati: nei settori regolati dalle Autorità, in assenza di un sistema

⁷⁹ Sulla tematica del contraddittorio procedimentale la letteratura è molto vasta. Per tutti v. F. BENVENUTI, *Contraddittorio (dir. amm.)*, (voce), in *Enc. dir.*, Milano, 1961, 740; G. Ghetti, *Il contraddittorio amministrativo*, Padova, 1971; F. FIGORILLI, *Il contraddittorio nel procedimento amministrativo. Dal processo al procedimento con pluralità di parti*, Napoli, 1996; M. CLARICH, *Garanzia del contraddittorio nel procedimento*, in *Dir. amm.*, 2004, 59 ss.

⁸⁰ In tal senso v. M.R. SPASIANO, *La partecipazione al procedimento amministrativo quale fonte di legittimazione dell'esercizio del potere: un'ipotesi ricostruttiva*, in *Dir. amm.*, 2002, 2, 283; M. CALABRÒ, *Potere amministrativo e partecipazione procedimentale. Il caso ambiente*, Napoli, 2004; A. CROSETTI, F. FRACCHIA (a cura di), *Procedimento amministrativo e partecipazione. Problemi, prospettive ed esperienze*, Milano, 2002; R. CARANTA-L. FERRARIS, *La partecipazione al procedimento amministrativo*, Milano, 1999; G. VIRGA, *La partecipazione al procedimento amministrativo*, Milano 1998

⁸¹ F. SCLAFANI, L. ZANETTINI, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in www.astrid-online.it, 12.

completo e preciso di regole di comportamento con obblighi e divieti fissati dal legislatore, la caduta del valore della legalità sostanziale deve essere compensata, almeno in parte, con un rafforzamento della legalità procedurale, sotto forma di garanzie del contraddittorio”⁸².

Il pieno rispetto delle garanzie partecipative e l’effettiva influenza degli apporti privati nella dinamica decisionale consentono allora, nel caso delle autorità indipendenti, di colmare il deficit di legalità sostanziale che le caratterizza e di configurare un modello di legittimazione di tipo non politico, bensì procedimentale.

Si comprendono, allora, le ragioni per le quali tutte le diverse funzioni dell’Aeeg che si andranno a descrivere di seguito sono connotate dal rispetto delle garanzie del contraddittorio, non solo – come è ovvio – quelle che si sostanziano nella risoluzione paragiurisdizionale di controversie, ma anche e soprattutto quelle di tipo regolatorio, nell’ambito delle quali il privato partecipa al procedimento non tanto per rappresentare i propri (egoistici) interessi, quanto piuttosto per collaborare con l’Autorità nella individuazione dei corretti profili applicativi della norma nella singola fattispecie che lo riguarda⁸³. Sia in ordine ai procedimenti individuali che a quelli generali, pertanto, sono previste forme di coinvolgimento sostanziale dei destinatari, attraverso audizioni (istruttorie e finali) e consultazioni preventive, il tutto al fine di permettere l’acquisizione sia della posizione di coloro che sono portatori di interessi oppositivi, sia dell’apporto dei soggetti economici che, operando attivamente nel mercato, sono spesso a

⁸² Cons. Stato, Sez. VI, 27 dicembre 2006 n. 7972, in *Foro amm. CDS* 2006, 3398. Sul punto cfr. anche G. Grasso, *Le Autorità amministrative indipendenti della Repubblica. Tra legittimazione costituzionale e legittimazione democratica*, Milano, 2006, 85.

⁸³ “Una regolazione che venga disposta senza contraddittorio con i soggetti interessati, senza il rispetto delle forme stabilite dalla stessa Autorità per l’acquisizione degli interessi da ponderare ai fini dell’adozione di atti generali, in casi analoghi, e riconducibili all’esercizio in senso lato dei poteri di determinazione tariffaria, non può che dirsi viziata”, Cons. Stato, Sez. VI, 1 ottobre 2002 n. 5105, in *Foro amm.-CDS*, 2002, 2498.

conoscenza di dati e informazioni indispensabili per permettere all’Autorità di esercitare in piena consapevolezza le funzioni che le sono attribuite.

Una volta delineate le peculiarità che connotano in generale l’intera attività dell’Autorità, rappresentate, per l’appunto, dall’ampio margine di discrezionalità e dalla (connessa) forte incidenza del principio del contraddittorio procedimentale, è ora possibile soffermarsi brevemente sulle specifiche caratteristiche proprie delle singole funzioni esercitate.

Prendendo le mosse dall’analisi della funzione principale, ovvero quella di regolazione, occorre osservare che l’art. 2, comma 5 della Legge istitutiva dell’Autorità stabilisce che essa “è preposta alla regolazione e al controllo del settore di propria competenza”: in altri termini, dunque, all’Aeeg è riconosciuta la funzione di emanare le regole che disciplinano il settore elettrico e quello del gas⁸⁴ e, contestualmente, quella di verificare che le regole emanate vengano effettivamente rispettate. La stessa nozione di regolazione, invero, non risulta pacifica in letteratura, potendosi essa declinare in forme differenti che vanno dalla vera e propria fissazione di regole, alla programmazione di attività, fino alla razionalizzazione e attuazione di discipline formulate da altri soggetti⁸⁵. Ciò posto, dall’esame della Legge istitutiva si evince chiaramente come il legislatore abbia inteso affidare all’Autorità la complessiva responsabilità del settore; gli ambiti di applicazione della funzione regolatoria riguardano, infatti, profili estremamente eterogenei che vanno dalla fissazione delle tariffe per

⁸⁴ Sulla funzione di regolazione dell’Aeeg cfr, S. NICODEMO, *Gli atti normativi delle Autorità indipendenti*, Padova, 2002, 12.

⁸⁵ Definisce *polisenso* il termine “regolazione” F. Vetrò, nel suo *Il servizio pubblico a rete*, cit., 175. In generale, sulla nozione di regolazione si rinvia a N. Rangone, *Regolazione* (voce), in *Dizionario di Diritto pubblico*, diretto da S. Cassese, Milano, 2006, 5058 ss.; L. Gianì, *Attività amministrativa e regolazione di sistema*, Torino, 2002.

l'accesso alla rete⁸⁶ alla separazione contabile ed amministrativa delle attività svolte da imprese verticalmente integrate⁸⁷. L'Aeeg, inoltre, è chiamata a definire i livelli di qualità dei servizi, sia in termini generali che in relazione alle singole prestazioni fornite agli utenti⁸⁸.

Al fine di analizzare più nel dettaglio l'attività svolta dall'Autorità nell'esercizio della funzione in esame, occorre prendere le mosse anche dalla definizione più squisitamente economica della regolazione che considera "l'insieme degli interventi operati dallo Stato nell'economia per correggere i c.d. fallimenti o insuccessi del mercato, ovvero situazioni nelle quali il libero esplicarsi della domanda e dell'offerta non conducono ad una allocazione efficiente delle risorse"⁸⁹. In tal senso, dunque, l'Autorità è chiamata a risolvere, proprio attraverso la sua funzione di Regolatore, eventuali insuccessi del mercato conseguenti soprattutto alla liberalizzazione del settore elettrico e del gas.

In generale, prendendo come riferimento gli ambiti sui quali incide il potere regolatorio dell'Autorità si può procedere ad un'analisi delle funzioni inerenti la regolazione della rete e la regolazione del servizio.

⁸⁶ Cfr. art. 2, comma 12, lettera d) dove è stabilito che l'Aeeg "*definisce le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove previsti dalla normativa vigente*".

⁸⁷ L'art. 2, comma 12, lettera f) della Legge istitutiva prevede che l'Aeeg "*emana le direttive per la separazione contabile e amministrativa e verifichi 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*".

⁸⁸ Cfr. art. 2, comma 12, lettera h) della Legge istitutiva.

⁸⁹ Così F. SCALFANI, L. ZANETTINI, *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, cit., 15.

Per quanto attiene la regolazione della rete⁹⁰, occorre in primo luogo rilevare che, a valle del processo di liberalizzazione, il Legislatore ha sancito in capo al Gestore delle Rete l'obbligo di connessione per tutti i soggetti che ne facciano richiesta⁹¹. Le condizioni economiche, ovvero le tariffe di accesso alla rete, non sono concordate in via negoziale dalla parti ma devono essere fissate *ex ante* dal Regolatore in base a principi di non discriminazione, trasparenza e ragionevolezza: in altri termini, dunque, il sistema di tariffe deve essere certo, trasparente e basato su criteri predefiniti al fine di permettere alle imprese che facciano richiesta di connessione di conoscere in anticipo i prezzi di accesso e di ricevere lo stesso trattamento riservato alle altre imprese.

Il potere di fissazione delle tariffe si esplica attraverso l'emanazione di un provvedimento che individua la tariffa base, con validità quadriennale, e definisce i parametri e gli altri elementi di riferimento sulla base dei quali procedere al suo aggiornamento (trimestralmente). Tale previsione mira, chiaramente, a definire uno strumento che possa in qualche misura arginare l'eventuale eccessiva onerosità dell'accesso alla rete tenendo conto sia delle esigenze delle imprese concorrenti, sia del consumatore finale sul quale tali

⁹⁰ Sottolinea efficacemente Vetrò come, in un settore come quello dell'energia, la regolazione non può non riguardare anche e soprattutto la rete, la sua proprietà, nonché le modalità di gestione ed uso della stessa. L'Autore prosegue osservando che "la centralità della rete (o meglio, la sua strumentalità alla realizzazione del mercato concorrenziale e, quindi, del processo di liberalizzazione) implica, necessariamente, una condivisione del ruolo regolativi tra gli organi politici (Parlamento e Governo), ai quali spetta la scelta del regime di mercato cui assoggettare i servizi, alla stregua degli interessi generali di cui sono interpreti, 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 individuati dal legislatore e posti a base delle decisioni (politiche) da questo assunte", F. VETRÒ, *Il servizio pubblico a rete*, cit., 206.

⁹¹ L'art. 3, comma 1 del Decreto Bersani, infatti, sancisce che il Gestore della Rete è obbligato a "connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta". Il medesimo obbligo, peraltro, è riconosciuto anche in capo alle imprese che esercitano il servizio di distribuzione (art. 9, comma 1 del Decreto Bersani).

oneri vengono “ribaltati” attraverso il prezzo di vendita dell’energia elettrica⁹².

Per quanto attiene la definizione delle condizioni economiche di accesso alla rete, dunque, ai soggetti regolati non residua alcun margine di autonomia ed essi sono obbligati ad applicare tariffe completamente definite dal Regolatore. Diversamente, per quanto attiene alle condizioni tecniche di accesso alla rete, l’Autorità individua i principi generali ma la regolazione è demandata ai codici di rete elaborati da ciascuna impresa titolare delle diverse infrastrutture: al fine di garantire il rispetto dei principi generali elaborati dal Regolatore, tuttavia, i codici vengono trasmessi all’Aeeg per una verifica di conformità alle proprie deliberazioni.

Sempre in relazione alla regolazione delle infrastrutture di rete, inoltre, l’Aeeg emana le regole sul c.d. *unbundling*, ovvero sulla separazione delle attività svolte dall’impresa che gestisce la rete. Nell’ambito dell’esercizio di tale funzione regolatoria, l’Autorità è chiamata ad imporre obblighi strutturali volti a “modificare la struttura dell’impresa che gestisce la rete e, in particolare, il suo essere verticalmente integrata, vale a dire presente anche nei segmenti della filiera aperti alla concorrenza”⁹³. Gli obblighi relativi all’*unbundling* si distinguono in obblighi di separazione contabile e di separazione proprietaria: i primi riguardano la separazione della contabilità relativa alle attività di gestione e manutenzione della rete e quella relativa alla fornitura del servizio, mentre i

⁹² Per quanto attiene specificamente l’accesso alla rete di distribuzione del gas naturale, il D.Lgs. 164/2000 (c.d. Decreto Letta che ha sancito la liberalizzazione del settore del gas) ha previsto inoltre che le tariffe di accesso garantiscano una congrua remunerazione del capitale investito. Si tratta di un principio che, sebbene non espressamente sancito per il settore elettrico, è stato esteso anche a quest’ultimo. Sul punto la giurisprudenza, infatti, si è pronunciata nel senso che l’Autorità, nel valutare i costi di investimento, prenda come riferimento quelli effettivamente sostenuti dalle imprese interessate e non i costi teorici di un’impresa astratta. Così Cons. Stato, VI, 1 ottobre 2002, n. 5105 in *Foro amm. CDS* 2002, 2498 e Cons. Stato, VI, 10 aprile 2003, n. 1921 in *Foro amm. CDS* 2003, 1390.

⁹³ Così F. SCALFANI, L. ZANETTINI, *L’Autorità per l’energia elettrica e il gas*, cit, 19.

secondi comportano la necessità di dimettere le imprese collegate che operano negli altri segmenti della filiera.

Come detto, oltre alla regolazione della rete, l'altro macro settore in cui si esplica il potere di regolazione dell'Aeeg è quello del servizio di fornitura dell'energia elettrica e del gas ai clienti finali. Per quanto attiene più specificamente la regolazione tariffaria del suddetto servizio occorre precisare che l'avvento della liberalizzazione determina il venire meno del potere di determinazione amministrativa dei prezzi ai clienti finali: tuttavia, al fine di garantire un passaggio graduale al nuovo assetto di mercato, il Legislatore ha affidato all'Autorità il compito di definire parametri e limiti entro i quali i produttori possono determinare le proprie tariffe, nonché criteri di aggiornamento delle stesse. A seguito delle novità introdotte nel settore dal d.l. n. 193/2002, invero, la potestà tariffaria non è più unicamente in capo all'Aeeg, bensì risulta in parte condivisa con il Governo: in particolare, al potere esecutivo è demandato il compito di integrare i criteri di determinazione tariffaria, individuando modalità correttive idonee ad evitare il verificarsi di incrementi eccessivi⁹⁴. E' evidente come l'introduzione di tale prerogativa rientri tra quegli interventi legislativi volti

⁹⁴ In attuazione del d.l. n. 193/2002 è stato adottato il d.p.c.m. 31 ottobre 2002, recante *Criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas*, ai sensi del quale l'Autorità, nello stabilire i criteri di determinazione delle tariffe, è tenuta a: a) definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all'elettricità e al gas, anche successivamente alla apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato; b) definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente dei costi variabili, che minimizzino l'impatto inflazionistico, in particolare prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia, sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese produttrici di energia, nel più generale rispetto degli obiettivi di competitività del sistema produttivo; c) definire le modalità di imputazione degli oneri derivanti da misure a contenuto sociale, al fine di minimizzare il costo netto complessivo dell'intervento e di rispettare condizioni di neutralità dell'incidenza sulle diverse tipologie di utenza.

a spogliare in parte l’Autorità del suo ruolo di regolatore unico del settore, riducendone, nel contempo, il grado di indipendenza dal Governo⁹⁵.

Sempre in ambito tariffario, deve sottolinearsi come il legislatore abbia altresì introdotto – alla luce del difficile passaggio dal regime monopolistico a quello concorrenziale – due diversi regimi transitori (c.d. maggior tutela e salvaguardia) le cui modalità di applicazione sono state demandate anch’esse al Regolatore⁹⁶.

Il servizio di maggior tutela prevede che i clienti finali domestici e le piccole imprese che al 1 luglio 2007 non abbiano scelto un nuovo fornitore di elettricità, vengano serviti dalle imprese di distribuzione sulla base di “condizioni standard di erogazione del servizio e ai prezzi di riferimento che l’Aeeg definisce transitoriamente e che le imprese comprendono tra le proprie offerte commerciali contemplando anche la scelta tra piani tariffari e fasce orarie differenziate”⁹⁷.

Per le imprese che non soddisfano i requisiti per accedere al servizio di maggior tutela (poiché hanno più di 50 dipendenti e un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro), che non hanno scelto un fornitore al 1 luglio 2007 o ne siano rimaste momentaneamente sprovviste, il servizio di fornitura viene effettuato da imprese individuate dall’Acquirente Unico⁹⁸ in base ad una procedura concorsuale per ambiti territoriali.

⁹⁵ Parla di vero e proprio “modello regolatorio dualistico” E. BRUTI LIBERATI, *La regolazione dei mercati energetici tra l’Autorità per l’energia elettrica e il gas e il Governo*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 2009, 435 ss. L’Autore, in particolare, sottolinea che “accanto all’Autorità, anche il Ministero è oggi titolare di compiti e funzioni che almeno in parte appaiono di carattere propriamente regolatorio, essendo finalizzati all’introduzione di prescrizioni generali rivolte ai soggetti che operano nei relativi mercati e non solo all’adozione di provvedimenti puntuali”, 437.

⁹⁶ Cfr. art. 1, comma 2 ss., Decreto Legge n. 73/2007.

⁹⁷ Art. 1, comma 1, Decreto Legge 73/2007.

⁹⁸ L’Acquirente Unico è una società appartenente al gruppo del Gestore dei Servizi energetici che gestisce il servizio di fornitura elettrica ai clienti finali di piccole dimensioni. Cfr. le considerazioni svolte nel paragrafo 3 e ss. di questo capitolo.

Sempre nell'ambito della regolazione del servizio, infine, l'Aeeg interviene anche sulla qualità del servizio stesso, sia con riferimento alla qualità commerciale (tempestività ed accuratezza del servizio reso) che tecnica (continuità della fornitura). La regolazione della qualità del servizio avviene mediante la predisposizione di standard minimi che l'esercente è tenuto a rispettare e che devono rientrare nel regolamento di servizio⁹⁹.

Si osservi come la maggior parte dell'attività regolatoria dell'Autorità si esplica, ovviamente, attraverso l'emanazione di atti amministrativi a contenuto generale, nei confronti dei quali, come noto, dovrebbe considerarsi esclusa l'operatività degli obblighi partecipativi ai sensi dell'art. 13 della legge generale del procedimento amministrativo. Ciò nonostante, la giurisprudenza ha da tempo chiarito – in coerenza con quanto si è sottolineato *supra* merito al ruolo del principio del contraddittorio nel settore delle autorità indipendenti – che “ai procedimenti regolatori condotti dalle autorità indipendenti non si applicano le generali regole dell'azione amministrativa che escludono dall'ambito di applicazione delle norme sulla partecipazione l'attività della P.A. diretta all'emanazione di atti normativi ed amministrativi generali. Uno strumento essenziale per arricchire la base conoscitiva dell'attività di regolazione è costituito dalla consultazione preventiva, volta a raccogliere il contributo informativo e valutativo dei soggetti interessati”¹⁰⁰. La stessa giurisprudenza ha, altresì, sottolineato come la previsione della partecipazione degli interessati imponga

⁹⁹ Secondo una consolidata giurisprudenza i livelli minimi di qualità del servizio rappresentano clausole integranti del contratto di somministrazione. Sul punto cfr. Cons. Stato, VI, 24 giugno 2003, n. 6628, in *Servizi pubbl. e appalti 2004*, 183, Cons. Stato, VI, 24 maggio 2002, n. 2854, in *Foro amm. -CDS*, 2002, 1325 e Cons. Stato, VI, 29 maggio 2002, n. 2987, in www.giustiziaamministrativa.it.

¹⁰⁰ T.A.R. Lombardia, Milano, Sez. III, 11 maggio 2010, n. 1455, in *Foro amm.-TAR*, 2010, 1601. In senso conforme cfr. Cons. St., Sez. VI, 11 aprile 2006 n. 2007, in *Giur. it.* 2006, 1514; Cons. St., Sez. VI, 2 marzo 2010 n. 1215, in *Pubblica* 2010; Cons. St., Sez. VI, 1 ottobre 2002 n. 5105, in *Foro amm.-CDS* 2002, 2498; Cons. St., Sez. VI, 27 dicembre 2006, n. 7972, in *Giur. it.* 2007, 7, 1811.

all'Autorità di indicare espressamente la finalità dell'intervento regolatorio, nonchè di motivare la decisione finale, anche con riguardo alle osservazioni presentate¹⁰¹. Ebbene, l'Aeeg svolge tale consultazione preventiva attraverso audizioni e meccanismi di *notice and comment*, con cui viene data preventivamente notizia del progetto di atto e viene consentito agli interessati di fare pervenire le proprie osservazioni, che richiedono poi necessariamente che l'atto regolatorio venga motivato.

Per quanto attiene la funzione di controllo e garanzia, occorre osservare fin da subito che essa è strettamente collegata a quella di regolazione concretandosi, sostanzialmente, nel far rispettare le regole di funzionamento del mercato.

In via generale, la legge istitutiva attribuisce all'Autorità la funzione di controllo dello svolgimento dei servizi attraverso l'esercizio di *“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”*¹⁰². I settori più specifici in cui la legge istitutiva riconosce espressamente all'Autorità poteri di controlli sono principalmente l'accesso alla reti, la separazione contabile e la tutela degli interessi dei consumatori finali. Per quanto attiene al primo aspetto, l'art. 2,

¹⁰¹ In termini cfr. Cons. St., Sez. VI, 27 dicembre 2006 n. 7972, in *Foro amm. CDS* 2006, 3398, ove si chiarisce che “pur non essendo necessaria una puntuale replica ad ogni osservazione, l'Autorità deve però dare conto delle ragioni giustificative dell'atto di regolazione, soprattutto in quei casi in cui vengono contestati i presupposti dell'azione regolatoria”. La stessa giurisprudenza ha altresì chiarito, tuttavia, che “L' Autorità Per l' Energia Elettrica e il Gas non è tenuta a diffondere un nuovo documento di consultazione ogni qualvolta intenda discostarsi da quello già diffuso, pena un irragionevole allungamento dei tempi dell'istruttoria, peraltro non utile se si considera che la partecipazione degli operatori non è funzionale al raggiungimento di una regolazione concordata”, Cons. St., Sez. VI, 3 marzo 2010, n. 1242, in www.giustizia-amministrativa.it.

¹⁰² Cfr. art. 2, comma 12, lettera g) della Legge istitutiva.

comma 12, lettera c) della legge istitutiva prevede che l’Autorità controlli i criteri e le modalità di accesso e che esse siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza al fine di garantire che il servizio sia prestato in condizioni di eguaglianza.

In relazione agli obblighi di *unbundling*, invece, l’Aeeg è chiamata a verificare “*i costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l’altro, la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e categoria di utenza*”¹⁰³. Tale attività di verifica, in particolare, si svolge anche attraverso la partecipazione delle imprese soggette alla regolazione che, periodicamente, sono obbligate ad inserire sul sito dell’Autorità una serie di dichiarazioni circa il rispetto della normativa sulla separazione contabile.

Per quanto attiene, infine, la tutela dei diritti dei consumatori finali, l’Aeeg è tenuta a “*verificare 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 (...), consentire agli utenti e consumatori il più agevole accesso agli uffici pubblici, ridurre il numero degli adempimenti richiesti semplificando le procedure per l’erogazione del servizio*”¹⁰⁴.

Accanto ai poteri di controllo, la legge istitutiva attribuisce all’Autorità anche una funzione consultiva e di segnalazione nei confronti del Governo e del Parlamento: l’art. 2, comma 6 della suddetta legge, infatti, prevede che il Regolatore svolga attività consultiva “*nelle materie di propria competenza anche al fine della definizione, del recepimento e dell’attuazione della normativa comunitaria*”.

¹⁰³ Cfr. art. 2, comma 12, lettera f) della Legge istitutiva.

¹⁰⁴ Cfr. Art. 2, comma 12, lettera n) della Legge istitutiva.

Nell'ambito dello svolgimento di tale funzione consultiva, ad esempio, l'Aeeg esprime parere obbligatorio ma non vincolante nel procedimento per la definizione della rete nazionale dei gasdotti¹⁰⁵, presenta annualmente al Parlamento e al Presidente del Consiglio una relazione annuale sull'attività svolta¹⁰⁶ e segnala all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la realizzazione di un'intesa o di un abuso di posizione dominante sui mercati elettrici¹⁰⁷.

Nell'ambito dei compiti di salvaguardia e difesa degli interessi degli utenti attribuiti all'Autorità dall'ordinamento, assume particolare rilievo l'esercizio di specifiche funzioni con cui vengono offerte al cittadino forme di tutela in un certo qual modo assimilabili a quelle giurisdizionali. Emerge, in tale contesto, una peculiare caratteristica delle autorità indipendenti in generale, le quali – come si è già avuto modo di osservare – sono chiamate a svolgere, nel contempo, funzioni di regolazione, di amministrazione attiva e di risoluzione delle controversie, delineando così un modello che non può essere del tutto ascritto a quello tipico delle amministrazioni pubbliche¹⁰⁸. Per quanto concerne, in particolare, i poteri di tutela diretta del cittadino variamente riconosciuti in capo alle autorità indipendenti, parte della dottrina giunge a paragonare tali soggetti a veri e propri organi giudiziari¹⁰⁹,

¹⁰⁵ Cfr. art. 9, d.Lgs. 164/2000 (c.d. Decreto Letta).

¹⁰⁶ Cfr. art. 2, comma 12, lettera i) della Legge istitutiva.

¹⁰⁷ Cfr. art. 2, comma 33 della Legge istitutiva.

¹⁰⁸ Sul punto cfr. le considerazioni svolte da M. CLARICH, L. CAMILLI, *I poteri quasi-giudiziali delle autorità indipendenti*, in (a cura di) M. D'ALBERTI, A. PAJNO, *Arbitri dei mercati*, Bologna, 2007. In generale, in tema di autorità amministrative indipendenti, v. *ex multis* M. D'ALBERTI, *Autorità indipendenti (dir. amm.)*, (voce) in *Enc. giur.*, Roma, 1995; S. CASSESE, *Attività regolatoria e Autorità indipendenti*, Milano, 1996; P. LAZZARA, *Autorità indipendenti e discrezionalità*, Padova, 2001; N. LONGOBARDI, *La regolamentazione e i controlli: le autorità amministrative indipendenti*, in *Studi in onore di L. Mazarolli*, Padova, 2007, 91 ss.

¹⁰⁹ In base alle considerazioni svolte da N. LONGOBARDI, *Autorità amministrative indipendenti e diritti: la tutela dei cittadini e delle imprese*, in *Foro amm. – TAR*, 2004, 9, 2925 l'attività svolta dalle autorità indipendenti potrebbe accomunarsi a quella propria di un giudice "sia in ragione dell'indipendenza derivante dalla soggezione soltanto alla legge,

e ciò essenzialmente alla luce di due profili. Viene innanzitutto sottolineato come l'indipendenza organizzativa e funzionale di tali amministrazioni (almeno così come teoricamente delineata dalle discipline di riferimento) sembri in qualche misura riprendere quella propria degli organi giurisdizionali. Si osserva, inoltre, che le stesse funzioni esercitate si rivelano connaturate da un elevato grado di neutralità, ovvero di equidistanza tra i diversi interessi in gioco, essendo *ex se* strumentali al mero rispetto delle regole e al corretto funzionamento del mercato di riferimento¹¹⁰. In tal senso, si conclude affermando che, accanto all'attività propriamente di *adjudication*, è maturata in capo a tali amministrazioni una peculiare funzione di risoluzione delle controversie che rappresenta un'attribuzione ulteriore, caratterizzata da "un'accentuata presenza di regole del contraddittorio e dai tratti tipici dell'attività amministrativa"¹¹¹. Alla luce di tali considerazioni, in effetti, sembrerebbe pienamente condivisibile la posizione di coloro che finiscono per configurare in capo alle amministrazioni indipendenti una funzione – che si potrebbe definire *border line* tra amministrazione e giurisdizione – "che si inserisce tra la nozione di ricorso amministrativo e la definizione dell'arbitrato privato: il risultato è l'elevazione dell'autorità ad arbitro pubblico per la risoluzione di conflitti tra soggetti privati nell'ambito dei profili di propria competenza"¹¹².

Va, in ogni caso, precisato che l'esercizio di attività di tipo paragiurisdizionale da parte delle autorità indipendenti non intacca la loro natura amministrativa, nella misura in cui la dimensione paragiurisdizionale

sia per il ruolo *super partes* loro assegnato preordinato ad una tutela imparziale del cittadino".

¹¹⁰ Cfr. M. CLARICH, *Autorità indipendenti. Bilancio e prospettive di un midello*, Bologna, 2005, 156 ss.

¹¹¹ Cfr. V. CAPUTI JAMBRENGHI, *La funzione giustiziale delle amministrazioni indipendenti*, in (a cura di) F. Francario, *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano, 2003, 68.

¹¹² Così M. SIMONCINI, *Amministrazione giustiziale e autorità amministrative indipendenti: profili comparati di tutela*, in *Law Electronic Journal*, 2009, 15, 125.

“va riconosciuta, più che all'organo in quanto tale, ad alcune delle funzioni (non tutte) attribuite alle autorità indipendenti, funzioni che ben potrebbero essere esercitate [...] da organi giurisdizionali”¹¹³.

Per quanto attiene, in particolare, alle funzioni di risoluzione delle controversie svolte dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in via generale, la disciplina di tali procedimenti è contenuta nel D.P.R. n. 244/2001 che, tuttavia, non fornisce un quadro completo, nella misura in cui specifici poteri sono attribuiti all'Autorità anche da ulteriori disposizioni normative, la cui applicazione risulta, tra l'altro, ancor'oggi parziale¹¹⁴.

Nel delineare i caratteri delle attività in qualche misura assimilabili all'esercizio di funzioni di tipo giustiziale¹¹⁵ svolte dall'Aeeg, appare opportuno premettere come, in linea generale, l'Autorità eserciti d'ufficio i propri poteri amministrativi di controllo e, eventualmente, di sanzione; pur tuttavia, la legge istitutiva prevede che essa possa attivarsi anche a fronte di reclami, istanze e segnalazioni degli utenti o delle associazioni rappresentative. Si osservi sin d'ora, al riguardo, come il legislatore non abbia riconosciuto in capo all'Autorità alcun obbligo di avvio del procedimento, essendo rimessa in capo ad essa una previa valutazione

¹¹³ M. CLARICH, *Autorità indipendenti. Bilancio e prospettive...*, cit., 152. Dello stesso avviso, G. MORBIDELLI, *Sul regime amministrativo delle autorità indipendenti*, in *Scritti di diritto pubblico dell'economia*, Torino, 2001, 168

¹¹⁴ In particolare, sulle procedure di arbitrato e conciliazione cfr. art. 2, comma 24 lett. b) della legge istitutiva dell'Autorità (Legge n. 481/1995); in relazione alle controversie in materia di accesso alle infrastrutture tra operatori e gestori di rete o del servizio di distribuzione cfr. art. 5, comma 3, D.lgs. 79/99 per il settore elettrico e art. 35 D.lgs. 164/00 per il settore del gas. Si veda, in particolare, P. LAZZARA, *Commento al d.P.R. 9 maggio 2001*, n. 244 in *Gior. dir. amm.*, 2002, 4, 366.

¹¹⁵ Per un'ampia disamina dei caratteri propri della funzione giustiziale della pubblica amministrazione si rinvia a T. ANCORA, *L'amministrazione giustiziale*, in *Cons. St.*, 1988, II, 1687 ss.; M.P. CHITI, *L'effettività della tutela avverso la pubblica amministrazione nel procedimento e nell'amministrazione giustiziale*, in *Scritti in onore di Pietro Virga*, Milano, 1994, 543 ss.; E. RAGANELLA., L. VALLA, *La tutela giustiziale*, Milano, 2007.

tecnica circa la fondatezza dell'istanza¹¹⁶. Ciò posto, unicamente nell'ipotesi in cui tale valutazione abbia esito positivo si apre un vero e proprio procedimento, la cui struttura richiama, in parte, quella del procedimento in materia *antitrust*, con un ampio coinvolgimento del Collegio dell'Autorità nella fase istruttoria e nell'audizione orale finale. In conformità al principio del contraddittorio orale tutti i partecipanti al procedimento hanno diritto di essere ascoltati dinnanzi al Collegio prima della decisione finale e – a seguito dell'accertamento dell'eventuale violazione di specifiche regole da parte dell'operatore – all'Autorità è riconosciuto il potere di comminare sanzioni¹¹⁷. A ben vedere, invero, alcuni aspetti propri del procedimento sanzionatorio ora brevemente descritto non permettono di ricondurre tale funzione all'esercizio di un potere di carattere effettivamente giustiziale: ostano a ciò, da un lato, la mancanza di un vero e proprio dovere di agire a seguito della presentazione di un'istanza e, dall'altro, la circostanza che, molto spesso, la comminazione della sanzione non risulta affatto soddisfacente delle esigenze di tutela del privato.

A ciò si aggiunga, inoltre, che secondo la ricostruzione di tali poteri effettuata dal Consiglio di Stato “al fine di perseguire le proprie finalità di carattere generale a tutela degli utenti, l'Autorità dispone di poteri amministrativi specifici in materia di tariffe, di qualità del servizio, di conformazione ed assetto del mercato, di accesso ai mercati e ai servizi, di tutela della concorrenza. (...) Detti poteri possono essere esercitati talvolta

¹¹⁶ Sul punto cfr. le considerazioni svolte da N. PAOLANTONIO, *La giustizia innanzi all'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, e da F. LIGUORI, *La giustizia davanti all'AEEG*, entrambe relazioni inedite tenute in Napoli, in data 2 ottobre 2009, in occasione del Seminario di Studi sul tema *La tutela non giurisdizionale delle situazioni soggettive deboli*, organizzato dalla Seconda Università degli Studi di Napoli.

¹¹⁷ Sulla ricostruzione dei poteri sanzionatori dell'Autorità risultano particolarmente interessanti due recenti sentenze del TAR Lombardia, 17 giugno 2009, nn. 4040, 4042 e 4043, in www.giustizia-amministrativa.it in materia di attività di vigilanza e controllo sul divieto di traslazione della maggiorazione dell'IRES (imposta sul reddito delle società) sui prezzi al consumo (c.d. *Robin Tax*).

anche su apposite istanze e sollecitazioni degli utenti”¹¹⁸. In base a tale ricostruzione, dunque, si potrebbe concludere che le istanze e i reclami presentati dai singoli consumatori costituiscono un mero strumento per l’attivazione di poteri officiosi attribuiti all’Autorità nello svolgimento di funzioni regolatorie e di vigilanza, ad essa tipicamente attribuite dalla legge nel perseguimento delle proprie finalità di pubblico interesse e che, pertanto, non possono in alcun modo essere ricondotte al novero di poteri propriamente giustiziali¹¹⁹.

Accanto a tali poteri di accertamento e sanzionatori, inoltre, il legislatore aveva previsto che il Governo avrebbe dovuto emanare un regolamento di disciplina delle funzioni di conciliazione e arbitrato dell’Autorità nella gestione delle controversie tra imprese ed utenti¹²⁰: tale regolamento di attuazione, tuttavia, ad oggi non risulta essere stato ancora emanato¹²¹. Solo relativamente alle controversie in materia di accesso alla rete la stessa Autorità ha emanato un regolamento arbitrale che tutte le parti devono sottoscrivere per deferire la controversie all’Autorità, definendo dunque un meccanismo avente portata esclusivamente negoziale¹²².

Ciò premesso, la possibilità di ricorrere all’arbitrato dinnanzi all’Autorità è espressamente prevista dalla disposizione di cui al comma 24,

¹¹⁸ Cfr. Cons. Stato, Sez. VI, 26 aprile 2005, n. 1866 in *www.giustizia-amministrativa.it*.

¹¹⁹ Sul punto cfr. le riflessioni svolte da F. LIGUORI, *La giustizia davanti all’AEEG*, cit. che conclude per una “giustizia inesistente” dinnanzi a tale autorità. Alle medesime conclusioni sembra giungere anche N. PAOLANTONIO, *La giustizia innanzi all’Autorità per l’energia elettrica e il gas*, cit., laddove fa rientrare tali funzioni nel novero dei poteri di vigilanza e regolazione che, come si è già avuto modo di osservare, rappresentano il fulcro “del complesso delle funzioni attribuite dalla legge a questo tipo di amministrazione indipendente per adempiere alla *mission* sua propria”.

¹²⁰ In generale, sul punto, cfr. G. DELLA CANANEA, *Le procedure di conciliazione arbitrato davanti alle autorità indipendenti*, in F. FRANCIOSI (a cura di), *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano 2003, 75 ss.

¹²¹ Sulla mancata emanazione del regolamento attuativo in materia di arbitrato dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas si vedano le osservazioni di da F. LIGUORI, *La giustizia davanti all’AEEG*, cit.

¹²² Cfr. Delibera n. 42/05 che abroga la precedente Delibera n. 127/03. Sul punto cfr. N. PAOLANTONIO, *La giustizia innanzi all’Autorità per l’energia elettrica e il gas*, cit.

lettera b) dell'art. 2 della Legge istitutiva in base alla quale con un regolamento di organizzazione sono definiti “i criteri, le condizioni, i termini e le modalità per l'esperimento di procedure di conciliazione o arbitrati in contraddittorio insorte tra utenti e soggetti esercenti il servizio”. La medesima norma prevede, altresì, che “fino alla scadenza del termine fissato per la presentazione delle istanze delle istanze di conciliazione o di deferimento di arbitri, sono sospesi i termini per il ricorso in sede giurisdizionale che, se proposto, è improcedibile”.

In attuazione di tali disposizioni l'Autorità aveva emanato, con delibera 123/2003, un regolamento che di fatto non è mai stato applicato per essere sostituito dalla successiva delibera 42/2005. Tale ultimo provvedimento prevede in particolare che “l'accesso a procedure arbitrali avvenga nelle forme disposte in generale dall'ordinamento (art. 806 ss. c.p.c.) con riferimento alle controversie che sorgano in relazione all'interpretazione ed esecuzione di rapporti aventi ad oggetto i servizi di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas naturale sulle infrastrutture ad alta pressione (...) fornendo un supporto eleggibile di volta in volta in via patrizia”.

Dal complesso delle disposizioni regolatorie, pertanto, si evince con una certa chiarezza che il carattere volontaristico della procedura, unitamente alla previsione che il rito si svolga secondo le forme codicistiche, fa propendere per la conclusione che si tratti di un vero e proprio arbitrato rituale configurabile, dunque, senza dubbio come una forma di tutela per il cittadino alternativa a quella di tipo giudiziario, ma di stampo conciliativo e non propriamente giustiziale¹²³. Ciò posto, non vi è dubbio che l'intento del legislatore sia stato quello di offrire al cittadino

¹²³ Per un'attenta ricostruzione dell'arbitrato dinnanzi all'Autorità e della natura giuridica della sua definizione cfr. le riflessioni di F. LIGUORI, *La giustizia davanti all'AEEG*, cit. e N. PAOLANTONIO, *La giustizia innanzi all'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, cit.

utente ulteriori mezzi a difesa delle proprie posizioni giuridiche, mezzi che – rispetto a quelli tradizionali, comportanti il ricorso ad una corte – fossero connotati dai caratteri della celerità, economicità e informalità¹²⁴.

1.2. Le funzioni esercitate dall’Aeg nello specifico ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili: a) attività di regolazione.

La rapida crescita di installazioni eoliche, soprattutto in Italia meridionale ed insulare, non accompagnata da un adeguato e contestuale sviluppo della rete di trasmissione dell’energia elettrica ha comportato, negli ultimi anni, un ricorso sempre maggiore da parte del Gestore della Rete alle modulazioni della produzione, sia programmate che in tempo reale. In altri termini, laddove le infrastrutture di rete non siano in grado di consentire l’immissione di tutta l’energia prodotta - anche a fronte della difficile determinazione *ex ante* della produzione elettrica di taluni impianti alimentati da fonti non programmabili – il Gestore di rete è costretto ad impartire ordini di riduzione della produzione ai titolari degli impianti¹²⁵. Il verificarsi di tali fenomeni comporta effetti che mettono a serio rischio il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili a cui il nostro Paese si è obbligato. In primo luogo, infatti, occorre osservare che i

¹²⁴ Sul punto F. VETRÒ, nel suo *Il servizio pubblico a rete*, cit., 191, osserva come possa rinvenirsi un chiaro *favor* da parte del legislatore nei confronti delle suddette forme di tutela alternative, nella misura in cui, ad esempio, si va a stabilire, da un lato, l’improcedibilità dell’azione giudiziaria fino alla scadenza del termine fissato per la presentazione delle istanze di conciliazione o di deferimento agli arbitri e, dall’altro, viene attribuito il carattere di titolo esecutivo agli atti conclusivi delle due suddette procedure.

¹²⁵ Il problema della modulazione riguarda buona parte degli impianti situati nel Sud Italia, ovvero nelle Regioni che, per le caratteristiche climatiche, garantiscono livelli di producibilità più elevati nella Penisola e dove si verificano sistematiche congestioni dovute alla scarsa capacità delle linee e all’inadeguatezza delle infrastrutture.

titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili ricevono le misure incentivanti in proporzione all'effettiva produzione di energia elettrica e, dunque, nei casi di modulazione rischiano di percepire un sostegno talmente esiguo da non ammortizzare gli investimenti effettuati. Si ricordi, inoltre, che gli obiettivi a cui l'Italia ha aderito riguardano il consumo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e, laddove tale energia non potesse essere immessa in rete a causa dell'inadeguatezza delle infrastrutture e dunque non venisse consumata, si potrebbe facilmente correre il rischio di non raggiungere i *target* prefissati.

A ciò si aggiunga, peraltro, che le conseguenze della mancata produzione rinnovabile dovuta ad insufficienza della rete elettrica vanno ad incidere negativamente anche sulla bancabilità dei progetti di investimento in tale settore. Gli istituti di credito, infatti, richiedono maggiori garanzie su *cash flow* e tale circostanza comporta per i produttori da rinnovabili la necessità di fornire maggiore certezza sulla producibilità dei propri impianti e, soprattutto, sull'effettiva possibilità di commercializzare l'energia potenzialmente producibile. L'effetto combinato di un rischio tecnico di lungo periodo in termini di mancato dispacciamento dell'energia elettrica generata, associato ad un rischio commerciale, genera effetti rilevanti sull'affidabilità degli investimenti.

In tale contesto, pertanto, si è reso necessario un intervento regolatorio dell'Autorità volto a prevedere strumenti di intervento finalizzati a garantire la priorità di dispacciamento¹²⁶ di cui la fonte eolica, come tutte le fonti rinnovabili, dovrebbe godere.

Con le due Delibere ARG/elt 4/10 e 5/10 l'Aeeg ha inteso ridefinire gli aspetti legati alla gestione di tale priorità in condizioni di criticità del sistema elettrico nazionale, al fine di superare le difficoltà emerse

¹²⁶ Cfr. Testo integrato delle connessioni attive di cui alla Delibera Aeeg ARG/elt 99/08.

dall'applicazione del previgente meccanismo di remunerazione del servizio di modulazione di cui alla Delibera n. 330/07. Tale Delibera prevedeva che la quantità oraria non prodotta per effetto degli ordini di modulazione in riduzione impartiti dal Gestore di rete venisse calcolata a partire dai valori di energia elettrica oraria mediamente immessa, calcolata su base storica e che la remunerazione fosse relativa alla sola mancata produzione generata da ordini in tempo reale e non anche programmati. Con il medesimo provvedimento, inoltre, il Regolatore individuava in Terna (Gestore della Rete) il soggetto preposto a definire le procedure necessarie per monitorare la prevedibilità delle immissioni in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. Tale meccanismo era inficiato da un effetto distorsivo in quanto il susseguirsi di vincoli di modulazione ha inevitabilmente comportato nel tempo una progressiva riduzione del valore storico della produzione determinando, di conseguenza, una minore e non corretta remunerazione per la mancata produzione imposta. Inoltre, l'affidamento allo stesso Gestore di rete anche della definizione delle procedure di monitoraggio creava inevitabilmente una posizione di conflitto di interessi.

L'Aeeg, dunque, è intervenuta con le due nuove Delibere disponendo che la remunerazione del servizio di modulazione prestato a seguito del rispetto di un ordine impartito da Terna - sia in tempo reale che a programma - avvenga sulla base della stima dell'energia elettrica oggetto di modulazione realizzata a partire dai dati reali di ventosità. L'Autorità, inoltre, ha individuato nel Gestore dei Servizi Energetici (GSE) il soggetto terzo ed indipendente cui affidare la definizione del modello revisionale e l'acquisizione dei dati ai fini del calcolo della mancata produzione.

L'intervento dell'Aeeg, in altri termini, ha il pregio di introdurre un sistema di remunerazione non più basato su dati storici dell'energia elettrica

immessa in rete, inficiati dagli interventi di modulazione subiti dalle unità produttive, ma sull'effettiva programmabilità della fonte di produzione. E' chiaro che ciò consentirà ai produttori il conseguimento di un equo risarcimento del danno subito per la mancata produzione e rappresenterà un elemento di maggiore affidabilità per gli istituti di credito nella valutazione degli investimenti da finanziare.

Il meccanismo introdotto, tuttavia, rappresenta lo strumento per il superamento esclusivamente di talune delle criticità evidenziate: le difficoltà connesse al raggiungimento degli obiettivi nazionali in sede europea ed internazionale, infatti, potranno essere effettivamente risolti solo attraverso un adeguamento infrastrutturale tale da consentire una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili eliminando i più rilevanti ostacoli che attualmente sussistono agli investimenti.

1.3. (Segue): b) attività di controllo e sanzionatoria.

Come analizzato nei paragrafi precedenti, nell'ambito dei poteri attribuiti all'Aeeg, rientra anche il potere di irrogare sanzioni amministrative nei confronti dei soggetti che, con le proprie condotte, violino disposizioni emanate dalla medesima Autorità nell'esercizio dei poteri regolatori ad essa riconosciuti dalla Legge n. 481/1995.

Per quanto attiene lo specifico settore delle fonti rinnovabili, nell'ambito dello svolgimento delle proprie funzioni, l'Aeeg ha recentemente irrogato una sanzione nei confronti di Enel Distribuzione S.p.a. per aver violato alcune disposizioni relative al procedimento di connessione alla rete di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Preliminarmente alla ricostruzione della vicenda e all'analisi delle violazioni imputate al distributore, occorre ricostruire il contesto normativo nell'ambito del quale si inserisce la fattispecie oggetto di attenzione da parte dell'Autorità.

L'art. 23, comma 1 e 2, lettere c) ed f), della Direttiva 2003/54/CE assegna alle Autorità di regolazione il compito di garantire la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato elettrico anche attraverso il controllo delle tempistiche di connessione alla rete da parte delle imprese di trasmissione e distribuzione. Nell'ambito di tali funzioni, inoltre, le Autorità devono garantire condizioni di connessione obiettive e non discriminatorie che tengano adeguatamente in considerazione i vantaggi apportati dalle tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili. Ai sensi dell'art. 23, comma 2, lettera a) della medesima Direttiva, peraltro, le Autorità hanno il compito di fissare o approvare le metodologie per stabilire le condizioni di connessione alle reti.

L'art. 9 del Decreto Bersani (D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79) impone alle imprese di distribuzione di connettere alla rete tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche emanate dall'Aeeg.

In tale contesto, l'Aeeg, con Delibera 281/05 ha definito le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV (altissima, alta e media tensione). Ai sensi dell'art. 1, comma 1, dell'Allegato A alla succitata Delibera, il Gestore di rete elabora una soluzione tecnica minima per la connessione che viene sottoposta al richiedente e costituisce condizione necessaria e sufficiente a soddisfare l'istanza del produttore.

L'art. 3 della medesima Delibera prevede, inoltre, che il Gestore pubblici e trasmetta all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali di

erogazione del servizio di connessione che, tra l'altro, devono contenere: a) le modalità e i tempi di risposta del Gestore di rete alla richiesta di connessione; b) le modalità e i tempi in base ai quali il Gestore si impegna, per l'attività di sua competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione; c) le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal Gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione degli impianti elettrici. L'art. 14 della Delibera in esame, infine, impone la gestione prioritaria di connessioni per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Successivamente, con Delibera n. 89/07, l'Aeeg ha adottato le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti alle reti elettriche con tensione nominale minore o uguale a 1 kV (bassa tensione). L'art. 4, comma 3, dell'Allegato A alla Delibera n. 89/07 prevede che, in seguito a richiesta di connessione, il gestore deve mettere a disposizione il preventivo entro il termine di 20 giorni. Il medesimo articolo, al comma 8, prescrive che il tempo di realizzazione della connessione debba essere pari al massimo a 30 giorni, nel caso di lavori semplici, e a 120 giorni nel caso di lavori complessi.

Sempre il medesimo Allegato A impone all'impresa distributrice di corrispondere al soggetto che inoltra la richiesta di connessione un indennizzo automatico qualora la messa a disposizione del preventivo non avvenga entro i termini previsti dall'Autorità, salvo cause di forza maggiore.

Nell'ambito del quadro normativo appena illustrato, l'Aeeg, con Delibera n. 290/07, ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulle modalità e sui tempi di erogazione del servizio di connessione degli impianti di generazione elettrica da parte delle imprese di distribuzione, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Nel corso dello svolgimento dell'attività di monitoraggio, l'Autorità ha riscontrato delle anomalie nello svolgimento del servizio da parte di Enel

Distribuzione S.p.a. a causa delle quali, con Delibera VIS 12/08, ha avviato un'istruttoria formale per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e per l'irrogazione di sanzioni amministrative.

Le violazioni imputate ad Enel Distribuzione S.p.a. riguardano due differenti profili: da un lato, infatti, l'Aeeg contesta al distributore il mancato rispetto dei termini previsti dal procedimento di connessione (sia con riferimento alla trasmissione della soluzione tecnica minima sia alla realizzazione effettiva della connessione), dall'altro di non aver corrisposto gli indennizzi stabiliti per i ritardi.

A seguito della chiusura del procedimento istruttorio, con Delibera VIS 140/09, l'Autorità, accertate le violazioni da parte del distributore, ha irrogato una sanzione amministrativa pecuniaria ex art. 2, comma 20 della Legge n. 481/1995.

La vicenda analizzata appare particolarmente significativa ai fini della valutazione dell'attività svolta dall'Aeeg nel ambito delle politiche di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. La problematica della connessione alla rete elettrica, infatti, rappresenta uno dei principali ostacoli che i produttori da fonti rinnovabili si trovano a dover affrontare nella collocazione sul mercato dell'energia generata: l'esercizio di poteri di vigilanza e, dove necessario anche di natura sanzionatoria da parte dell'Autorità, rivelano la consapevolezza del Regolatore che ritardi ed irregolarità possono produrre sullo sviluppo degli impianti mettendo a rischio il raggiungimento degli obiettivi nazionali cui il nostro Paese in sede europea.

1.4. (Segue): c) attività di segnalazione.

Come noto, la Legge 14 novembre 1995, n. 481, all'art. 2, comma 6, riconosce all'Aeeg l'esercizio di una funzione consultiva e di segnalazione al Parlamento e al Governo nelle materia di propria competenza.

Nell'ambito dell'esercizio di tali funzioni, il Regolatore ha recentemente inviato alla Commissione Industria, Turismo e Commercio del Senato una segnalazione nella quale, tra l'altro, ha espresso il proprio orientamento sulle politiche nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili.

In primo luogo, l'Aeeg si è espressa sulle proposte di revisione degli strumenti di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e sulle procedure di autorizzazione degli impianti da esse alimentati. Sebbene la tematiche della riforma dei meccanismi di sostegno attualmente vigenti - in virtù della Direttiva 2009/28/CE¹²⁷ - saranno oggetto dell'ultimo capitolo, occorre in tale sede premettere che il Governo è stato chiamato a rivedere tali meccanismi al fine di disegnare un sistema di incentivazione certo, efficiente e tale da garantire il rispetto degli obbiettivi da raggiungere entro il 2020.

Nell'ambito della segnalazione l'Aeeg si pronuncia a favore del mantenimento del meccanismo dei Certificati Verdi¹²⁸ piuttosto che all'introduzione da subito di un meccanismo di sostegno tariffato al fine di ridurre l'onere sostenuto dai consumatori finali - attraverso la bolletta elettrica - per il finanziamento dello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili.

¹²⁷ Si vedano le considerazioni svolte al paragrafo 5 del Capitolo I.

¹²⁸ Sul funzionamento del meccanismo dei Certificati Verdi si rimanda ai paragrafi dedicati al ruolo del GSE nell'ambito dell'attuazione delle misure incentivanti e al capitolo dedicato specificamente alla trattazione dei singoli incentivi.

Il Regolatore, inoltre, ha espresso la necessità che siano rivisti il livello e la durata dell'incentivazione, con particolare riferimento alla tecnologia fotovoltaica: a parere dell'Aeeg, infatti, l'attuale livello di sostegno - considerato decisamente elevato - poteva avere senso nella fase di avvio di una nuova tecnologia e nella prospettiva di sviluppare livelli di efficienza adeguati in un lasso di tempo ragionevolmente breve. Alla luce di tali considerazioni, sarebbe opportuno rimodulare sia la consistenza che le modalità di riconoscimento delle incentivazioni attualmente in vigore, rendendole aderenti ai costi di investimento previsti per ciascun anno.

Per quanto attiene le procedure di autorizzazione per la realizzazione e gestione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, l'Aeeg rileva che, atteso che i procedimenti autorizzatori sono gestiti ad un livello di *governance* locale in virtù dell'attribuzione della materia dell'energia alla competenza concorrente Stato-Regioni, il quadro normativo appare piuttosto frammentato¹²⁹. Occorre, a parere del Regolatore, prevedere strumenti di regolazione volti a rendere più certe ed omogenee sul territorio nazionale le procedure di autorizzazione: a tal proposito, peraltro, recentemente il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato linee guida per la semplificazione che dovranno essere recepite dalle singole Regioni nei mesi successivi.

Nella segnalazione, inoltre, l'Aeeg si è soffermata sulle criticità emergenti dai diversi dal differente regime autorizzatorio previsto per gli impianti di produzione e per gli interventi di rete necessari alla loro connessione: il mancato coordinamento tra i due procedimenti, infatti, potrebbe portare alla realizzazione di nuovi impianti in assenza della disponibilità della rete con il rischio per i consumatori, che pagano in

¹²⁹ Sulle criticità relative ai procedimenti di autorizzazione ci si soffermerà ampiamente nel capitolo successivo.

bolletta una componente tariffaria (A3) per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, di remunerare l'energia elettrica che tali impianti non hanno potuto produrre a causa della carenza delle infrastrutture necessarie. Al fine di superare tali criticità, sarebbe opportuno introdurre norme che rendano effettivamente praticabile lo svolgimento del procedimento unico ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 che, per come è definito, permetterebbe di tenere in adeguata considerazione le specificità connesse alla realizzazione di un impianto di produzione dell'energia elettrica: il procedimento autorizzativo unico, ad esempio, potrebbe essere integrato (*rectius* preceduto) da un più stretto coordinamento tra i gestori di rete e l'ente preposto al rilascio dell'autorizzazione.

1.5. (Segue): d) attività giustiziale.

Come rilevato nell'ambito dell'analisi della funzione di risoluzione delle controversie attribuita all'Autorità, appare chiaro che il carattere volontaristico della procedura attivabile dinnanzi all'Autorità, unitamente alla previsione che il rito si svolga secondo le forme codicistiche, fa propendere per la conclusione che si tratti di una vera e propria procedura arbitrale configurabile, dunque, come una forma di tutela conciliativa e non propriamente giustiziale.

Tale impostazione, tuttavia, sembra non potersi applicare alle funzioni svolte dall'Autorità nell'ambito delle controversie sorte in materia di connessione alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili: recentemente, infatti, l'Autorità ha approvato un regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete (delibera

ARG/elt 123/08), ai sensi del quale sembrano essere attribuiti all'Aeeg poteri effettivamente giustiziali.

L'emanazione di tale regolamento si colloca nell'alveo della più ampia disciplina della connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, l'art. 14, comma 1 del D.lgs. 387/2003 prevede che l'Autorità emani specifiche direttive contenenti le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV, i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi. Come già rilevato nel paragrafo relativo all'analisi dei poteri sanzionatori, con la delibera n. 281/2005, il Regolatore definendo le condizioni generali di connessione alle reti con tensione superiore a 1 kV, ha stabilito anche la disciplina specifica applicabile agli impianti da fonti rinnovabili.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge Finanziaria del 2008) ha integrato il comma 2 dell'art. 14 del D.lgs. 387/2003, prevedendo che, in conformità a quanto stabilito dall'art. 23, paragrafo 5, della direttiva 2003/54/CE, le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione per tali tipologie di impianti includano anche procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete. Il medesimo provvedimento legislativo ha previsto, inoltre, che nell'ambito delle direttive che l'Autorità deve emanare ai sensi dell'art. 14 del D.lgs. 387/2003, l'attività posta a carico dei gestori di rete venga sottoposta a termini perentori e che vengano individuate misure sanzionatorie e procedure sostitutive in caso di inerzia dei soggetti concessionari del servizio di connessione.

L'Autorità, dunque, in adempimento al dettato normativo, ha approvato uno schema di risoluzione delle controversie che prevede una decisione adottata dall'Autorità stessa, avente effetto vincolante tra le parti.

Preliminarmente all'analisi del meccanismo introdotto dal Regolatore, appare opportuno premettere alcune considerazioni generali circa il funzionamento del servizio di connessione alla rete elettrica, al fine di delineare i diversi aspetti dai quali possano emergere profili di conflittualità tra il gestore e i produttori. Va in primo luogo precisato che l'accesso alla rete elettrica è di tipo amministrato, essendo rimessa all'Autorità la definizione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione. Tuttavia, la definizione della soluzione tecnica di connessione è chiaramente condizionata da una serie di parametri peculiari per ciascun impianto, quali l'ubicazione, le caratteristiche del sito produttivo, i segmenti di rete esistenti. L'oggettiva variabilità dei suddetti parametri, pertanto, comporta l'impossibilità per il Regolatore di individuare *ex ante*, in sede normativa, un'unica soluzione tecnica che risulti ottimale per ciascuna richiesta di connessione. A fronte di tale difficoltà, l'Autorità – nell'ambito delle direttive che dettano le condizioni per l'accesso alla rete – ha attribuito al gestore la facoltà unilaterale di individuare caso per caso la soluzione specifica per ciascun impianto in relazione al quale venga presentata regolare istanza di connessione. La *ratio* di tale previsione risiede nella circostanza che il gestore è il soggetto naturalmente deputato – in quanto migliore conoscitore delle caratteristiche delle proprie infrastrutture – a valutare l'impatto dell'impianto sulla rete e a verificare il rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio. La definizione della soluzione tecnica per la connessione proposta dal gestore deve, in ogni caso, risultare necessaria e sufficiente a garantire l'accesso alla rete nel rispetto dei principi di economicità e razionalità dell'opera, ferme restando le esigenze di

sviluppo razionale delle reti elettriche e di salvaguardia della continuità del servizio.

Da quanto esposto, dunque, si evince chiaramente che la procedura di definizione della soluzione tecnica di connessione non prevede alcuna partecipazione del titolare dell'impianto essendo interamente rimessa ad una scelta unilaterale del gestore: tale assenza di contraddittorio tra le parti interessate, unitamente all'impossibilità di prevedere ex ante a livello normativo la soluzione tecnica per ciascun impianto, costituisce la principale causa dell'insorgere di controversie tra produttori e gestori.

Nell'ambito della gestione del servizio di connessione, dunque, il Regolatore ha approvato con delibera ARG/elt 123/08 un regolamento di risoluzione di tali controversie che non si presenta come una procedura arbitrale o conciliativa, quanto piuttosto come una e vera e propria valutazione (giudizio) circa la conformità della soluzione proposta dal gestore alla luce dei criteri generali di economicità, razionalità e necessità dell'opera richiesti dalle direttive che l'Autorità ha fissato.

Come anticipato, il regolamento in esame si applica a tutte le controversie insorte tra titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili e gestore di rete relativamente alla connessione alla rete con tensione nominale superiore a 1 kV. La disciplina dettagliata del funzionamento del regolamento è contenuta nell'Allegato A (di seguito: Allegato) alla delibera ARG/elt 123/08.

A differenza di quanto avviene nelle procedure conciliative o arbitrali, l'attivazione della procedura in esame deve avvenire sempre su istanza di parte da presentare alla Direzione Mercati dell'Autorità, sia nella fase anteriore alla realizzazione delle connessioni, sia nella fase successiva di esercizio della connessione stessa. Il Regolatore, dunque, ha riconosciuto al produttore una tutela potenzialmente molto ampia che copre tutte le fasi

del procedimento di accesso alla rete, dalla richiesta fino all'esercizio effettivo della connessione.

Ai sensi dell'art. 3 dell'Allegato l'istanza presentata dal produttore deve contenere, a pena di inammissibilità, oltre ad una serie di informazioni generali, la descrizione della controversia, le motivazioni tecniche, economiche e giuridiche a sostegno della propria posizione e la documentazione necessaria ad evidenziare le questioni controverse. In seguito, la Direzione Mercati, verificata l'ammissibilità dell'istanza, può chiedere l'integrazione della documentazione allegata fissando un termine, eventualmente prorogabile, entro cui inviare la suddetta integrazione. Sull'integrazione documentale la Direzione Mercati chiede al Collegio dell'Autorità di esprimersi: se l'integrazione è avvenuta nei termini si fa richiesta di avvio della procedura, diversamente viene chiesto al Collegio di archiviare l'istanza. Sulla base delle informazioni ricevute dal Collegio, la Direzione Mercati, entro trenta giorni dal ricevimento dell'istanza, comunica al produttore l'esito della verifica.

Terminata tale fase pre-istruttoria, il Collegio nomina un responsabile della procedura, il quale comunica alle parti l'avvio della stessa e, ai fini dell'instaurazione del contraddittorio, trasmette al gestore di rete l'istanza presentata dal produttore e la documentazione ad essa allegata. Entro cinque giorni dalla ricezione della comunicazione di avvio della procedura, il gestore è tenuto ad indicare i dati di un proprio referente interno per la procedura.

Una volta instauratosi il regolare contraddittorio, il responsabile procede all'attività istruttoria in senso stretto, durante la quale ha facoltà di indire incontri, richiedere consulenze tecniche ed effettuare sopralluoghi. Egli, inoltre, può disporre, di ufficio o su istanza di parte, di sentire le parti in contraddittorio. Durante lo svolgimento della fase istruttoria le parti,

anche assistite da consulenti tecnici o legali, possono presentare documenti o memorie e richiedere incontri con il responsabile della procedura.

L'art. 6 dell'Allegato prevede che, all'esito dell'istruttoria, il responsabile della procedura comunichi alle parti le risultanze e un'ipotesi per la risoluzione delle controversie. Entro dieci giorni dal ricevimento delle risultanze le parti possono presentare una memoria e, decorso tale termine, il responsabile presenta al Collegio una relazione dell'attività svolta e una proposta di risoluzione. Sulla base di tale documentazione il Collegio – comunque entro centoventi giorni dalla ricezione dell'istanza di risoluzione – adotta una decisione motivata, vincolante tra le parti. Per quanto attiene al pagamento delle spese, qualora l'istanza risulti fondata il gestore è tenuto non solo al pagamento delle spese procedurali ma anche a corrispondere al produttore il rimborso per il ritardo nella connessione alla rete. Al contrario, nel caso in cui l'istanza risulti infondata, il produttore dovrà corrispondere al gestore le spese sostenute per la procedura.

L'art. 7 dell'Allegato, infine, prevede che il produttore, con l'istanza con cui si richiede l'attivazione della procedura, possa chiedere in via d'urgenza l'emanazione di misure cautelari temporanee, volte a garantire la continuità del servizio di connessione, ovvero a far cessare forme di abuso o di scorretto funzionamento da parte del gestore di rete. Avverso la decisione che definisce la controversia, infine, le parti possono proporre ricorso dinanzi al T.A.R. Lombardia, a cui è riconosciuta una competenza funzionale in materia energetica.

Dall'analisi della disciplina del procedimento in esame, si evince chiaramente come, a differenza di altri strumenti di risoluzione di controversie esperibili dinanzi all'Autorità, esso presenti alcuni dei caratteri tipici dell'esercizio di una funzione giustiziale. Al riguardo, appare opportuno in primo luogo evidenziare che la procedura è attivabile

esclusivamente su istanza del produttore e che essa è decisa da parte di un soggetto terzo che, agendo in base a principi di neutralità ed equidistanza dalle parti coinvolte, si configura come un vero e proprio giudice. La previsione dell'azionabilità della procedura esclusivamente da parte del produttore risiede chiaramente nella circostanza che il gestore di rete, nell'esercizio del proprio diritto di individuare autonomamente la soluzione di connessione in assenza di contraddittorio, non ha alcun interesse a pervenire alla definizione della controversia.

Un elemento peculiare che connota la procedura in questione è rappresentato dalla mancanza di termini di prescrizione dell'azione, il che la rende di fatto esperibile anche una volta che siano trascorsi i termini per proporre un'azione giudiziaria. Tale scelta – pur essendo criticabile in termini di mancata certezza delle situazioni giuridiche sottese (contestabili in qualsiasi momento) – risponde evidentemente all'esigenza di tutelare con forza la posizione del produttore a fronte della, come già sottolineato, ampia discrezionalità esercitata dal gestore della rete nel contesto in esame. Ancora in relazione al profilo dei termini, inoltre, va rilevato che il Regolatore ha previsto una durata complessiva del procedimento assai breve (massimo 120 giorni), soprattutto se comparata alla durata media delle controversie giudiziarie: una riduzione dei tempi di definizione della controversia – elemento essenziale per garantire una tutela effettiva – è evidentemente possibile proprio in ragione della peculiare qualifica tecnica dell'organo giudicante (il Collegio dell'Autorità), il quale esprime contemporaneamente profili di neutralità (propri di qualsiasi giudice) e di competenza professionale (assimilabili a quelli di un c.t.u.).

Ulteriore peculiarità della procedura in esame è rappresentata dalla facoltà del Collegio di emanare misure cautelari volte a garantire la continuità del servizio di connessione o a far cessare forme di abuso o di

scorretto funzionamento da parte del gestore. La disciplina della procedura, tuttavia, prevede tassativamente che la richiesta di misure cautelari debba essere presentata contestualmente alla presentazione dell'istanza e – a differenza di quanto normalmente accade in sede giurisdizionale – non possa trovare spazio in una richiesta autonoma.

Relativamente allo svolgimento del procedimento, elemento di particolare rilievo risiede nella previsione di una fase pre-istruttoria, condotta dalla Direzione Mercati dell'Autorità, volta alla verifica dell'ammissibilità della domanda e all'eventuale valutazione della necessità di un'integrazione della documentazione presentata a sostegno della propria posizione. La previsione di tale fase costituisce indubbiamente una peculiarità di tale procedura, laddove si attribuisce l'esercizio di un potere di valutazione preliminare (in termini di ammissibilità dell'istanza e di integrazione documentale) ad un soggetto diverso da quello che adotterà la decisione finale di definizione della controversia. Pur tuttavia, tale circostanza non sembra incidere negativamente sul grado di tutela riconosciuto alla parte ricorrente, nella misura in cui – quand'anche la Direzione Mercati ritenga non ammissibile la domanda presentata – essa deve limitarsi a prospettare il proprio convincimento al Collegio dell'Autorità, al quale in ogni caso spetta la decisione finale.

Per quanto attiene alla fase istruttoria, inoltre, è particolarmente rilevante la disposizione in base alla quale il Regolatore prevede una mera facoltà e non un obbligo, in capo al responsabile del procedimento, di ascoltare le parti in contraddittorio. Se è vero, pertanto, che il principio del giusto procedimento è rispettato in quanto entrambe le parti sono informate dell'esistenza della procedura ed hanno la facoltà di presentare memorie e documenti, non può non guardarsi con sfavore la circostanza che il momento della discussione orale – spesso essenziale in termini di emersione

di elementi decisivi per la corretta risoluzione della controversia – sia lasciato alla discrezione dell'organo giudicante. E' pur vero, d'altro canto, che tale scelta è forse giustificata dall'elevato grado di tecnicità sotteso alla fattispecie in esame, dal quale discende l'idoneità di un giudizio essenzialmente fondato su memorie e documenti.

Relativamente alla fase decisoria, infine, va innanzitutto sottolineato che la disciplina prevede, seppur in minima parte, la partecipazione delle parti all'elaborazione della decisione finale: fermo restando che la definizione della controversia rimane un potere del Collegio, l'art. 6 dell'Allegato prevede che il responsabile presenti alle parti un'ipotesi di risoluzione sulla quale esse sono chiamate ad esprimersi. In merito alla natura della decisione adottata, va poi rilevato che si tratta di un provvedimento amministrativo vincolato tra le parti e, come tale, soggetto al sindacato giurisdizionale del giudice amministrativo.

Dall'analisi condotta si evince, dunque, che attraverso lo strumento introdotto dal Regolatore, i produttori di energia da fonti rinnovabili risultano titolari di uno strumento di tutela adeguato a fronte dell'elevata arbitrarietà dei gestori di rete nel definire la soluzione di connessione. Il riconoscimento di un ulteriore mezzo di tutela ai soli titolari di unità produttive alimentate da fonti energetiche alternative (e non ai produttori di energia da fonti tradizionali) trova una sua giustificazione, evidentemente, nell'esigenza di adottare misure finalizzate a ridurre il più possibile gli ostacoli alla diffusione sul territorio nazionale di produzione energetica da tali fonti. E' chiaro, infine, che tale strategia rientra nell'alveo della politica nazionale volta allo sviluppo e all'incentivazione delle fonti rinnovabili, anche in vista degli obiettivi comunitari cui il nostro Paese si è vincolato.

2. Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE): soggetto attuatore del sistema di incentivazione nazionale

Il Gestore dei Servizi Energetici (di seguito: GSE) svolge un ruolo centrale nella promozione, nell'incentivazione e nello sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia operando principalmente attraverso l'erogazione degli incentivi economici destinati alla produzione energetica e mediante azioni informative tese a diffondere la cultura dell'utilizzo dell'energia compatibile con le esigenze ambientali.

Il GSE è una società per azioni di cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze è azionista unico ed esercita i suoi diritti di azionista congiuntamente al Ministero dello Sviluppo Economico, competente per il settore energetico.

La società è nata nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore elettrico introdotto dal Decreto Bersani¹³⁰ che aveva previsto la costituzione, da parte di Enel, di un soggetto deputato alla gestione delle reti elettrica e all'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento. A tal fine, il Legislatore aveva previsto la costituzione di una società cui il soggetto monopolista conferisse tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti, i rapporti giuridici inerenti all'attività del gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, e il personale necessario per le attività di competenza. Il GSE, dunque, nasce come Gestore della Rete Elettrica Nazionale con funzioni di regolazione dell'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica attraverso l'adozione di regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di

¹³⁰ Cfr. art. 3, comma 4 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 che ha sancito la liberalizzazione del settore elettrico.

progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette. Il principale scopo perseguito dal Legislatore del 1999 era quello di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Successivamente, con il DPCM 11 maggio 2004 che ha sancito l'effettiva unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale, sono state trasferite alla società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) tutte le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al Gestore della Rete elettrica Nazionale. Tale scelta del Legislatore è stata dettata principalmente dall'esigenza di formare un nucleo stabile formato da uno o più azionisti nel capitale del soggetto risultante dall'unificazione, tale da garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte dallo stesso¹³¹.

A valle di tale unificazione e del trasferimento delle funzioni di gestione del servizio di trasmissione e dispacciamento a Terna, il Gestore della Rete Elettrica Nazionale ha tramutato la sua denominazione in Gestore dei Servizi Energetici al fine di renderla maggiormente coerente con la missione assegnata.

Ai sensi dell'art. 4 dello statuto societario, il GSE ha per oggetto l'esercizio delle funzioni di natura pubblicistica del settore elettrico e, in particolare, “delle attività di carattere regolamentare, di verifica e certificazione relativa al settore dell'energia elettrica” e svolge attività di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

¹³¹ Cfr. art. 4 del DPCM 11 maggio 2004.

Nello specifico, le funzioni inizialmente attribuite al GSE dal Decreto che ha trasferito a Terna l'attività di gestione del servizio di trasmissione e dispacciamento sono:

- a) compravendita dell'energia elettrica CIP6¹³²;
- b) emissione dei certificati verdi¹³³ e collocamento dei titoli sul mercato;
- c) svolgimento dell'attività correlata all'attuazione delle Direttive europee in tema di promozione dell'energia elettrica ottenuta da fonti rinnovabili;
- d) gestione delle partecipazioni detenute nelle società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. e Acquirente Unico S.p.a.¹³⁴.

¹³² Si tratta del provvedimento Interministeriale Prezzi adottato il 29 aprile 1992 mediante il quale sono stati stabilizzati i prezzi spettanti ad alcuni impianti alimentati da fonti rinnovabili o "assimilate" (ovvero fonti di vario tipo e non previste espressamente dalla normativa europea come rinnovabili) selezionati in apposite graduatorie. Sul funzionamento del meccanismo CIP6 si tornerà diffusamente nel capitolo dedicato espressamente agli strumenti di incentivazione per la generazione elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

¹³³ Il meccanismo dei certificati verdi rappresenta uno dei principali sistemi di sostegno all'energia prodotta da fonti rinnovabili: si tratta di un meccanismo di mercato introdotto dal Decreto Bersani in base al quale i produttori da fonti convenzionali sono obbligati all'acquisto di certificati equivalenti all'immissione in rete di una certa quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tali certificati sono venduti sul mercato dai produttori di energia da fonti rinnovabili che, dunque, oltre a vedersi riconoscere il prezzo di cessione dell'energia incamerano anche il prezzo di vendita del certificato. Anche su tale meccanismo si tornerà dettagliatamente nel capitolo dedicato all'analisi degli incentivi economici.

¹³⁴ Il Gestore dei Mercati Energetici (previsto dall'art. 5 del Decreto Bersani) è la società costituita dal GSE a cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico in base a criteri di trasparenza, neutralità, obiettività e concorrenza tra produttori. Nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata, inoltre, l'organizzazione delle sedi di contrattazione dei certificati verdi, dei titoli di efficienza energetica (cosiddetti "certificati bianchi", attestanti la realizzazione di politiche di riduzione dei consumi energetici) e delle Unità di Emissione. Il GME gestisce, inoltre la Piattaforma dei conti energia a termine per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Infine, a seguito dell'entrata in vigore della Legge 23 luglio 2009, n. 99 al GME è stata affidata in esclusiva la gestione economica del mercato del gas naturale da effettuarsi secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza.

Anche l'Acquirente Unico è una società costituita dal GSE e svolge la funzione di acquistare energia elettrica alle condizioni maggiormente favorevoli sul mercato e di

Successivamente, al GSE sono state affidate funzioni ulteriori concernenti l'incentivazione della produzione elettrica da energia solare, la qualifica degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento¹³⁵ e lo sviluppo della generazione elettrica distribuita sul territorio mediante l'erogazione del servizio di ritiro dedicato¹³⁶ e scambio sul posto¹³⁷.

Il Legislatore, infine, ha previsto che il GSE assicuri, oltre alla regolazione economica, anche il supporto informativo per promuovere i meccanismi di sostegno ed il corretto uso delle fonti energetiche.

2.1. L'attività di qualificazione e certificazione svolta dal GSE

Nell'ambito dell'attività di promozione dell'energia ottenuta da fonti rinnovabili, il GSE riconosce agli impianti i cui produttori ne facciano richiesta la qualifica di "impianto alimentata da fonti rinnovabili" (c.d. IAFR) propedeutica al successivo rilascio, a determinate condizioni, dei

cederla ai distributori per la fornitura dei piccoli consumatori che non acquistano energia sul mercato. Dal 1 luglio 2007, con la completa apertura del mercato, l'Acquirente Unico acquista l'energia elettrica per il fabbisogno dei clienti appartenenti al mercato c.d. di maggior tutela, ovvero i consumatori domestici o le piccole imprese (connesse in bassa tensione, con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) che non hanno scelto un nuovo fornitore sul mercato libero.

¹³⁵ Come noto, la cogenerazione rappresenta una forma di produzione di energia elettrica associata alla produzione di calore: il D.Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20 (di recepimento della Direttiva 2008/4/CE) ha introdotto il concetto di cogenerazione ad alto rendimento (CAR). Si tratta di una specifica produzione mediante cogenerazione di elettricità e calore che fornisce un risparmio di energia primaria pari ad almeno il 10% rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata.

¹³⁶ Il ritiro dedicato è una forma semplificata di vendita di elettricità alla rete attiva dal 1 gennaio del 2008: attraverso tale meccanismo di domanda al GSE il ritiro (*rectius*: l'acquisto) di tutta l'elettricità immessa in rete da un impianto alimentato da fonti rinnovabili e il GSE corrisponde al produttore un prezzo per ciascun kWh ritirato. Anche di tale strumento si parlerà più diffusamente nel capitolo di analisi degli incentivi.

¹³⁷ E' un meccanismo che permette di immettere in rete l'energia elettrica prodotta ma non ancora consumata per poi prelevarla in un momento successivo per alimentare i propri consumi. Il GSE riconosce al soggetto titolare dell'impianto un corrispettivo che si configura come ristorno di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale.

certificati verdi in funzione dell'energia elettrica prodotta, oppure della tariffa incentivante onnicomprensiva in funzione dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete¹³⁸.

In virtù di quanto stabilito dal Decreto Bersani del 1999, possono ottenere la qualifica IAFR gli impianti entrati in esercizio successivamente al 1 aprile 1999 a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, ovvero gli impianti entrati in esercizio precedentemente a tale data ma che funzionino come centrali ibride¹³⁹.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008¹⁴⁰ ha introdotto alcune importanti novità nella procedura di qualifica prevedendo che il richiedente presenti al GSE una documentazione attestante le caratteristiche dell'impianto entro tre anni dall'entrata in esercizio dello stesso a pena di inammissibilità all'erogazione degli incentivi. Al fine del rilascio della qualifica, inoltre, è necessario presentare una copia del progetto definitivo dell'impianto e copia dell'autorizzazione unica rilasciata ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003. Il GSE valuta la richiesta e determina, in via presuntiva, la quantità di energia elettrica incentivabile. Ai sensi dell'art. 4, comma 3 del Decreto Ministeriale,

¹³⁸ Dall'aprile del 1999 ad oggi l'impegno per il GSE rappresentato dall'attività di qualificazione degli impianti è andato sensibilmente crescendo. Nel corso del 2009 sono pervenute 913 domande, portando ad un totale di 4.608 richieste di qualifica valutate, di cui 4.463 per qualifica IAFR e 145 per qualifica di impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento. In totale, le qualifiche IAFR rilasciate al 31 dicembre 2009 sono 3.222, di cui 2.202 per richieste di qualifica di impianto in esercizio e 1.020 per impianti in progetto. Sul punto cfr. la relazione annuale del GSE, *Le attività del Gestore dei Servizi energetici. Rapporto 2009*, in www.gse.it, 56 ss.

¹³⁹ Ai sensi della lettera d) del comma 1, dell'art. 2 del D.Lgs. n. 387/2003, per centrali ibride si intendono "unità che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.

¹⁴⁰ Si tratta del Decreto di attuazione della Legge n. 244/2007 (c.d. Legge Finanziaria 2008) e il suo collegato (Legge n. 222/2007).

laddove il Gestore non si pronunci sull'istanza, la richiesta si intende accolta.

Il medesimo Decreto, infine, al comma 6 dell'art. 4 stabilisce che il richiedente, contestualmente all'istanza, versi al GSE un corrispettivo per le spese di istruttoria pari a 150 euro più una quota variabile in base alla potenza dell'impianto.

Sempre nell'ambito dell'attività di promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, il GSE è il soggetto deputato al rilascio di due particolari tipologie di certificazione dell'energia: i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) e la garanzia di origine.

I certificati RECS¹⁴¹, ciascuno del valore di 1 MWh, sono titoli che attestano l'impiego di fonti rinnovabili - come definite dalla Direttiva 2009/28/CE¹⁴² - per la produzione di energia elettrica e rappresentano un beneficio per i produttori in quanto scambiabili, sia sul mercato interno che su quello europeo, separatamente dall'energia sottostante certificata.

Si tratta di uno strumento volontario in base al quale l'utilizzatore del certificato (utente finale) mediante il suo acquisto e successivo annullamento (ritiro del certificato dal mercato), anche separatamente dall'erogazione fisica dell'elettricità, testimonia il suo impegno a favore

¹⁴¹ Il sistema dei RECS è nato nel 2000 in virtù di un progetto volontario finanziato dall'Unione Europea, volto a favorire lo sviluppo di un protocollo di certificazione comune per lo scambio internazionale di *Green Certificates* a fronte di una crescente sensibilità ambientale da parte dei consumatori di energia elettrica. Attualmente il sistema coinvolge oltre 200 membri tra produttori, *traders* e società di certificazione del settore elettrico presenti in ben 16 paesi europei. Gli attori principali di questo schema di certificazione sono due associazioni internazionali: RECS International e AIB (*Association of Issuing Bodies*). La prima delle due vede l'adesione degli operatori di mercato (produttori o *trader*) che in questo modo possono partecipare allo scambio dei titoli; l'AIB invece ha quali membri le società che, in ambito nazionale, sono responsabili delle verifiche sugli impianti di generazione e del rilascio dei certificati RECS.

¹⁴² Più nel dettaglio si tratta di fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di scarica, gas residui dai processi di depurazione e biogas.

dell'ambiente rendendosi disponibile a corrispondere un valore aggiuntivo sul prezzo di acquisto dell'energia elettrica da fonte convenzionale¹⁴³.

La garanzia di origine è uno strumento introdotto dal D.Lgs. n. 387/2003 che, all'art. 11, prevede il diritto per il produttore da fonti rinnovabili di vedersi riconoscere, su base volontaria, un'attestazione che garantisca "l'origine rinnovabile della propria" produzione: tale garanzia è utilizzabile esclusivamente affinché i produttori possano dimostrare che l'elettricità così garantita è prodotta da fonti rinnovabili.

Il GSE rilascia la garanzia di origine previa identificazione tecnica degli impianti. Ai sensi dell'art. 4, comma 7 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 24 ottobre 2005, la domanda di identificazione tecnica deve essere corredata da documenti attestanti: soggetto produttore, sede dell'impianto, fonte rinnovabile utilizzata, tecnologia, potenza nominale, data di entrata in esercizio e produzione imputabile all'anno precedente. La domanda si ritiene accolta in mancanza di una pronuncia del Gestore entro novanta giorni dalla presentazione dell'istanza.

Al fine di poter procedere all'identificazione tecnica, il GSE ha predisposto un'apposita procedura tecnica, a seguito della cui conclusione il soggetto interessato può richiedere annualmente il rilascio della garanzia di origine.

Dunque, nell'ambito delle attività connesse alla garanzia il GSE svolge la duplice funzione di identificazione dell'impianto e rilascio della garanzia annuale sulla base della produzione annua comunicata dall'operatore richiedente.

¹⁴³ Oltre alla crescente attività di rilascio dei certificati alla produzione da fonte rinnovabile, passato da circa 11.400 certificati del 2001 agli 8.9000.000 certificati del 2009, risulta particolarmente interessante l'andamento degli annullamenti dei certificati registrato nel corso degli anni sulla piattaforma informatica gestita dal GSE, rappresentativo della crescente sensibilità dei consumatori a favore delle esigenze di sostenibilità ambientale. A al proposito cfr. i dati contenuti nella relazione annuale del GSE, *L'attività del Gestore dei Servizi Energetici. Rapporto 2009*, cit.

La garanzia di origine può essere rilasciata su tutta l'energia elettrica prodotta annualmente da impianti solari, eolici, idroelettrici, geotermoelettrici, termoelettrici alimentati da biomasse legnose da biocombustibili o da biogas, ovvero sulla sola quota di energia elettrica imputabile alla fonte rinnovabile negli impianti ibridi¹⁴⁴.

Il GSE, infine, assolve alla funzione di accogliere e verificare le autocertificazioni da parte dei produttori ed importatori di energia elettrica da fonte convenzionale, soggetti all'obbligo di immissione di una quota annuale di produzione elettrica da fonte rinnovabile. Per i soggetti importatori, le autocertificazioni presentate devono essere corredate dalla garanzia di origine ai fini del riconoscimento dell'esenzione dell'energia elettrica sottesa.

2.2. Il ruolo del GSE nell'ambito dell'incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati attraverso la tecnologia fotovoltaica è soggetta ad un regime incentivante separato sia dalla tariffa omnicomprensiva, sia dal sistema dei certificati verdi¹⁴⁵. Il Legislatore, infatti, dal 2005 ha introdotto un sistema di incentivazione dell'energia fotovoltaica, noto come Conto Energia, che remunera con apposite tariffe l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici. Il meccanismo consiste sostanzialmente nell'erogazione di una tariffa incentivante di durata

¹⁴⁴ Per l'anno 2009 sono state emesse garanzie di origine per complessivi 3.679 GWh da 52 impianti, in prevalenza idroelettrici (80, 8%), per una potenza complessiva di 1.262 MW.

¹⁴⁵ Sia sul meccanismo della tariffa omnicomprensiva che sul sistema dei certificati verdi cfr. le considerazioni svolte nei paragrafi che seguono.

ventennale, proporzionale all'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici con potenza minima di 1 kW collegati alla rete elettrica.

Recentemente, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato, con Decreto del 6 agosto 2010, il c.d. Terzo Conto Energia¹⁴⁶ che ha validità dal 2011 al 2013 e prevede un sistema di tariffe il cui valore è destinato a ridursi nel tempo in base alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Nell'ambito di tale sistema di incentivazione, il GSE svolge il ruolo cruciale di soggetto attuatore che, dal momento della ricezione della richiesta di accesso alla tariffa sino all'erogazione dell'incentivo, segue l'intero procedimento di assegnazione della misura di sostegno.

Il titolare dell'impianto interessato ad accedere al meccanismo incentivante, a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto, presenta al GSE un'istanza di accesso alla tariffa incentivante. A seguito della ricezione della richiesta e della comunicazione di entrata in esercizio dell'impianto, il GSE svolge un'attività di verifica a seguito della quale, laddove l'esito fosse positivo, invia al responsabile dell'impianto la comunicazione di avvio dell'incentivo e l'indicazione della tariffa assegnata.

Una volta ricevute tali comunicazioni, il richiedente procede alla stipula di una convenzione con il Gestore, momento dal quale inizia l'erogazione dell'incentivo.

Il ruolo di soggetto attuatore del meccanismo di incentivazione, inoltre, attribuisce al GSE anche la responsabilità dell'organizzazione e della gestione delle attività di controllo, mediante verifiche e sopralluoghi, sugli impianti fotovoltaici. Le finalità di tali controlli consistono nella

¹⁴⁶ Il primo Conto Energia si riferiva al triennio 2005-2007 e il secondo (c.d. Nuovo Conto Energia) al periodo 2008-2010.

verifica della sussistenza dei requisiti per l'ottenimento o il mantenimento dell'ammissione alle tariffe di sostegno¹⁴⁷.

2.3. GSE e mercato dei Certificati Verdi (CV)

L'art. 11 del Decreto Bersani del 1999 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio successivamente al 1 aprile 1999.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori i Certificati Verdi, comprovanti la produzione dell'equivalente quota. I CV, dunque, rappresentano lo strumento attraverso il quale tali soggetti dimostrano di aver adempiuto al proprio obbligo e, quindi, costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile¹⁴⁸.

Si crea, infatti, un vero e proprio mercato, in cui la domanda è rappresentata dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di energia elettrica titolari di impianti aventi diritto al rilascio dei CV.

¹⁴⁷ Il 2009 ha rappresentato l'anno del decollo del mercato fotovoltaico in Italia, con circa 40.000 impianti entrati in esercizio, per una potenza di quasi 720 MW. Tali risultati collocano, per potenza annua installata, il nostro Paese al secondo posto su scala globale, dietro solo alla Germania e davanti a Paesi da sempre considerati *leader* nel settore, come Stati Uniti e Giappone.

¹⁴⁸ Come precisato per gli altri strumenti di incentivazione citati in questo Capitolo, occorre sottolineare che in tale sede si intende fornire un mero accenno sul funzionamento degli strumenti esclusivamente al fine di poter delineare il ruolo del GSE nell'ambito della loro applicazione. Per un'ampia analisi del funzionamento del sistema dei Certificati Verdi, pertanto, si rimanda al Capitolo dedicato ai singoli strumenti di sostegno economico alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nell'ambito di tale sistema di incentivazione, il GSE svolge la duplice di funzione di rilascio dei certificati e ritiro degli stessi dal mercato nelle ipotesi di eccesso di offerta.

Per quanto attiene il rilascio dei CV, i soggetti titolari di impianti qualificati IAFR¹⁴⁹ devono inoltrare una richiesta al Gestore per l'emissione dei titoli: tale richiesta può riguardare l'energia effettivamente prodotta nell'anno precedente a quello di emissione (a consuntivo) oppure la producibilità netta attesa dell'impianto (a preventivo)¹⁵⁰.

Il GSE, a seguito della verifica dell'attendibilità dei dati forniti, entro trenta giorni emette i certificati spettanti al produttore, arrotondando la produzione netta di energia al MWh con criterio commerciale.

I produttori che hanno richiesto l'emissione di CV a preventivo sono tenuti successivamente a compensare l'emissione e inviare copia della dichiarazione presentata all'Ufficio Tecnico di Finanza (UTF) attestante l'effettiva produzione di energia elettrica realizzata nell'anno cui si riferiscono i Certificati Verdi. Qualora l'impianto, ai sensi della vigente normativa fiscale, non sia soggetto alla presentazione all'UTF, la produzione dovrà essere autocertificata mediante un'apposita dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà.

A decorrere dal 30 giugno del 2009, l'emissione dei CV a preventivo, anche se riferiti ad impianti già entrati in esercizio, è subordinato alla presentazione di una garanzia a favore del GSE: tale garanzia può avere ad oggetto energia, a valere sulla produzione di altri impianti qualificati già in esercizio nella titolarità del medesimo soggetto, ovvero può consistere in una fideiussione bancaria escutibile a prima richiesta a favore del Gestore. Laddove la richiesta riguardi impianti non

¹⁴⁹ Cfr. le considerazioni di cui al paragrafo 2.1.

¹⁵⁰ Cfr. art. 11 del Decreto MSE, 18 dicembre 2008, *cit.*

ancora entrati in esercizio, contestualmente alla fideiussione, deve essere presentato un piano di realizzazione dell'impianto stesso.

Nell'ipotesi in cui un impianto al quale siano stati rilasciati CV a preventivo non produca energia elettrica pari o superiore ai titoli ottenuti e il produttore non possa restituire quelli in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo CV relativi alla produzione di altri impianti, nella titolarità del medesimo produttore per lo stesso anno. In mancanza di titoli sufficienti per il medesimo anno, il GSE può effettuare la compensazione anche sulla produzione dell'anno successivo a quello nel quale si è generato il debito. Nel caso in cui non risulti possibile procedere ad una compensazione nemmeno sulla produzione dell'anno successivo, il GSE si avvale della fideiussione bancaria accesa in suo favore.

Viceversa, nell'ipotesi in cui l'effettiva produzione dell'impianto sia superiore alla producibilità attesa, il Gestore emette a favore del produttore, all'atto della compensazione, i rimanenti certificati spettanti.

Contestualmente alla prima emissione di CV, il Gestore attiva a favore del produttore un "conto proprietà" informatico per il deposito dei titoli. L'apertura di tale conto è prevista anche per i produttori e/o importatori soggetti all'obbligo di cui all'art. 11 del Decreto Bersani all'atto della ricezione, da parte del GSE, dell'autocertificazione attestante la produzione e/o importazione non rinnovabile.

Come *supra* accennato, oltre alla funzione di emittente del CV, il GSE svolge un'ulteriore attività di ritiro dei titoli invenduti o in scadenza con la finalità di evitare l'eccessiva perdita di valore dei titoli in situazioni di eccesso di offerta.

L'art. 14 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2008, infatti, prevede che a partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritiri i CV in scadenza

nell'anno in corso ulteriori rispetto a quelli necessari per adempiere l'obbligo¹⁵¹.

La norma che ha introdotto il ritiro dei CV in eccesso da parte del GSE è stata recentemente oggetto di una discussa riforma ad opera dell'art. 45 del decreto Legge n. 78/2010¹⁵² che ne aveva, in primo momento, previsto l'abrogazione.

A seguito dell'approvazione di diversi emendamenti rispetto alla formulazione originaria della norma, il citato art. 45, nel testo definitivo, ripristina l'obbligo del Gestore di riacquistare i CV in eccesso sul mercato ma con un limite di spesa: per l'anno 2011, infatti, la spesa sostenuta dovrà essere inferiore al 30% rispetto alle "competenze del 2010". La formulazione della norma non appare del tutto chiara e lascia qualche dubbio di interpretazione soprattutto con riferimento al problema delle "competenze", rispetto alle quali non è chiaro, infatti, cosa il Legislatore abbia voluto intendere. Se si intendesse rispettivamente esborsi del 2010 e del 2011, il tetto alla spesa del GSE metterebbe a rischio il ritiro dei CV del 2010, con immediato effetto sul valore dei titoli. Considerando, infatti, le stime sul solo eccesso di CV emessi nel 2009 rispetto a quelli domandati lo stesso anno, la spesa del Gestore nel 2010 ammonterebbe a circa 640 milioni di euro, ed il tetto alla spesa per il 2011 sarebbe dunque di circa 450 milioni di euro¹⁵³. In altri termini, stante la formulazione letterale della norma, il Legislatore avrebbe introdotto l'obbligo di un risparmio che appare difficilmente realizzabile.

¹⁵¹ Il prezzo medio annuo di ritiro è pari a quello relativo alle contrattazioni di tutti i Certificati Verdi, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla borsa del Gestore dei Servizi Energetici o con contratti bilaterali.

¹⁵² Si tratta del Decreto Legge 31 maggio 2010, n. 78 (c.d. Decreto Manovra 2010) contenente misure urgenti in materia di stabilizzazione e di competitività economica.

¹⁵³ Cfr. dati elaborate dal Ref., società di consulenza e ricerca nel settore energetico.

2.4. L'attività di ritiro dell'energia svolta dal GSE

L'energia elettrica prodotta ed immessa in rete dagli impianti di generazione può essere collocata sul mercato direttamente dal titolare dell'impianto o tramite l'intermediazione di un grossista.

Tuttavia, accanto a tali forme ordinarie di immissione sul mercato dell'energia prodotta, il Legislatore ne ha prevista una ulteriore in base alla quale il GSE ritira l'energia immessa in rete. L'attività di ritiro da parte del GSE ha avuto impulso ad inizio del 2001 per effetto delle disposizioni del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 novembre 2000 che ha determinato la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, prodotta da altri operatori nazionali, dall'Enel al Gestore.

Fino al 2004 il contesto operativo del GSE in relazione al ritiro dell'energia è rimasto piuttosto stabile e limitato. Dal 2005 in poi l'evoluzione normativa ha previsto l'espansione delle sue funzioni fino a configurare il Gestore come un vero e proprio utente del dispacciamento in immissione: indipendentemente dal tipo di convenzione che regola la cessione di energia, il GSE la offre interamente sul mercato e regola con il Gestore della Rete Elettrica (Terna) i corrispettivi di dispacciamento e trasporto.

Le categorie degli impianti per i quali il ritiro dell'energia viene effettuato dal GSE sono tassativamente individuate:

- impianti che accedono a forme di remunerazione amministrata dell'energia (Tariffa omnicomprensiva e Provvedimento CIP6/92);
- impianti che rientrano nell'ambito di applicazione di modalità semplificate di accesso al mercato (Ritiro Dedicato e Scambio sul posto).

Nei paragrafi che seguono, si intende fornire una breve spiegazione del funzionamento dei singoli strumenti citati esclusivamente al fine di indagare il ruolo svolto dal Gestore nella loro applicazione.

2.4.1. (Segue) La tariffa omnicomprensiva

La Legge n. 244/2007 (c.d. Legge finanziaria 2008), ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione¹⁵⁴, cui è possibile aderire in alternativa ai Certificati Verdi, a beneficio esclusivo degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 e aventi potenza nominale annua¹⁵⁵ non superiore ad 1 MW (200 kW nel caso degli impianti eolici).

Ai suddetti impianti è concessa la facoltà di optare per tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, differenziate per fonte, riconosciute per un periodo di quindici anni: tali tariffe sono dette omnicomprensive in quanto il loro valore include sia la componente incentivante sia la componente relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

Il diritto di opzione tra i CV e la tariffa omnicomprensiva deve essere esercitato dal produttore al momento della richiesta della qualifica IAFR del proprio impianto inoltrata al GSE: è consentito, prima della conclusione del periodo incentivante, un solo passaggio da un sistema di sostegno all'altro.

La richiesta di accesso al regime di incentivazione, dunque, va effettuata presso il Gestore che, a seguito della valutazione dell'istanza,

¹⁵⁴ Disciplinato dettagliatamente dal Decreto del ministero dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2008, *cit.* e dalla Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 1/09.

¹⁵⁵ Tale grandezza, cui fa riferimento la Legge Finanziaria 2008, è così definita dal Decreto del MSE: *“per gli impianti idroelettrici è la potenza nominale di concessione della derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente alla decurtazione al applicazione del deflusso minimo vitale; per gli altri impianti è la potenza attiva nominale dell'impianto”*. Tale ultimo parametro è valutato dal GSE come somma delle potenze attive massime erogabili dai gruppi generatori dell'impianto.

procede alla stipula di una convenzione con il produttore avente ad oggetto la regolazione delle condizioni tecnico-economiche del ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi da impianti ammessi al suddetto trattamento incentivante. Lo schema di convenzione per il riconoscimento della tariffa prevede la possibilità di cessione del credito da parte del produttore: in tale caso, il GSE provvederà ad adempiere la propria obbligazione di pagamento dei crediti verso il cessionario subordinatamente al rispetto delle seguenti condizioni: a) che la cessione dei crediti abbia ad oggetto la totalità dei crediti residui vantati dal cedente nei confronti del Gestore; b) che i crediti vengano ceduti ad un unico cessionario; c) che non vi siano inadempienze all'obbligo di versamento derivanti dalla notifica di cartelle esattoriali; d) che la cessione dei crediti sia espressamente accettata dal Gestore. Ai sensi della medesima convenzione, infine, il produttore può anche chiedere la retrocessione dei crediti: a seguito di tale richiesta, il GSE provvederà al pagamento dei crediti residui al titolare originario del credito a decorrere dal secondo mese successivo all'accettazione della retrocessione.

2.4.2. (Segue) Il Provvedimento CIP6/92

Il CIP6 è una delibera del comitato Interministeriale Prezzi adottata il 29 aprile 1992 con cui sono stati stabiliti prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili o "assimilate"¹⁵⁶.

In virtù di quanto stabilito da tale provvedimento, il produttore di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate ha diritto a rivenderla al

¹⁵⁶ La dizione "assimilate" è stata aggiunta alla previsione originaria in sede di approvazione del provvedimento per includere fonti di vario tipo, non previste espressamente dalla normativa europea in materia.

GSE, ad un prezzo superiore a quello di mercato, che a sua volta la ricolloca sul mercato stesso secondo modalità definite di anno in anno dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Dal 2001 al 2004 le modalità per la collocazione sul mercato dell'energia CIP6 prevedevano l'assegnazione, agli operatori del mercato libero¹⁵⁷ e del mercato di maggior tutela¹⁵⁸, di bande di potenza di durata annuale (o trimestrale o mensile), in funzione della capacità produttiva garantita nei diversi mesi dell'anno. La "capacità residuale", intesa come differenza tra l'energia complessivamente ritirata dal GSE e l'energia assegnata, veniva destinata alla copertura del mercato vincolato.

A partire dal 2005, in concomitanza con l'avvio del mercato dell'energia, il Ministero dello sviluppo economico ha adottato un nuovo schema per l'assegnazione dell'energia CIP6:

- il GSE offre l'energia CIP6 direttamente sul mercato dell'energia (attraverso la formulazione di offerte orarie di vendita determinata in funzione della programmazione giornaliera della produzione degli impianti);
- la capacità assegnabile (definita di anno in anno sulla base del volume annuo di energia che il GSE prevede di ritirare) viene attribuita in parte agli operatori del mercato libero e, per la parte residua, all'Acquirente Unico;
- il decreto del Ministero dello sviluppo economico fissa, anno per anno, un prezzo di assegnazione;

¹⁵⁷ La completa liberalizzazione del mercato dell'energia in conformità alle previsioni del Decreto Bersani ha consentito, anche alle famiglie, dal 1 luglio 2007, di scegliere tra le offerte di uno dei fornitori di energia elettrica diverso dalla società esercente la maggior tutela che opera nel mercato soggetto alle regole e alle condizioni economiche fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

¹⁵⁸ Rientrano nel mercato di maggior tutela i clienti che non scelgono offerte sul libero mercato, non cambiano fornitore e per i quali l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce particolari condizioni economiche, contrattuali e di qualità del servizio.

- ciascun soggetto assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza in base al quale riceve o versa, in funzione della capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione.

Il GSE è l'utente del dispacciamento per le unità di produzione CIP6 e provvede, di conseguenza, alla regolazione con Terna e con i gestori di rete dei corrispettivi di sbilanciamento e di trasporto associati alla collocazione sul mercato dell'energia.

2.4.3. (Segue) Il ritiro dedicato

Il regime di cessione dell'energia elettrica mediante ritiro dedicato è regolato dalla Delibera AeeG 280/2007 e, come anticipato, rappresenta una modalità semplificata a disposizione del produttore per il collocamento sul mercato dell'energia immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita in borsa.

Il produttore che intenda aderire a tale regime deve presentare una richiesta al GSE e sottoscrivere con esso una convenzione.

Gli impianti ammessi a tale regime di incentivazione devono presentare alcune caratteristiche peculiari ed essere alimentati esclusivamente da alcune fonti rinnovabili¹⁵⁹.

Il ruolo svolto dal GSE nell'ambito dell'applicazione di tale meccanismo consiste sostanzialmente nello svolgimento di tre distinte attività: in primo luogo, come detto, rappresenta il soggetto che ritira commercialmente l'energia rivendendola sul mercato elettrico. Si configura, inoltre, come utente del dispacciamento in immissione e utente del trasporto

¹⁵⁹ Si tratta, in particolare, degli impianti di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del D.Lgs. 387/2003 e all'art. 1, comma 41 della Legge 239/2004. Su tali aspetti si ritornerà diffusamente nella parte di analisi dei singoli incentivi.

in immissione in relazione alle unità di produzione nella disponibilità dei produttori che optano per tale sistema. Il Gestore, infine, rappresenta l'unico interlocutore, in sostituzione del produttore, con il sistema elettrico, sia per la compravendita di energia che per i principali servizi ancillari connessi.

2.4.4. (Segue) Lo scambio sul posto

Lo scambio sul posto è un meccanismo regolato dalla Delibera dell'Aeeg ARG/elt 74/2008 s.m.i.¹⁶⁰. Il sistema dello scambio sul posto, erogato dal GSE, prevede che l'utente che ne faccia richiesta e che abbia la titolarità o la disponibilità di un impianto, possa procedere ad una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

La disciplina sullo scambio sul posto trova applicazione a partire dal 1 gennaio 2009 per i soggetti richiedenti i cui impianti abbiano caratteristiche peculiari¹⁶¹ e prevede il riconoscimento di un contributo che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo dell'energia elettrica dalla rete. Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risultasse superiore all'onere sostenuto dall'utente dello scambio, il saldo relativo, su richiesta dell'interessato, può essere liquidato economicamente, ovvero essere registrato a credito ed utilizzato per compensare gli oneri connessi all'energia negli anni successivi.

¹⁶⁰ Si tratta della Delibera recante il "Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)".

¹⁶¹ In particolare, possono accedere allo scambio sul posto gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, quelli di potenza fino a 200 kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

Lo scambio sul posto è regolato da una convenzione tra il produttore e il GSE che sostituisce gli adempimenti altrimenti necessari all'immissione in rete dell'energia elettrica. Tuttavia, gli adempimenti ordinari relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsto dal Testo Integrato Trasmissione, Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica, rimangono comunque a carico dell'utente dello scambio che, conseguentemente, deve essere titolare di un contratto di fornitura stipulato con un'impresa di vendita.

La convenzione stipulata con il GSE definisce i rispettivi obblighi e diritti tra le parti: in generale il Gestore corrisponde un contributo di 50 euro per ciascun kW di potenza dell'impianto entro 30 giorni successivi al trimestre in cui la convenzione è stata stipulata¹⁶².

2.5. Le attività di supporto del GSE ex art. 27 della Legge 99/2009 e la sua partecipazione ad organizzazioni internazionali

La Legge n. 99 del 23 luglio 2009, all'art. 27, prevede che la Pubblica Amministrazione possa rivolgersi, nell'ambito delle risorse disponibili, al GSE e alle società da esso controllate per la fornitura di servizi specialistici in campo energetico.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, con atto di indirizzo del 29 ottobre 2009, ha individuato le modalità in base alle quali il GSE fornisce i servizi specialistici che riguardano tassativamente i temi della promozione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione, dei meccanismi di

¹⁶² La relazione annuale del GSE, *Le attività del Gestore dei Servizi Energetici*, cit., riporta che alla data del 31 dicembre 2009 gli impianti per i quali è stata attivata una convenzione di scambio sul posto sono 62.879 per una potenza complessiva pari a 404 MW.

incentivazione all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi e dell'efficienza energetica.

Il Gestore, dunque, potrà supportare nella scelta e nella caratterizzazione delle migliori soluzioni di impianti da fonti rinnovabili da installare presso le sedi della Pubblica Amministrazione, in coerenza con le regole fissate dalla normativa vigente e fermo restando il suo ruolo neutrale di società pubblica incaricata di attuare il sistema di incentivazione nel nostro Paese.

L'intervento a sostegno della Pubblica Amministrazione può riguardare anche attività di consulenza nel settore del risparmio energetico: in tale contesto il GSE può svolgere attività che vanno dall'individuazione delle inefficienze e dei possibili interventi di riqualificazione fino all'identificazione degli strumenti per la fornitura dei servizi.

Il GSE, inoltre, può curare lo sviluppo di azioni informative e formative, quali l'organizzazione di convegni e seminari, volti alla diffusione di conoscenze generali e specifiche sulle energie rinnovabili e sui sistemi da adottare per un uso efficiente dell'energia.

L'azione di supporto del GSE alla Pubblica Amministrazione nei suddetti ambiti ha trovato una formale definizione attraverso la sottoscrizione di numerosi protocolli di intesa con Enti ed Istituzioni. Si ricorda, a titolo meramente esemplificativo, la Convenzione del 2009 con l'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani (ANCI) che prevede oltre ad un supporto del Gestore ad attività volte alla realizzazione di campagne di sensibilizzazione e comunicazione sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, la consulenza del GSE a favore dei Comuni nel procedimento di richiesta degli incentivi previsti dal Conto Energia per il fotovoltaico.

Nell'ambito del complessivo sviluppo delle attività di supporto fornite alla Pubblica Amministrazione, il GSE ha promosso anche una serie

di incontri con la Conferenza Stato-Regioni, sede istituzionale privilegiata per la cooperazione tra i diversi livelli di *governance*. L'obiettivo principale degli incontri è stato quello di definire congiuntamente i programmi di supporto da fornire alle singole Regioni, in considerazione del ruolo strategico ad esse assegnato nella ripartizione degli obiettivi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili¹⁶³.

L'impegno sempre più incisivo del GSE per la promozione delle fonti rinnovabili nel contesto nazionale ha determinato, peraltro, il suo riconoscimento quale attore principale nell'attuazione delle scelte di politica energetica interna anche a livello internazionale.

Il Gestore, infatti, partecipa all'*Association of Issuing Bodies* (AIB), di cui è stato anche presidente, fin dalla sua costituzione nel 2002. L'AIB è nata come associazione dei soggetti deputati, in ambito nazionale, al rilascio dei certificati RECS e ha allargato successivamente il perimetro della propria attività con lo scopo di diventare il referente europeo per la certificazione delle modalità di produzione dell'energia elettrica. La maggior parte dei suoi membri, infatti, si è vista attribuire dalla normativa nazionale il ruolo di "ente di emissione" (*issuing body*) di certificazioni introdotte da disposizioni europee, quali la garanzia di origine (GO) per la produzione da fonti rinnovabili, prevista dalla direttiva 2001/77/CE, l'etichettatura del mix energetico impiegato per la produzione di elettricità definita dalla direttiva 2003/54/CE e la GO per la cogenerazione ad alto rendimento definita dalla direttiva 2004/8/CE.

Ancora in ambito internazionale, il Gestore, infine, è membro dell'*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie* (OME), associazione nata con lo scopo di promuovere la cooperazione tra le principali società operative

¹⁶³ In particolare, nell'ambito dello sviluppo delle fonti rinnovabili sul territorio nazionale, ciascuna Regione dovrà garantire il proprio contributo in termini di produzione elettrica da fonti non convenzionali, al fine di rispettare il *target* vincolante assunto in sede europea.

nel mercato dell'energia presenti nel bacino mediterraneo. In particolare, il GSE partecipa al Comitato Tecnico dedicato allo sviluppo delle fonti rinnovabili, tema sul quale l'OME si propone quale interlocutore principale dell'area mediterranea: in tale ambito l'associazione, ad esempio, supporta il programma c.d. MEDREP, lanciato dall'Italia nel 2002, con lo scopo di sviluppare le rinnovabili sia attraverso la selezione di opportunità di finanziamento che mediante l'individuazione degli strumenti di incentivazione più efficienti, creando una rete tra paesi finalizzata ad una fattiva cooperazione.

3. La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) nel panorama delle Casse di Conguaglio nazionali

La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: CCSE) è un "ente autonomo strumentale" con le funzioni di istruzione ed esazione di componenti tariffarie del settore elettrico e del gas.

Preliminarmente all'analisi dell'attività e delle funzioni svolte dalla CCSE, appare opportuno premettere brevi cenni sulla nascita e sull'evoluzione delle Casse di Conguaglio al fine di poterne meglio comprendere i caratteri distintivi.

Le Casse di Conguaglio¹⁶⁴ sono organi istituiti dallo Stato che hanno lo scopo di subsidiare, mediante corresponsione di un contributo (posto autoritativamente a carico del consumatore o dell'impresa inframarginale¹⁶⁵ con divieto di rivalsa), le imprese che forniscono beni o servizi ad un prezzo

¹⁶⁴ Cfr. A. PREDIERI, *Conguaglio (Casse di)*, in *Enc.dir.*, Milano, 1961, 1092, che esclude dal novero delle Casse di Conguaglio quelle istituite pattiziamente tra imprenditori o tra imprenditori ed enti pubblici in quanto espressione di figure consortili.

¹⁶⁵ Si tratta di quelle imprese in cui fintantoché il prezzo del bene è superiore al costo unitario medio, l'impresa beneficia oltre che della remunerazione normale del capitale, anche di un extra-profitto.

inferiore a quello che si formerebbe in base alle leggi economiche del mercato, ovvero le imprese marginali¹⁶⁶ ed extramarginali¹⁶⁷ che sostengono costi per fornire detti beni e servizi a prezzi coerenti con le leggi del mercato.

Lo scopo del contributo è quello di garantire alle imprese marginali ed extramarginali un risultato economico equo in relazione al contesto spazio-temporale in cui i beni o servizi vengono forniti o prestati. L'obiettivo strumentale delle Casse Conguaglio è stato, sin dall'origine della loro istituzione, quello di esigere da determinati soggetti obbligati in forza di legge o di altro provvedimento autoritativo, somme di denaro da distribuire tra gli aventi diritto con scopo di conguaglio o compensazione.

In altri termini, la finalità di tali Casse è quella di rappresentare uno strumento di perequazione e, dunque, di redistribuzione degli oneri economici secondo criteri di bilanciamento tra costi, ricavi e margini di profitto, consentendo, al contempo, di evitare la determinazione autoritativa di prezzi differenziati per beni o servizi della medesima tipologia destinati al consumatore finale. Tali enti, dunque, sono stati istituiti come strumento finalizzato a creare pari condizioni tra i produttori di una merce o di un servizio, assoggettati a prezzo amministrato, che producono a costi differenti¹⁶⁸.

¹⁶⁶ Le imprese marginali sostengono un costo unitario medio più elevato rispetto a tutte le altre imprese del settore (o del segmento di mercato) che producono il medesimo bene. In genere, il costo unitario medio coincide con il prezzo del bene: queste imprese, dunque, recuperano tutti i propri costi, fissi e variabili, compresa la remunerazione del capitale.

¹⁶⁷ Sono le imprese che sostengono costi medi superiori quelli sostenuti da altre imprese e tali da costringerle a vendere i beni in perdita, ovvero ad un prezzo non in grado di ricoprire i costi di produzione. Cfr. M.E. SCHINAIA, *Cassa di Conguaglio*, in *Enc.giur.*, V, Roma, 1988 e la giurisprudenza ivi richiamata e AA.VV. , L. GUATRI (a cura di), *Trattato di economie delle aziende industriali*, I, Milano, 1988, 132.

¹⁶⁸ Cfr. M.E. SCHINAIA, *Cassa di Conguaglio* cit. Tale fine "istituzionale" trova conferma anche nella giurisprudenza dalla Corte Costituzionale posta di fronte al dubbio di costituzionalità della normativa generale delle Casse di cui al Decreto n. 98 del 1948: la questione di costituzionalità atteneva all'interpretazione di tale normativa nel senso di

Per quanto attiene alla natura giuridica dei contributi con finalità perequativa di conguaglio (sovrapprezzi o quote di prezzo) si sono contrapposti nel tempo due distinti orientamenti dottrinari. In un primo momento, infatti, il contributo è stato inteso come “tributo parafiscale”, appartenente a quella categoria di imposte a carico di una determinata tipologia di soggetti, avente una specifica destinazione e qualificato come imposta di consumo o di fabbricazione¹⁶⁹. Diversamente, altra parte della dottrina ha definito il contributo come espressione di potestà tariffaria avente come soggetti passivi gli utenti e gli acquirenti di beni e servizi e come beneficiari le imprese inframarginali: il contributo, dunque, non ha natura tributaria, in quanto non rappresenta un’entrata né per lo Stato né per la Cassa ma è concepito a vantaggio di altri soggetti privati¹⁷⁰.

Il contributo ha certamente la natura di una componente integrativa del prezzo (sovrapprezzo) che i soggetti obbligati, anziché percepire sul mercato, sono obbligati a corrispondere alle Casse.

Passando alla trattazione dell’evoluzione storica delle Casse, occorre premettere che l’istituto delle Casse è nato nel 1938¹⁷¹, con provvedimento del Ministero per gli Scambi e Valute, per il settore dell’importazione. Le Casse si diffusero ampiamente nel periodo bellico e post bellico in vari

consentire l’istituzione di Casse per qualsiasi finalità e, in particolare, per conguagliare produttori appartenenti a settori diversi, seppur economicamente interdipendenti, con conseguente violazione della riserva di legge, ancorché relative, di cui all’art. 23 Cost., per le prestazioni imposte. A tal proposito la Corte Costituzionale ha chiarito che il suddetto decreto va letto in maniera collegata al decreto n. 869 del 1947 ai sensi del quale “il CIP di cui all’art. 1 del Decreto Legislativo n. 363/196, nell’esercizio dei poteri ad esso conferiti e ai fini dell’unificazione o perequazione dei prezzi, può istituire Casse Conguaglio e stabilire le modalità delle relative contribuzioni”: da tale norma la Consulta ha dedotto che si possono istituire ai soli fini di perequare ed unificare i prezzi determinati autoritativamente. In tal senso cfr. Corte Cost., 2 agosto 1976, n. 22 in CED Cassazione, 1976 e in senso conforme Cons. Stato, VI, 28 aprile 1978, n. 506.

¹⁶⁹ In tal senso A. PREDIERI, *Conguaglio (Casse di)*, cit., 1098

¹⁷⁰ Così M.E. SCHINAIA, *Cassa di Conguaglio* cit.

¹⁷¹ Sull’evoluzione delle Casse Conguaglio cfr. quanto ampiamente approfondito da V. BACHELET, *Comitati Interministeriali*, in *Enc. Dir.*, Milano, 1960, 774 ss.

settori produttivi nei quali lo Stato voleva che si conseguisse , mediante la manovra dei fondi amministrati dalle stesse, uniformità di prezzi, sostegno all'attività produttiva e copertura di rischi finanziari. In base a tali previsioni, le Casse Conguaglio avrebbero dovuto avere quale finalità esclusiva la perequazione dei prezzi, mentre le Casse Rischio avrebbero dovuto svolgere una funzione prettamente assicurativa. L'attività svolta delle due differenti tipologie di Casse, tuttavia, nei fatti è risultata molto “promiscua”, svolgendo tutte le funzioni previste in via generale per tali organismi.

3.1. L'attività istituzionale della CCSE

La CCSE è stata istituita nel 1961 in occasione dell'unificazione delle tariffe elettriche su tutto il territorio nazionale. La sua originaria denominazione era quella di “Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche” ed aveva la funzione di compensare le perdite delle imprese minori derivanti dall'unificazione delle tariffe. Il Fondo andava a sostituire la precedente “Cassa Conguaglio per le tariffe elettriche”¹⁷² che svolgeva compiti che vennero in parte superati con la successiva unificazione delle tariffe. In occasione dell'istituzione del c.d. sovrapprezzo termico, la Cassa assunse l'attuale denominazione, con il compito - allora limitato - di gestire sia il Conto di integrazione tariffaria, sia il Conto per l'onere termico, volto al rimborso dei maggiori oneri di produzione dell'energia elettrica gravanti sulle imprese termoelettriche a seguito del rincaro degli olii combustibili.

Sin dalla sua istituzione, come per tutte le Case di natura perequativa, la natura giuridica della CCSE, che può certamente definirsi

¹⁷² Istituita con Provvedimento CIP 29 agosto 1961, n. 941.

centro autonomo di imputazione di situazioni giuridiche soggettive attive e passive, è risultata controversa. Essa, infatti, per molto tempo oltre ad essere inclusa nel novero delle pubbliche amministrazioni è stata fatta rientrare nel perimetro delle c.d. “gestioni fuori bilancio dello Stato¹⁷³”. Tale inclusione era dovuta essenzialmente agli effetti dispiegati da alcuni provvedimenti legislativi relativi alla contabilità di Stato, che hanno spesso incluso le Casse Conguaglio prezzi in tale categoria, e dalla prassi delle Autorità amministrative vigilanti¹⁷⁴.

Il D.P.C.M. 28 ottobre 1999 ha espressamente escluso la CCSE dal Regime di Tesoreria Unica, stabilendo che “*i flussi finanziari (in entrata e in uscita) gestiti dalla stessa non interessano, direttamente o indirettamente, la finanza pubblica*” e non possono essere inclusi, per i flussi in entrata, nel novero delle c.d. entrate parafiscali.

Ad ulteriore conferma dell’assunto in base al quale la CCSE non deve essere considerata una gestione fuori bilancio dello Stato, il D.P.C.M. 25 novembre 2003¹⁷⁵ non l’ha inclusa tra le gestioni vigilate dal Ministero dello Sviluppo Economico: ciò a riprova del fatto che, attesa la sua evoluzione e l’incremento delle funzioni ad essa attribuite, la CCSE non presenta i caratteri peculiari di una gestione fuori bilancio.

¹⁷³ Sulle gestioni fuori bilancio cfr. S. BUSCEMA, *Trattato di contabilità pubblica*, II, Milano, 1981, 815.847 e bibliografia ivi riportata.

¹⁷⁴ Si pensi, ad esempio, alla Legge 29 maggio 1982, n. 308, recante norme sul contenimento dei consumi energetici, sullo sviluppo delle fonti rinnovabili e l’esercizio di centrali elettriche alimentate da combustibili diversi dagli idrocarburi che ha espressamente assoggettato la CCSE, limitatamente all’amministrazione e alla gestione delle somme conferite per l’attuazione dell’art. 1 del Decreto legge 4 settembre 1971, n. 1041 alle gestioni fuori bilancio.

¹⁷⁵ Recante “*Individuazione delle gestioni fuori bilancio per le quali permangono le caratteristiche proprie dei fondi di rotazione, relative al Ministero delle Attività Produttive*”.

La CCSE può attualmente qualificarsi come “ente autonomo strumentale”¹⁷⁶ nato, come detto, con lo scopo di sussidiare, attraverso l’utilizzo di sovrapprezzi, imprese che, per la disciplina dei prezzi imposta dai pubblici poteri, dovevano vendere il bene “energia elettrica” allo stesso prezzo di altre imprese che producevano lo stesso bene ad un costo inferiore. Nel tempo le funzioni esercitate dalla Cassa si sono evolute ampliandosi anche al settore del gas naturale¹⁷⁷ e con finalità che si sono estese anche allo sviluppo e alla garanzia della concorrenza negli ambiti di competenza.

La CCSE, in qualità di ente tecnico della contabilità di sistema, pone in essere anche attività di natura istruttoria ed ispettiva sulla base delle determinazioni adottate dall’Aeeg e può esercitare le sue funzioni direttamente, ovvero avvalendosi anche di enti creditizi o finanziari.

Le funzioni svolte dalla Cassa possono essere suddivise in funzioni a carattere amministrativo contabile e funzioni di accertamento ed istruttorie¹⁷⁸. A tali due macrocategorie, di fatto, ne va aggiunta una ulteriore, assegnata alla Cassa con deliberazione dell’Aeeg GOP 28/08 con cui è stato disposto il suo avvalimento per l’attivazione e la gestione dello Sportello per il consumatore di energia. In particolare, con la citata delibera, l’Autorità ha istituito il suddetto Sportello (formato da un Nucleo reclami ed un *call center* dedicato) e ha contestualmente stabilito di avvalersi della Cassa per un quinquennio, a decorrere dal 1 luglio 2008.

¹⁷⁶ Cfr. Cass. Civ., 26 marzo 1957, n 1039 e Corte Conti, I, 7 settembre 2001, n. 258 in *Riv. Corte Conti*, 2001, 5, 54 dove si legge che “*le Casse conguaglio prezzi di cui al d.lg. 26 gennaio 1948, n. 98, hanno autonoma personalità giuridica di diritto pubblico e non sono, perciò, organi statali.*”

¹⁷⁷ Ad opera della Delibera dell’Aeeg n. 306/2001.

¹⁷⁸ Per un’attenta ricostruzione della natura delle funzioni della CCSE, cfr. S. AMOROSINO, *Natura giuridica, funzioni e prestazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico*, in *Foro amm.* – CDS, 2008, 10 2877.

3.2. (Segue) Le funzioni a carattere amministrativo-contabile

La principale funzione di carattere amministrativo-contabile svolta dalla CCSE è rappresentata dalla gestione dei Conti amministrati, corrispondenti ad altrettanti conti correnti accessi presso l'Istituto cassiere¹⁷⁹. In particolare, l'attività amministrativa consiste nella riscossione delle componenti tariffarie, nell'erogazione dei contributi e nell'attivazione delle procedure di recupero dei crediti presso il soggetto concessionario.

La funzione di gestione dei Conti attribuita alla Cassa è stata puntualmente regolata dall'Aeeg con la predisposizione di testi integrati¹⁸⁰ per ciascuna attività della filiera dei settori dell'energia e del gas e, per quanto attiene disposizioni più di dettaglio, con varie deliberazioni ad essi collegate.

Nell'ambito di tale attività, attualmente la Cassa gestisce ventisette Conti, di cui diciotto per il settore elettrico e otto per quello del gas.

Per quanto riguarda il settore elettrico si ricorda, a titolo meramente esemplificativo, il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue: si tratta di un conto alimentato da una componente tariffaria pagata in bolletta dal consumatore e ha lo scopo di rimborsare alla società che se ne occupa (Sogin S.p.a.) gli oneri relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti.

¹⁷⁹ L'Istituto cassiere della CCSE è rappresentato da un istituto di credito per la cui scelta viene bandita una gara in relazione ai tassi di interesse sulla giacenza media prevista sui Conti e Fondi di gestione ed in relazione ai costi del servizio prestato.

¹⁸⁰ Si fa riferimento al TIT (Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011, allegato alla delibera n. 348/07), al TIV (Testo integrato vendita, allegato alla delibera n. 156/07) e TIQE (Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo regolatorio 2008-2011, allegato alla delibera n. 333/07).

Particolarmente interessante appare, inoltre, il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici e distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nel periodo di transizione: si tratta di un conto nato con lo scopo di reintegrare i maggiori oneri sostenuti dalle imprese produttrici o distributrici a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico ad opera della Direttiva 96/92/CE e del Decreto Legislativo di recepimento n. 79/99. Occorre rilevare che, in base a quanto stabilito dalla Delibera dell'Aeeg ARG/elt n. 183/08 gli oneri posti a carico del Conto dalle delibere n. 144/05 e 132/06, sono stati interamente soddisfatti a chiusura dell'anno 2008 e, dunque, la componente tariffaria destinata ad alimentare il Conto è stata posta a 0 euro a decorrere dal 1 ottobre 2008.

Per quanto attiene al settore del gas, è interessante ricordare il Conto per la qualità dei servizi gas, istituito dall'Aeeg con delibera n. 168/04 (Testo integrato in materia di qualità dei servizi gas): il Regolatore, infatti, ha introdotto l'obbligo per le imprese di distribuzione del gas di versare annualmente un contributo proporzionato al raggiungimento o meno del livello generale di pronto intervento stabilito dalla medesima delibera e ai dati di qualità commerciale del servizio. Il Conto è altresì alimentato dai versamenti bimestrali cui sono tenute le imprese di distribuzione in relazione alla quantità di gas distribuito e dai versamenti trimestrali in relazione all'attività di accertamento per la sicurezza degli impianti di utenza del gas.

3.3. (Segue) Le funzioni di accertamento

Le funzioni di accertamento e di istruttoria sono strettamente connesse alla attività proprie della Cassa: essa, infatti, esclusivamente in

relazione alle funzioni attribuitele può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale¹⁸¹. Tali attività di accertamento consistono principalmente nell'audizione e nel confronto di soggetti coinvolti nei procedimenti di riscossione, nella ricognizione di luoghi o impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti

Più specificamente, rientrano nell'ambito delle suddette attività quelle in materia di: a) attività istruttorie in materia di Perequazione Specifica Aziendale (PAS)¹⁸², b) attività istruttorie in materia di Regime individuale del gas (RIG),¹⁸³ c) verifiche e sopralluoghi su impianti che si avvalgono di regimi agevolati di ritiro dell'energia elettrica prodotta¹⁸⁴, d) attività istruttorie in materia di applicazione dell'aliquota introdotta sull'energia elettrica autoprodotta e autoconsumata (regimi tariffari speciali)¹⁸⁵, e) attività istruttoria in materia di perequazione generale¹⁸⁶, efficienza energetica e ricerca di sistema.

3.4. Il ruolo della CCSE nell'ambito delle politiche energetiche connesse alle fonti rinnovabili.

Per quanto attiene più specificamente il settore delle fonti rinnovabili, nell'ambito delle funzioni a carattere amministrativo-contabile, occorre rilevare che la Cassa gestisce alcuni Conti dedicati allo sviluppo delle fonti energetiche alternative e all'efficienza energetica.

In primo luogo, la CCSE amministra il Conto per i nuovi impianti da fonti rinnovabili o assimilate che, istituito dal Decreto del Ministero

¹⁸¹ Cfr. art. 59, comma 7 dell'Allegato A alla Delibera AeeG 5/04.

¹⁸² Delibera AeeG n. 96/24.

¹⁸³ Delibera AeeG n. 171/05.

¹⁸⁴ Delibera AeeG n. 34/05.

¹⁸⁵ Delibera AeeG n. 231/04.

¹⁸⁶ Cfr. artt. da 42 a 48 dell'Allegato A della Delibera AeeG 5/04

dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2000, è alimentato dalla componente tariffaria sostenuta in bolletta dai consumatori finali per il contributo allo sviluppo delle fonti rinnovabili (c.d. componente A3). Le disponibilità del suddetto Conto sono destinate principalmente al Gestore dei Servizi Energetici a copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia incentivata¹⁸⁷ ed i ricavi derivanti dalla vendita della stessa energia elettrica.

Le medesime disponibilità, inoltre, sono destinate alla copertura di ulteriori oneri elencati all'art. 56 dell'Allegato A della Delibera Aeeg n. 348/07 (Testo integrato del Trasporto), tra cui quelli relativi a: a) attività di verifica sull'ammissibilità dell'incentivazione concessa agli impianti di produzione, b) energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, c) produzione elettrica da impianti fotovoltaici, d) costi per la connessione alla rete elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili, e) costi sostenuti per il funzionamento del Gestore dei Servizi Energetici, f) spese di funzionamento dell'Osservatorio Nazionale sulle fonti rinnovabili.

Sempre in tema di fonti rinnovabili, la Cassa ha gestito fino al 2005 il Conto oneri certificati verdi: si trattava di un Conto alimentato dal gettito di una componente tariffaria (c.d. componente VE) ed era destinato alla copertura degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni sui Certificati Verdi di cui al c.d. Decreto Bersani che, come noto, mirano ad incentivare l'uso delle rinnovabili, l'incremento dell'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni climalteranti e l'impiego delle risorse energetiche nazionali.

Per quanto attiene più specificamente l'efficienza energetica, la CCSE amministra il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la

¹⁸⁷ Per l'analisi del ruolo del Gestore dei Servizi Energetici e, in particolare, sui regimi di ritiro a titolo oneroso si rimanda ai paragrafi appena precedenti della trattazione.

promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia: il Conto ha la finalità di finanziare i costi sostenuti dagli esercenti per la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia e di sostenere economicamente le campagne di informazione e sensibilizzazione al risparmio energetico svolte dai medesimi esercenti.

Nell'ambito della propria attività istruttoria, invece, la Cassa può procedere a verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate e sugli impianti di cogenerazione. Tale attività è regolata principalmente dalla Delibera dell'Aeeg n. 60/04 con la quale il Regolatore ha previsto anche l'istituzione di un Comitato di Esperti presso la Cassa incaricato di redigere un regolamento contenente le modalità da adottare per procedere alle verifiche e ai sopralluoghi che si riveli compatibile con quanto già previsto per le attività ispettive della Guardia di Finanza e del Gestore della rete.¹⁸⁸

Capitolo III

Gli strumenti economici di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

SOMMARIO: 1. Premessa. Nozione giuridica di incentivo economico. - 2. Dal CIP/6 ai certificati verdi: caratteristiche comuni e tratti distintivi. - 2.1. (Segue) I certificati verdi tra diritto e mercato. - 2.2. (Segue) L'iscrizione dei certificati verdi nei "conti proprietà" tenuti dal Gestore dei

¹⁸⁸ Tale Regolamento è stato adottato con Delibera Aeeg n. 215/04.

Servizi Energetici. - 2.3. (Segue) Ipotesi ricostruttiva della natura dei certificati verdi quali titoli di credito. - 2.4. I certificati verdi e i limiti di applicazione del regime dei diritti reali. - 3. Il meccanismo delle tariffe onnicomprensive. - 4. Il c.d. Terzo Conto Energia per il fotovoltaico.

1. Premessa. Nozione giuridica di incentivo economico.

Preliminarmente alla disamina dei singoli strumenti di incentivazione all'energia prodotta da fonti rinnovabili, appare utile inquadrare il significato giuridico del concetto di "incentivo" (ed in particolare di incentivo economico) ed indagare i profili organizzativi connessi all'attività di incentivazione esercitata dallo Stato.

In termini generali, per incentivo di tipo economico si può intendere qualsiasi erogazione finanziaria pubblica a favore di soggetti che esercitano attività imprenditoriali o, comunque, aventi scopo di lucro¹⁸⁹. Tale definizione, dunque, esclude *ex se* dal novero degli incentivi le esenzioni o le agevolazioni fiscali: in tali casi, infatti, lo Stato non interviene con un'erogazione diretta, bensì rinuncia ad un proprio diritto di riscossione.

Secondo autorevole dottrina, gli incentivi possono essere distinti in due grandi categorie¹⁹⁰: i finanziamenti pubblici e i contributi. I primi sono espressione di decisioni di finanziamento assunte dai pubblici poteri ed aventi ad oggetto l'erogazione di una somma di denaro a favore di un determinato soggetto, obbligato alla restituzione in un termine assai lungo,

¹⁸⁹ Sul tema cfr. M. CARABBA, *Incentivi finanziari* (voce), in *Enc.Dir.*, XX, Milano, 963 ss. il quale, in via di prima approssimazione, chiarisce che la parola incentivi nel nostro ordinamento positivo "designa una serie di atti i cui *nomina legis* sono vari: contributi, sussidi, sovvenzioni, concorsi in spese, rimborsi spese, finanziamenti agevolati".

¹⁹⁰ Così V. SPAGNUOLO VIGORITA, *Problemi giuridici dell'ausilio finanziario pubblico a privati*, Napoli, 1964 e A. AMORTH, *I contributi pecuniari concessi dallo Stato ad enti pubblici e privati*, in *St. urb.*, 1931, 97 ss.

ovvero con obbligo di riconoscimento di un corrispettivo molto più modesto rispetto ai canoni di mercato.

Diversamente, invece, i contributi consistono nell'attribuzione, sempre in virtù dell'esercizio di pubblici poteri, di somme di denaro a soggetti beneficiari, sui quali non incombe alcun obbligo di restituzione. In tale caso, tuttavia, la pubblica amministrazione – rinunciando a qualsiasi forma di corrispettivo – è titolare di un potere di controllo circa i risultati dell'attività svolta dal soggetto grazie alla concessione di contributi statali: solo in ragione dell'insorgere di tale specifico potere, del resto, appare legittimo l'esborso di finanza pubblica nei confronti di soggetti privati.

Nonostante la dottrina appaia da tempo concorde nell'accogliere la descritta distinzione, la legislazione in materia continua a trattare in maniera assolutamente unitaria contributi e finanziamenti, con la conseguente applicazione indistinta ad entrambi gli strumenti della disciplina generale prevista in materia di incentivi. Ciò nonostante è possibile sin d'ora specificare che oggetto della presente indagine saranno i soli contributi, nella misura in cui una caratteristica comune degli incentivi economici operanti nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili è l'assenza dell'obbligo di restituzione della somma ottenuta e, contestualmente, il dovere di dare conto alla p.a. erogatrice circa le modalità di utilizzo dell'importo.

Ciò posto, si ritiene di poter condividere quel filone che individua il fondamento costituzionale degli incentivi nell'art. 41, comma 3 della nostra Carta Costituzionale: la concessione di incentivi economici, infatti, si rivela senza alcun dubbio uno strumento attraverso il quale è possibile orientare l'attività economica privata a fini sociali¹⁹¹. Partendo da tale assunto, la

¹⁹¹ *Ex multis* cfr. Cfr. M. CARABBA, *Incentivi finanziari, cit.*, secondo il quale “attraverso gli incentivi è offerta all'amministrazione la possibilità di imprimere un certo indirizzo e coordinamento all'attività di diversi operatori” 964.

dottrina si è interrogata sulla possibilità per lo Stato di attribuire conferimenti patrimoniali del tutto gratuiti o a condizioni di particolare favore a soggetti privati, e con quali limitazioni¹⁹². Muovendo da tale interrogativo, si è giunti alla conclusione dell'incompatibilità tra la natura pubblicistica dell'ente erogante e il concetto stesso di atto di liberalità "perché manca in ogni caso nel soggetto pubblico erogante l'elemento soggettivo tipico della liberalità (*animus donandi*), perché l'interesse pubblico diviene vera e propria causa negoziale degli atti di liberalità oggettivamente posti in essere dalla pubblica amministrazione, escludendosi così l'utilizzabilità degli schemi negoziali privatistici, come quelli riconducibili al concetto di donazione"¹⁹³. Attesa, dunque, la rilevanza dell'interesse pubblico rispetto a qualsiasi forma di incentivazione posta in essere da una pubblica amministrazione, deve necessariamente escludersi la sua riconducibilità ad un atto di donazione di tipo privatistico, concludendosi per un suo inquadramento in termini di espressione di una funzione pubblica¹⁹⁴.

Nell'ambito dell'inquadramento giuridico dell'attività di incentivazione (*sub specie* di contributo), inoltre, ulteriore profilo di particolare rilievo è rappresentato dal rapporto intercorrente tra il soggetto sovvenzionante e il soggetto sovvenzionato: i provvedimenti di incentivo, infatti, danno origine ad un rapporto sinallagmatico tra la pubblica amministrazione e il soggetto privato, i cui fattori sono rappresentati dalla corresponsione della sovvenzione, da un lato, e dalla dimostrazione della

¹⁹² In tema cfr. V. OTTAVIANO, *Alcune considerazioni in tema di cosiddetta liberalità di enti pubblici*, Ragusa, 1953, 54 ss. e A. AMORTH, *I contributi pecuniari concessi dallo Stato ad enti pubblici e privati*, cit., 18 ss.

¹⁹³ Così M. CARABBA, *Incentivi finanziari*, cit., 965.

¹⁹⁴ Sul punto cfr. le considerazioni di G. MIELE, *In tema di atti di liberalità degli enti pubblici*, in *Foro. Amm.*, 1958, II, 503 ss.

sua finalizzazione alla realizzazione (anche) dell'interesse pubblico dall'altra¹⁹⁵.

Tale classificazione di rapporto sinallagmatico, peraltro, può essere vista sotto una duplice lente di analisi, quella del contratto pubblico o quella del provvedimento amministrativo con effetti bilaterali¹⁹⁶, il tutto in funzione del ruolo riconosciuto alla volontà delle parti. Se si ritiene, infatti, che nell'atto di incentivazione la volontà di entrambi i soggetti (pubblica amministrazione e privato) rappresenti elemento costitutivo dell'atto, non può che concludersi per la sua inclusione nel perimetro dei contratti pubblici. Al contrario, se si reputa che la manifestazione di volontà del soggetto beneficiario non rappresenti elemento costitutivo dell'atto dal quale scaturiscono le obbligazioni, esso finisce per dover essere ricondotto nello schema concettuale del provvedimento ad effetti bilaterali: in tale caso, infatti, la volontà del soggetto privato rilevarebbe esclusivamente sull'effetto prodotto – e non sulla causa – incidendo, pertanto, sull'efficacia e non sulla validità dell'atto di incentivazione¹⁹⁷.

Ebbene, alla luce delle caratteristiche degli strumenti di incentivazione che si descriveranno *infra*, si può fin da subito osservare che la soluzione applicabile alla maggior parte degli incentivi diretti allo sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili sembrerebbe quella del contratto bilaterale. Si consideri, a tal proposito, che la maggior parte dei procedimenti di erogazione degli incentivi, a seguito della richiesta del soggetto privato e della valutazione di ammissibilità operata dalla pubblica amministrazione, si concludono con la stipula di una convenzione tra il privato e il Gestore dei Servizi Energetici, a cui è affidata la concreta

¹⁹⁵ Sul rapporto tra sovvenzionante e sovvenzionato cfr. G. PERICU, *La sovvenzione come strumento di azione amministrativa*, Milano, 1967, 124, ss.

¹⁹⁶ Cfr. A.D. GIANNINI, *Istituzioni di diritto tributario*, Milano, 1968.

¹⁹⁷ Cfr. G. PERICU, *La sovvenzione come strumento di azione amministrativa*, cit. e G. MIELE, *In tema di atti di liberalità degli enti pubblici*, cit.

corresponsione della sovvenzione: in altri termini, il rapporto contrattuale non si instaura propriamente tra l'amministrazione che eroga il contributo ed il soggetto beneficiario, bensì tra quest'ultimo e un ente intermedio a cui l'amministrazione affida la gestione del sistema di incentivazione.

Tale è il caso, ad esempio, dell'incentivo finalizzato alla produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica, erogato tramite il meccanismo del c.d. Conto Energia sul quale ci si soffermerà nei paragrafi che seguono. Il medesimo modello – consistente nel ricorso ad un ente terzo con funzioni di intermediazione – è, del resto, estensibile a quasi l'intera ed eterogenea gamma delle attività di incentivazione poste in essere dallo Stato¹⁹⁸: nella maggior parte dei casi, infatti, l'amministrazione statale non attribuisce direttamente gli incentivi, ma si avvale di un soggetto intermediario che riceve le erogazioni finanziarie dallo Stato e si pone al centro tra quest'ultimo e il soggetto titolare dell'attività incentivata.

Per quanto attiene al rapporto tra ente intermediario e Stato, occorre rilevare che esso si incentra principalmente sulla dotazione delle risorse finanziarie attraverso il conferimento del capitale di dotazione, apporti patrimoniali successivi, istituzione di fondi e così via. Le modalità di provvista dei mezzi finanziari mettono in luce l'accentuato legame di strumentalità interocorrente tra gli enti di intermediazione e lo Stato: proprio tale legame di strumentalità, del resto, rappresenta il principale elemento di inclusione di tali enti nel novero dei c.d. enti ausiliari. In tal senso, gli enti di intermediazione inseriti nell'organizzazione dell'attività di incentivazione

¹⁹⁸ Sul punto cfr. le osservazioni di M. CARABBA, *Incentivi finanziari, cit.*, 968 che attribuisce alla disciplina legislativa dell'attività di incentivazione alcune caratteristiche peculiari: il legame finalistico con la norma di cui al comma 3, dell'art. 41 Cost., il ricorso ad enti strumentali e l'inserimento dell'agire dei privati beneficiari e degli enti di intermediazione nell'ambito di più ampi apparati organizzatori settoriali, al cui vertice si pongono organi di Governo con poteri di indirizzo e di controllo.

curano e perseguono un interesse pubblico che non è solo proprio ma, in termini più ampi, anche dello Stato stesso.

In relazione ai rapporti con i soggetti incentivati, invece, l'ente intermediario agisce sostanzialmente mediante l'erogazione delle misure di sostegno, l'attribuzione di finanziamenti a lungo termine e a condizioni di favore, l'assunzione di partecipazione azionarie.

Per quanto attiene l'attività di attribuzione di finanziamenti, occorre precisare che essa rientra nelle attività regolate dalla disciplina privatistica di diritto comune sulla quale si innesta, tuttavia, la legislazione volta a garantire le finalità pubblicistiche del finanziamento stesso. Con riguardo, invece, alla possibilità di partecipazioni azionarie da parte degli enti di intermediazione, è stato condivisibilmente sottolineato che tale attività può farsi rientrare in quella propriamente di incentivazione solo a condizione che "la funzione assegnata dall'ordinamento all'ente che assume le partecipazioni sia connessa ai fini di finanziamento dell'impresa attraverso la fornitura di capitale di rischio e non a fini di gestione imprenditoriale in mano pubblica¹⁹⁹".

Una volta delineate a grandi linee le caratteristiche generali proprie degli incentivi pubblici di tipo economico, ed avendone esclusa la riconducibilità ai meri atti di liberalità, è possibile procedere all'analisi della disciplina specifica dei singoli incentivi che l'ordinamento nazionale contempla nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili. L'obiettivo ultimo dell'indagine non è, ovviamente, di ordine meramente ricostruttivo, quanto, piuttosto, quello di verificare l'idoneità o meno del sistema di incentivazione attuale a perseguire i fini di sviluppo e valorizzazione che si prefigge.

¹⁹⁹ Così M. CARABBA, *Incentivi finanziari*, cit., 969.

2. Dal CIP 6 ai certificati verdi: caratteristiche comuni e tratti distintivi.

Nel nostro ordinamento le misure di sostegno economico all'energia prodotta da fonti rinnovabili rientrano nel novero degli incentivi c.d. in conto energia, ovvero sono commisurate alla quantità di energia effettivamente prodotta dall'impianto²⁰⁰.

Nell'ambito degli strumenti in conto energia, inoltre, il sistema di incentivazione nazionale prevede la convivenza di meccanismi amministrati e di mercato. Partendo dall'assunto che, come anticipato, tutti gli incentivi sono proporzionati alla quantità di energia prodotta, nelle ipotesi di meccanismi amministrati il Legislatore controlla il livello dell'incentivazione attraverso la determinazione del prezzo di vendita: tali, ad esempio, sono i casi della tariffa *feed-in* in cui il valore del sostegno è dato dal giusto ritorno del capitale investito, ovvero della *feed-in premium* in cui viene fissato esclusivamente un premio riconosciuto all'energia prodotta da fonti rinnovabili che va ad aggiungersi al prezzo di vendita sul mercato.

Diversamente, il funzionamento dei meccanismi di mercato si fonda su un sistema mediante il quale il Legislatore si limita a fissare la quantità di energia prodotta che deve essere raggiunta, ma non controlla il *quantum* dell'incentivo, determinato direttamente dal mercato sulla base del minor prezzo a cui può essere raggiunto l'obiettivo.

²⁰⁰ Per un'attenta disamina del sistema di incentivazione alle fonti rinnovabili cfr. F. NOFERI, *Le agevolazioni finanziarie a livello nazionale per la promozione e la diffusione delle energie rinnovabili*, in (a cura di) G. BONARDI, C. PATRIGNANI, *Fare energia – Fiscalità ed agevolazioni*, Milano, 2007, 151 ss.

Il più rilevante esempio di strumento di mercato è rappresentato, senza alcun dubbio, dal meccanismo dei certificati verdi (di seguito: CV) che, attualmente, costituisce il principale sistema di incentivazione operante nel nostro ordinamento²⁰¹. Prima di procedere all'analisi del sistema dei CV appare opportuno soffermarsi brevemente sul precedente meccanismo di incentivazione predisposto negli anni novanta, a cui i CV sono andati ad affiancarsi: il c.d. CIP/6.

Al riguardo, può senz'altro sostenersi che il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi n. 6/92 (di seguito: CIP/6), seppur esteso anche alle fonti assimilate, ha rappresentato la prima grande opportunità di sviluppo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili²⁰². Senza alcuna pretesa di completezza, è opportuno ricordare che il sistema CIP/6 è basato su un incentivo diretto ai produttori da fonti rinnovabili: essi, infatti, giovandosi di un'apposita convenzione, possono cedere al Gestore dei Servizi Energetici (all'epoca dell'emanazione del provvedimento, all'Enel) energia ad un prezzo fisso superiore a quello di volta in volta stabilito dal mercato.

²⁰¹ Altra modalità di sostegno è quella basata su incentivi di carattere fiscale attraverso, ad esempio, la definizione di aliquote IVA inferiori a quelle previste per altri settori, ovvero l'esenzione dall'imposta erariale per talune tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Infine, il *green pricing* - basato su presupposti di carattere volontario - prevede che l'energia prodotta da fonti rinnovabili possa essere offerta ad un prezzo maggiore rispetto a quello amministrato ai clienti che, per propria sensibilità ambientale, si dimostrino interessati a sostenere tale maggiorazione. Sul punto cfr. M.PANELLA, *L'incentivazione dell'energia elettrica con i certificati verdi e la procedura di qualificazione degli impianti di produzione*, in *Rass. giur. energia elettr.*, 2006, 147 ss.

²⁰² Sul sistema CIP/6 cfr. M. FALCIONE, *Diritto dell'energia. Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, 2008, 168 ss.

Nel determinare i prezzi di cessione²⁰³, il Provvedimento del Comitato Interministeriale ha individuato due principali criteri guida: quello del costo della produzione termoelettrica evitata, così da sottrarre al soggetto cessionario l'onere di sostenere costi superiori a quelli che avrebbe dovuto sopportare nel caso di produzione diretta dello stesso quantitativo di energia, e quello dei prezzi incentivanti, differenziati per tipologia di impianto e di fonte utilizzata, che devono essere riconosciuti alla “nuova” energia (si applicano agli impianti entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991) prodotta da fonti rinnovabili.

Come si è osservato *supra*, il modello di incentivazione CIP/6 è stato successivamente affiancato dal sistema dei CV²⁰⁴, introdotto dal D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, con il quale si è stabilito l'obbligo per gli operatori (produttori e/o importatori) di energia elettrica da fonte non rinnovabile di immettere annualmente in rete una quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili pari ad una determinata quota di quella convenzionale da loro prodotta o importata. Il Legislatore – ben consapevole dell'impatto che l'introduzione di tale disciplina avrebbe avuto sul mercato elettrico – ha stabilito che la quota di energia da fonti rinnovabili da immettere, inizialmente pari al 2% dell'energia da fonte convenzionale prodotta o importata, debba essere annualmente incrementata di 0,35 punti percentuali,

²⁰³ In particolare, il prezzo garantito riconosciuto all'energia degli impianti CIP/6 è strutturato in quattro componenti, di cui tre sono costi evitati all'Enel per la realizzazione e l'esercizio di un impianto tradizionale di riferimento: costo di impianto; costo di esercizio, manutenzione e spese generali connesse; costo di combustibile. Vi è poi una quarta componente (riconosciuta per i primi otto anni di esercizio dell'impianto) variabile in funzione della tipologia di impianto e della fonte energetica.

²⁰⁴ In generale sul sistema dei certificati verdi cfr. C. BASEGGIO, *L'incentivazione alla produzione di energia da fonte rinnovabile: profili giuridici del mercato italiano dei Certificati Verdi*, in www.ambientediritto.it e M. PANELLA, *L'incentivazione dell'energia elettrica con i certificati verdi e la procedura di qualificazione degli impianti di produzione*, cit.

in modo da garantire uno sviluppo adeguato e graduale della produzione di energia da fonti rinnovabili²⁰⁵.

Ma la novità di maggior rilievo che connota specificamente il suddetto incentivo è rappresentata dal fatto che l'obbligo di cui sopra può essere soddisfatto non solo tramite produzione o importazione di energia da fonte rinnovabile, ma anche attraverso l'acquisto di CV in possesso dei produttori da fonti rinnovabili che abbiano preventivamente qualificato IAFR²⁰⁶ il proprio impianto presso il Gestore dei Servizi Energetici. In altri termini, i soggetti obbligati possono liberamente decidere – in base ai costi marginali corrispondenti alle alternative – se investire nella costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, oppure acquistare direttamente i CV corrispondenti alla quota da operatori del mercato che già immettono energia “verde”. La *ratio* legislativa in base alla quale è stato introdotto tale obbligo in capo ai produttori/importatori di energia da fonti convenzionali è, evidentemente, rappresentata dall'esigenza di imporre a tali soggetti un onere ambientale a fronte delle esternalità negative connesse alle produzioni tradizionali.

I CV sono rilasciati dal Gestore dei Servizi Energetici sulla base della produzione annuale netta degli impianti qualificati IAFR per un periodo di otto anni consecutivi a partire dalla data di esercizio commerciale dell'impianto. I produttori da fonti rinnovabili, dunque, possono vendere

²⁰⁵ L'innalzamento è stato previsto dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 che ha altresì attribuito al Ministero dello Sviluppo Economico (allora ministero delle Attività Produttive), di concerto con il Ministero dell'Ambiente, il potere di elevare ulteriormente la quota fino al triennio 2010-2012.

²⁰⁶ Sulla qualifica IAFR cfr. le considerazioni svolte in merito all'attività svolta dal Gestore dei Servizi Energetici nel Capitolo II.

separatamente l'energia elettrica prodotta dai propri impianti e i CV ottenuti a fronte della medesima produzione²⁰⁷.

In particolare, ai sensi dell'art. 9, comma 1 del DM 18 dicembre 2008, i CV sono assegnati agli “impianti alimentati da fonti rinnovabili, ivi incluse le centrali ibride, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione, in data successiva al 1 aprile 1999”. Hanno diritto all'incentivo, inoltre: a) gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1 aprile 1999 che, successivamente a tale data, operino come centrali ibride; b) gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che abbiano acquisito i diritti all'ottenimento dei certificati verdi in applicazione del decreto ministeriale 24 ottobre 2005²⁰⁸; c) gli impianti, anche ibridi, alimentati da rifiuti non biodegradabili, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2006, che abbiano acquisito il diritto all'ottenimento dei certificati a seguito dell'applicazione della normativa vigente fino alla stessa data (art.9, comma 2).

La disciplina non trova, invece, applicazione con riferimento agli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio precedentemente al 1 aprile 1999 (c.d. impianti non-IAFR). Ciò nonostante, la loro produzione riceve comunque un sostegno, seppure indiretto, nella misura in cui è loro riconosciuta la facoltà di avvalersi di una esenzione dall'obbligo di acquisto dei CV. La normativa, e in particolare l'art. 11, comma 2 del D.Lgs. 79/99, prevede una serie di ulteriori specifiche esenzioni dall'acquisto di CV in favore “degli autoconsumi di centrale, delle esportazioni eccedenti i 100 GWh, (...) dell'energia elettrica prodotta da

²⁰⁷ In altri termini, è possibile sfruttare contestualmente l'energia “verde” prodotta attraverso una sua immissione nel mercato e la “qualità” della stessa - consistente nell'essere stata prodotta da fonti rinnovabili - mediante la vendita dei certificati verdi.

²⁰⁸ Decreto emanato dal Ministero delle Attività Produttive recante “Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”.

impianti di massificazione che utilizzano anche carbone di origine nazionale” e, soprattutto, dell’energia prodotta da cogenerazione²⁰⁹. La *ratio* di una delimitazione dell’obbligo di acquisto di CV è, evidentemente, quella di contemperare i diversi interessi (pubblici e privati) coinvolti, in un’ottica globale che tenga conto dei complessivi apporti positivi e negativi (in termini di impatto ambientale) connessi alle diverse modalità di produzione di energia. In particolare, il regime di *favor* riconosciuto all’energia prodotta da impianti cogenerativi, è giustificato dalla circostanza che essa sarebbe connotata da una valenza ambientale positiva, in quanto in grado di assicurare “un significativo risparmio di energia primaria rispetto alle produzioni separate delle stesse quantità di energia elettrica e termica, riducendo le conseguenze ambientali negative a parità di altre condizioni”²¹⁰.

In sintesi, nel mercato dei CV la domanda è costituita da: a) produzioni di energia elettrica da fonti convenzionali (superiori ai 100 GWh annui), esclusa la produzione degli impianti di cogenerazione; b) importazioni di energia elettrica (superiori ai 100 GWh annui) escluse le importazioni da fonti rinnovabili (certificate, ad esempio, attraverso la garanzia di origine).

L’offerta, di contro, è rappresentata da: a) produzioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili, qualificati IAFR ed entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999, b) produzioni degli impianti CIP/6 alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio in data precedente al 1 aprile 1999.

²⁰⁹ Gli impianti cogenerativi sono impianti che, oltre a produrre contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, rispettano degli specifici valori stabiliti dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (Delibera n. 42/02): tali impianti, in virtù dei benefici che apportano al sistema in termini di efficienza, pur essendo alimentati da fonti tradizionali sono esclusi dall’obbligo di acquisto dei CV.

²¹⁰ Cfr. Delibera AeeG n. 42/02 del 19 marzo 2002 sul sito istituzionale dell’Autorità per l’Energia elettrica e il Gas.

Analogamente a quanto accade per la vendita dell'energia, la vendita dei CV può avvenire in due modi: da un lato, è stato istituito un apposito mercato dei CV, la cui piattaforma è amministrata dal Gestore dei Mercati Elettrici, all'interno del quale è possibile procedere all'offerta al pubblico di CV durante apposite sessioni; dall'alto, resta ferma la facoltà di agire mediante singole contrattazioni bilaterali con i titolari dell'obbligo di acquisto²¹¹. Al fine di verificare il corretto adempimento dell'obbligo di immettere in rete energia "verde", il Gestore dei Servizi Energetici – sulla base delle autocertificazioni delle produzioni e/o importazioni di energia elettrica da fonti non rinnovabili – annulla il corrispondente quantitativo di certificati verdi dovuti, in capo ai soggetti obbligati che dimostrino di aver preventivamente provveduto ad acquistare tali certificazioni attraverso le modalità suesposte²¹².

L'introduzione del meccanismo dei certificati verdi, dunque, ha segnato una decisa evoluzione rispetto al meccanismo CIP/6 e le principali differenze tra i due strumenti possono rinvenirsi:

- nelle fonti oggetto di incentivazione: fonti rinnovabili ed assimilate per il CIP/6, esclusivamente fonti rinnovabili nel sistema CV;
- nelle modalità di accesso al meccanismo: una richiesta di autorizzazione al Ministero dello Sviluppo Economico con la

²¹¹ Per quanto attiene al meccanismo economico di formazione del prezzo sul mercato dei CV cfr. L. RINALDI, *I certificati verdi: trattamento contabile e rappresentazione in bilancio*, in *Riv. dott. comm.*, 4, 2005, 651 ss. e M. FORLEO, *CV e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Una rassegna di strumenti, scenari, mercati a confronti*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2006, 215, ss.

²¹² "Ai sensi dell'art. 11, d.lg. n. 79 del 1999, in tema di acquisto dei certificati verdi occorre distinguere tra il momento in cui sorge l'obbligazione di acquisto in capo ai produttori di energia elettrica e quello di adempimento, posto che quest'ultimo potrà avvenire solo dopo la corretta contabilizzazione dell'energia prodotta da fonti non rinnovabili alla quale è commisurato il numero dei certificati da acquistare", T.A.R. Lombardia, Milano, sez. IV, 28 maggio 2007, n. 4694, in *Foro amm. TAR*, 2007, 1524.

conseguente formazione di una graduatoria di priorità²¹³ ove sono elencate le iniziative prescelte e pertanto meritevoli di stipulare una convenzione di cessione, nel caso del CIP/6; una domanda di qualificazione dell'impianto in esercizio o in progetto al Gestore dei Servizi Energetici nel caso dei CV;

- nella determinazione e nella tipologia dei prezzi: nel caso del CIP/6 essi sono determinati per via amministrativa, basati sul già citato criterio del costo evitato, incentivati e differenziati in ragione della fonte energetica utilizzata, nonchè aggiornati annualmente; diversamente, il meccanismo dei CV prevede che i prezzi siano definiti sul mercato, dal libero incontro di domanda ed offerta²¹⁴, ovvero lasciati alla libera contrattazione delle parti.

E' appena il caso di specificare, infine, come la giurisprudenza abbia da tempo chiarito l'assoluta inammissibilità di un eventuale cumulo tra il regime di cui al provvedimento CIP/6 ed il regime dei certificati verdi, con il conseguenziale obbligo, per i soggetti interessati, di optare *ab initio* per uno solo dei due modelli di incentivazione²¹⁵.

2.1. (Segue) I certificati verdi tra diritto e mercato.

²¹³ L'istituzione di una graduatoria semestrale è uno strumento diretto a regolamentare l'accesso alla produzione in modo da programmare gli interventi per l'incremento della capacità di generazione ed approntare, nel contempo, le risorse finanziarie necessarie per la corresponsione dei prezzi fissati dal CIP/6.

²¹⁴ A tale regola fanno eccezione i certificati verdi emessi dal Gestore dei Servizi energetici a proprio favore, a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP/6 (entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999) per i quali il prezzo di vendita viene determinato *ex lege* ai sensi dell'art. 9 del dm 24 ottobre 2005.

²¹⁵ In termini cfr. T.A.R. Lazio, Roma, sez. III, 20 febbraio 2008, n. 1558, in *Foro amm. TAR*, 2008, 2, 529.

Con il presente paragrafo si intende sottolineare, mediante il richiamo ai caratteri essenziali dell'istituto dei CV e del loro sistema di circolazione, come l'importanza dell'assetto giuridico nella delimitazione dello strumento e della relativa piattaforma di scambio vada ben oltre la funzione che l'ordinamento usualmente riconosce all'impianto di regole con cui si disciplina un mercato²¹⁶.

E' stato autorevolmente sostenuto che non vi è mercato senza diritto, ovvero in assenza di un insieme di regole che disciplinano i comportamenti degli operatori, definiscono i diritti sui beni suscettibili di scambio e gli obblighi che possono essere assunti tra le parti, sanzionano le condotte devianti anche, se necessario, estromettendo dal mercato gli operatori che ne sono responsabili²¹⁷.

Ebbene, nel mercato dei CV il fenomeno con cui il sistema giuridico deve confrontarsi non può neppure essere concepito come un presupposto logico della norma, non è frutto di un consolidato assetto di rapporti socio-economici, non si concreta nella tutela di posizioni giuridiche o di interessi preesistenti, ovvero che possano anche soltanto essere ipotizzati a prescindere dal sistema giuridico che regola il mercato. Il mercato dei CV, in altri termini, si rivela integralmente il frutto del sistema giuridico: si ponga mente al fatto che l'obbligo è imposto in virtù di una norma (di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/99), che per legge vengono definiti gli operatori del mercato, attraverso l'individuazione dei soggetti passivi dell'obbligo e dei soggetti abilitati ad operare sul lato dell'offerta, e che una serie di norme giuridiche delimitano il bene oggetto dello scambio e danno vita ad un sistema accentrato e regolamentato di transazioni.

²¹⁶ Sul punto cfr. le osservazioni di F. PERNAZZA, *I certificati verdi: un nuovo "bene giuridico"?*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2006, 180, ss.

²¹⁷ L'intrinseco legame tra fenomeno economico del mercato e presenza di un quadro giuridico certo che ne assicuri l'operatività è al centro delle riflessioni di N. IRTI, *L'ordine giuridico del mercato*, Bari, 1998.

Ciò si può facilmente spiegare in quanto, come già più volte rilevato, lo strumento dei CV costituisce una scelta politico-legislativa mediante la quale si prevede il perseguimento di un fine di interesse pubblico attraverso la creazione di un mercato (artificiale) tra soggetti privati. Il fine pubblico è espresso in apertura dallo stesso art. 11 del D.Lgs. 79/99 e consiste nell'incentivazione dell'uso delle fonti rinnovabili, nel risparmio energetico, nella riduzione delle emissioni di anidride carbonica e nell'utilizzo delle risorse energetiche nazionali.

Nel caso di specie, pertanto, l'ordinamento non interviene *ex post* al fine di regolamentare una realtà di scambio preesistente e sorta in modo "naturale" in ragione delle esigenze economico-sociali dei consociati, bensì impone a questi ultimi – qualora intendano raggiungere determinati fini egoistici – di operare in un mercato, avente una funzione meramente strumentale, in vista del perseguimento di un interesse pubblico ulteriore²¹⁸.

E' evidente che le specifiche finalità di interesse pubblico sottese alla disciplina del mercato dei CV comportano diverse conseguenze: si pensi, innanzitutto, all'ipotesi in cui la normativa risultasse lacunosa; in tal caso potrebbe risultare difficile l'utilizzazione dell'analogia con istituti giuridici frutto della prassi commerciale in settori in cui non sia riscontrabile una così penetrante rilevanza di fini pubblicistici. Sarà pertanto necessario interpretare ed integrare la disciplina tenendo conto, in primo luogo, della funzione che essa complessivamente svolge, evitando la soluzione di problemi specifici che possano compromettere i fini generali della normativa. Un'ulteriore conseguenza della specificità propria del modello di mercato in esame è rappresentata, poi, dalla circostanza che i fini

²¹⁸ Si osservi come la creazione di un mercato artificiale, che consenta l'indiretto conseguimento di fini di interesse pubblico, non rappresenta un caso isolato, esclusivo del settore energetico, e – attese le potenzialità di tale modalità di intervento pubblico nell'economia – è facile prevederne un sempre più frequente utilizzo nell'immediato futuro.

pubblicistici e l'intervento rilevante di istituzioni pubbliche – o chiamate a svolgere pubbliche funzioni – impongono di accertare di volta in volta la posizione giuridica degli operatori e i correlati strumenti di tutela, anche in funzione della corretta individuazione del giudice competente.

Può essere utile, ai fini di una più completa ricostruzione del modello dei CV, analizzarne la disciplina giuridica in funzione delle diverse fasi in cui essa può essere suddivisa: il riconoscimento degli impianti, l'emissione dei certificati, la loro negoziazione ed estinzione²¹⁹.

Nella prima fase rileva la posizione giuridica del produttore di energia da fonti rinnovabili e la sua correlazione con i poteri di accertamento e certificazione del Gestore dei Servizi Energetici. Come detto, infatti, l'attribuzione di CV richiede l'espletamento di un procedimento articolato in due momenti: da un lato, il riconoscimento da parte del Gestore della qualifica IAFR; dall'altro, la certificazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Gli elementi in base ai quali il Gestore è tenuto ad attribuire la qualifica e a certificare la produzione trovano il proprio fondamento normativo nel combinato disposto dell'art. 11 del D.Lgs. 79/99 e del DM 24 ottobre 2005. Nella fase della qualifica dell'impianto come IAFR l'accertamento investe la natura delle fonti utilizzate negli impianti e il procedimento viene semplificato consentendo il verificarsi della fattispecie del silenzio-assenso in caso di mancata risposta da parte del Gestore nei termini di legge²²⁰. Analizzando la normativa di riferimento, è possibile qualificare la posizione giuridica dei soggetti titolari degli impianti rispetto ai quali si verificano i presupposti fissati dalla legge e dal decreto ministeriale come vero e proprio diritto

²¹⁹ Da tale distinzione prendono le mosse le riflessioni svolte da F. PERNAZZA, *I certificati verdi: un nuovo "bene giuridico"?*, cit.

²²⁰ Cfr. art. 4, comma 3 del DM 24 ottobre 2005.

soggettivo a vedersi riconosciuta la qualifica di produttori di energia da fonti rinnovabili da parte del Gestore.

Non diversa appare la valutazione giuridica rispetto alla conseguente attribuzione di CV: in tale fase il compito del Gestore consiste nel computo della quantità di energia prodotta dall'impianto a fonte rinnovabile che può essere ammessa al regime di incentivazione. Tale valutazione si concreta, da un lato, nella verifica dei dati complessivi circa la produzione effettiva o la capacità produttiva forniti dal titolare dell'impianto e, dall'altro, nell'individuazione della parte di produzione che può essere computata ai fini dell'ottenimento dell'incentivo. Sussistono, infatti, numerose ipotesi in cui non vi è perfetta corrispondenza tra i due valori, a causa di alcune decurtazioni da operare così come previste dal decreto ministeriale²²¹.

Anche rispetto al rilascio della certificazione, dunque, il Gestore dei Servizi Energetici non dispone di poteri discrezionali, poiché la sua attività si concreta in un'opera di accertamento e, in seguito, di attestazione di quanto accertato, con conseguenze sia nei confronti del titolare dell'impianto che dei terzi. E' evidente che la funzione di certificazione appare particolarmente delicata in quanto l'incontestabilità di quanto attestato dal certificato costituisce il presupposto per l'attivazione di un mercato basato sullo scambio del valore correlato all'oggetto della certificazione stessa.

L'introduzione di un regime di incontestabilità di quanto verificato dal Gestore nel rilascio del CV trova la sua giustificazione nella circostanza che, al contrario, un sistema nel quale fosse ammessa la possibilità di mettere in discussione la produzione di energia, ovvero la capacità di produzione di energia da fonte rinnovabile, successivamente all'emissione

²²¹ Tali decurtazioni sono dettate dall'esigenza di incentivare soltanto l'energia effettivamente prodotta da fonti rinnovabili ed immessa in rete, nonché di distinguere il meccanismo CV dagli incentivi precedenti.

dei certificati e alla loro immissione in circolazione, priverebbe di valore i certificati e, di fatto, comprometterebbe l'attendibilità (e la stessa esistenza) del mercato.

Tanto premesso, occorre valutare quali forme di tutela possano vantare i soggetti titolari degli impianti nel caso in cui il Gestore non operi secondo legge, rifiutando o ritardando ingiustificatamente il riconoscimento del quantitativo di energia "verde" prodotta e immessa sul mercato, ovvero attribuendo un numero di certificati non corrispondente a quello effettivamente spettante.

Al riguardo, in ordine al profilo della giurisdizione, la questione deve essere risolta sulla base della natura della posizione soggettiva dei titolari degli impianti, nonché alla luce della sfera di giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo, così come delineata dall'art. 33 del D.Lgs. 80/98, sostituito dall'art. 7, lett. a) della Legge 205/2000 e riformulato a seguito della sentenza della Corte Costituzionale 6 luglio 2004 n. 204 che ne ha dichiarato, come noto, la parziale incostituzionalità²²².

²²² Come noto, l'intervento della Corte Costituzionale ha condotto ad un riformulazione dell'art. 33, comma 1 che ha ridotto l'ambito di applicazione della giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo a tutte le controversie "in materia di pubblici servizi relative alle concessioni di pubblici servizi, escluse quelle concernenti indennità, canoni e altri corrispettivi, ovvero relative ad altri provvedimenti adottati dalla pubblica amministrazione o dal gestore di un pubblico servizio in un procedimento amministrativo disciplinato dalla Legge 7 agosto 1990 n. 241, ovvero ancora relative all'affidamento di un pubblico servizio ed alla vigilanza e controllo nei confronti del gestore nonché afferenti alla vigilanza sul credito, sulle assicurazioni e sul mercato mobiliare, al servizio farmaceutico, ai trasporti, alle telecomunicazioni e ai servizi di cui alla legge 14 novembre 1995, n. 481". La dottrina ha ampiamente commentato questa rilevante decisione della Corte, in special modo in ordine alla distinzione in essa effettuata tra attività *iure imperio* e meri comportamenti della p.a.; *ex multis* cfr. M.A. SANDULLI, *Un passo avanti e uno indietro: il giudice amministrativo giudice pieno, ma non può giudicare dei diritti (a prima lettura a margine di C. cost. n. 204 del 2004)*, in *Riv. giur. edil.*, 2004, I, 1211 ss.; F. CINTIOLI, *La giurisdizione piena del giudice amministrativo dopo la sentenza n. 204 del 2004 della Corte costituzionale*, in *Dir. e formazione*, 2004, 10, 1342 ss.; R. GIOVAGNOLI, *Il contenzioso in materia di servizi pubblici. Dopo la sentenza della Corte costituzionale 6 luglio 2004 n. 204*, Milano, 2004; B.G. MATTARELLA, *Il lessico amministrativo della consulta e il rilievo costituzionale dell'attività amministrativa*, in *Giorn. dir. amm.*, 2004, 9, 979 ss.; A. PAJNO, *Giurisdizione esclusiva ed « arbitrato » costituzionale*, in *Giorn. dir.*

Alla luce di tale quadro ordinamentale, le eventuali controversie in ordine al riconoscimento degli impianti e all'attribuzione dei CV sembrano dover essere ricondotte nella sfera di giurisdizione del giudice ordinario. Infatti, una volta ristretto il ruolo del Gestore ad una mera valutazione tecnica di conformità degli impianti alle previsioni normative e regolamentari e all'attribuzione dei CV in base a parametri rigidamente prefissati, la posizione dei soggetti titolari degli impianti deve essere qualificata – come già osservato – come diritto soggettivo, non risultando affievolita dall'esercizio di alcun potere di tipo autoritativo (implicante l'adozione di un provvedimento discrezionale).

Non consente di giungere a diversa conclusione nemmeno il richiamo “*ai servizi di cui alla legge n. 481 del 1995*” mantenuto anche nell'attuale versione dell'art. 33 del D.Lgs. 80/98: tale normativa, infatti, non investe i profili attinenti all'attività del Gestore dei Servizi Energetici nel sistema di incentivazione basato sui CV e l'attinenza di quest'ultimo al mercato elettrico non sembra poter giustificare l'applicazione estensiva della norma. D'altra parte, non si verte affatto nell'ambito delle attività proprie delle Autorità istituite con la Legge n. 481/1995, né si configura un'ipotesi di stretta interconnessione tra diritti individuali ed interessi pubblici, generale presupposto per l'attivazione della giurisdizione esclusiva.

A conforto di tale impostazione sovviene anche l'orientamento giurisprudenziale del Consiglio di Stato²²³, peraltro anteriore alla sentenza della Corte Costituzionale n. 204/2004, laddove si afferma la giurisdizione

amm., 2004, 9, 983 ss; V. PARISIO, *La sentenza della Corte Costituzionale 6 luglio 2004, n. 204 e le controversie in tema di servizi pubblici*, in *Foro amm. CDS*, 2006, 3213 ss.

²²³ Cfr. Cons. stato, VI, 17 settembre 2002, n.4711 in *Foro It.*, 2003, III, 205; ID., VI, 5 marzo 2002, n. 1303, *ibid.*, 238; ID., VI, 28 ottobre 1999, n. 1478 in *Foro It.*, 1999, III, 178 con nota di R. GAROFOLI, *Sviluppi in tema di giurisdizione amministrativa e regole costituzionali: organo indiretto, nozione comunitaria di amministrazione aggiudicatrice e riparto di blocchi di materie*.

amministrativa in relazione alla diversa attività del Gestore di immissione sul mercato dell'energia CIP/6: in quel caso il Collegio aveva fondato il proprio convincimento sul rilievo che il Gestore, benché strutturato in forma di società per azioni, presentasse indubbe connotazioni pubblicistiche. Tale aspetto non è stato, tuttavia, ritenuto sufficiente, attribuendosi, piuttosto, valore decisivo alla rigida procedimentalizzazione dell'attività di cessione dell'energia del Gestore: è solo sulla base di tale considerazione che il Consiglio di Stato ha ritenuto che la posizione soggettiva dei partecipanti alla procedura fosse quella tipica dell'interesse legittimo, rientrando così a pieno titolo nell'ambito della generale giurisdizione di legittimità del giudice amministrativo. Il Consiglio di Stato, dunque, ancor prima della Corte Costituzionale ha escluso che il richiamo alla Legge n. 481/1995 potesse estendere *tout court* la giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo all'attività del Gestore.

Un ulteriore profilo di indagine che emerge dall'analisi del quadro complessivo del meccanismo dei CV, riguarda la posizione giuridica dei soggetti obbligati all'acquisto dei certificati stessi. Come già rilevato, tale obbligo, che trova la sua origine nell'art. 11 del D.Lgs. n. 79/99, è posto a carico dei produttori ed importatori di energia elettrica, i quali sono tenuti ad immettere in rete una quota minima di energia da impianti IAFR. I presupposti dell'obbligo di acquisto di CV sono costituiti, dunque, da un lato, dalla mancata produzione o importazione (nemmeno in parte) di energia "verde": l'entità di tale energia è soggetta ad autocertificazione, da inviarsi al Gestore dei Servizi energetici entro il 31 marzo successivo all'anno di riferimento. Il Gestore, in tale caso, esercita una funzione di controllo *ex post* e segnala all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas l'eventuale omissione della trasmissione dell'autocertificazione. Sia tale omissione che la mancata immissione (in via diretta o indiretta) entro il 31

marzo di energia elettrica da IAFR della quota minima prefissata comporta l'applicazione di sanzioni da parte dell'Autorità. In particolare, i provvedimenti sanzionatori in caso di inadempimento possono variare dalla diffida, alla sanzione pecuniaria, fino alla limitazione alla partecipazione al mercato elettrico. Sebbene non risultino ad oggi irrogate sanzioni per il mancato adempimento di tali obblighi, è evidente che la loro previsione e la loro entità costituiscono un elemento determinante del successo del sistema di incentivazione rappresentato dai certificati verdi²²⁴.

Si osservi, infine, come in termini di tutela giurisdizionale, mentre l'accertamento del diritto all'ottenimento dei certificati è di competenza del giudice ordinario, l'impugnazione dei provvedimenti sanzionatori deve essere ricondotta alla giurisdizione del giudice amministrativo *ex art. 2* della Legge n. 481/1995.

2.2. (Segue) L'iscrizione dei certificati verdi nei “conti proprietà” tenuti dal Gestore dei Servizi Energetici.

L'emissione dei certificati verdi si concreta in un provvedimento amministrativo con cui il Gestore dei Servizi Energetici effettua un'annotazione nel conto di proprietà del titolare. La normativa non specifica la natura giuridica di tale iscrizione né dei successivi passaggi della titolarità dei CV, che si concretano nella cancellazione dal conto

²²⁴ Cfr. L. RINALDI, *I certificati verdi: trattamento contabile e rappresentazione in bilancio*, *cit.* secondo cui in un mercato teorico dei CV in cui “la domanda attesa fosse superiore all’offerta i soggetti obbligati sarebbero disposti ad acquistare i CV a prezzi compresi tra quelli stimati dal Gestore (minimo) ed un valore di poco al di sotto delle penali previste per i soggetti inadempienti”.

proprietà del cedente e nella successiva iscrizione nel conto proprietà del cessionario.

Si pone allora la questione della natura di tali annotazioni amministrative, al fine di attribuire alle stesse un valore costitutivo, dichiarativo o di mera pubblicità-notizia. Ebbene, a ben vedere, è possibile innanzitutto escludere tale ultima lettura interpretativa, e ciò sulla base della circostanza che i conti proprietà non hanno valenza pubblica, nè sono accessibili agli operatori del mercato non interessati dalla singola traslazione.

Quanto all'attribuzione di un valore dichiarativo o costitutivo, occorre in primo luogo ribadire quanto già rilevato, ovverossia che, escluso l'esercizio di un potere discrezionale da parte del Gestore, il diritto all'emissione del titolo trova il suo fondamento direttamente nella legge e sorge con il verificarsi dei presupposti da essa tassativamente previsti. Conseguenza di ciò, pertanto, è che all'iscrizione *de qua* non può essere in alcun modo attribuito un valore costitutivo, nella misura in cui il riconoscimento del diritto ad ottenere i certificati in capo al produttore di energia da fonti rinnovabili discende direttamente dalla legge; prova ne è che, in caso di ingiusto diniego, l'iscrizione nel conto proprietà del corretto numero di certificati potrebbe essere sostituito da una sentenza di accertamento. La sentenza dichiarativa dovrebbe consentire anche l'utilizzazione diretta dei CV da parte di un soggetto che – in quanto produttore di energia sia da impianti da fonti convenzionali, sia da impianti IAFR – si trovi nella posizione, da un lato, di dover acquistare CV, e dall'altro di esserne titolare.

Diversa funzione, invece, svolge l'iscrizione nei registri del Gestore per quanto attiene al regime della circolazione del CV: la normativa sulla circolazione attribuisce al Gestore una funzione di controllo che, come si è

detto, resta finalizzato al perseguimento di un interesse pubblico. In tale prospettiva, la posizione giuridica dell'avente diritto al CV passa necessariamente attraverso l'emissione e la contestuale registrazione del certificato nel conto proprietà: ciò significa che, in assenza di puntuali previsioni normative sul punto, resta esclusa la possibilità che l'impresa che abbia maturato i presupposti per l'emissione di CV possa cedere tale diritto a terzi prima che il certificato sia emesso. D'altra parte, l'emissione del certificato comporta un'autonomizzazione della posizione giuridica così sorta rispetto a quella presupposta: la logica di ciò consiste nel non voler pregiudicare la funzionalità del mercato introducendo elementi di rischio circa l'effettività del diritto circolante attraverso il CV.

Sulla base di tali considerazioni può, dunque, affermarsi che l'emissione e la contestuale registrazione nel conto proprietà del CV è un presupposto essenziale per la sua circolazione.

2.3. (Segue) Ipotesi ricostruttiva della natura dei certificati verdi quali titoli di credito.

L'evidenziata distinzione tra i diritti del titolare di un impianto qualificato dal Gestore a fonte rinnovabile e la posizione del titolare di un CV sembra permettere l'assimilazione dell'istituto ai titoli di credito²²⁵.

Si osservi, al riguardo, come l'assenza di un supporto cartaceo e, dunque, di un'incorporazione in senso fisico non rappresenti un ostacolo in tal senso, atteso che il meccanismo della gestione accentrata dei titoli e la

²²⁵ Sul punto cfr. E.GRIPPO, F. MANCA, *Manuale breve di diritto dell'energia*, Padova, 2008.

dematerializzazione sono fenomeni che hanno ormai investito una significativa parte dei titoli di credito scambiati sui mercati finanziari. Ciò che, piuttosto, connota i CV rispetto al regime generale dei titoli di credito è la posizione giuridica di cui essi sono latori, nonché il loro peculiare regime circolatorio.

Il titolare del certificato, infatti, altro non può esigere dall'emittente se non il computo della quantità di energia verde che ha dato origine all'emissione del certificato stesso: più che una prestazione dell'emittente, quindi, il CV incorpora l'attestazione dell'adempimento di un obbligo del titolare²²⁶.

In presenza di un obbligo di legge, la cui violazione comporta l'irrogazione di una sanzione, l'utilizzo del modello di certificazione previsto impone semplicemente all'emittente di prendere atto dell'adempimento e, conseguentemente, di astenersi dall'intraprendere le azioni previste in caso di inadempimento. Rispetto, dunque, ai titoli che incorporano un credito, non si pongono le problematiche potenzialmente connesse alla effettività della prestazione ed alla sua effettuazione in favore di terzi.

Anche con riguardo al regime di circolazione, la rigidità del meccanismo rende superfluo il richiamo alla disciplina generale dei titoli di credito. Come si è già avuto modo di sottolineare, infatti, la vendita dei CV può avvenire sia attraverso transazioni eseguite sull'apposita piattaforma gestita dal Gestore dei Mercati Elettrici, sia attraverso contrattazioni bilaterali tra i proprietari. Nel primo caso l'operazione è effettuata secondo modalità tali che escludono di fatto che la cessione possa intervenire su titoli

²²⁶ Si potrebbe a tal proposito affermare che il CV incorpora la facoltà di estinguere un obbligo. In tal senso cfr. quanto osservato da F. PERNAZZA, *I certificati verdi: un nuovo "bene giuridico"?*, cit., 191.

che non figurino nel conto proprietà del cedente; nel secondo caso, invece, la “certezza” circa la validità dell’operazione è fornita dalla circostanza che essa – per avere efficacia – deve essere in ogni caso validata dal Gestore. Atteso, dunque, che in entrambi i casi il trasferimento richiede l’intervento del Gestore, che riveste nel contempo anche il ruolo di emittente del titolo, il profilo dell’efficacia dei trasferimenti è risolto senza la necessità del richiamo ai regimi circolatori ordinari.

Resta, tuttavia, il problema interpretativo circa il valore della validazione del negozio, posto che non esiste alcuna norma che legittimi l’attribuzione di un potere così penetrante al Gestore. Al riguardo, deve ritenersi che il ruolo svolto da tale soggetto sia quello di assicurare efficacia al negozio: attesa, infatti, l’inaccessibilità dei conti proprietà, non è possibile operare attraverso gli ordinari meccanismi di opponibilità assimilabili a quello della trascrizione immobiliare, con la conseguenza che il ruolo del Gestore appare logicamente quello di garantire la priorità a chi proceda per primo alla richiesta di trasferimento del titolo nel conto proprietà. Resta dunque aperta, in ordine alla circolazione di CV, una duplice prospettiva interpretativa: da un lato, vi è chi ritiene si tratti di un negozio ad effetti meramente obbligatori, restando subordinati gli effetti reali al momento della registrazione; dall’altro, vi è chi sostiene si possa considerare perfezionato il negozio ad effetti reali già con la mera prestazione del consenso, salvi gli effetti della validazione. La preferibilità della seconda interpretazione emerge dal fatto che il cessionario di CV può, nel corso della stessa seduta di mercato, rivendere i titoli senza previa annotazione nei registri. Ciò dipende dal fatto che le modalità di acquisto e rivendita escludono il rischio che il cedente non sia titolare dei CV, non potendo intervenire nel frattempo annotazioni in danno del primo cedente. Ne deriva, pertanto, una duplice conseguenza: da un lato, l’annotazione non può essere

considerata presupposto della titolarità del CV²²⁷; dall'altro, trova conferma quanto osservato circa la funzione di validazione esercitata in tale occasione dal Gestore.

2.4. I certificati verdi e i limiti di applicazione del regime dei diritti reali.

L'espressione conti-proprietà utilizzata in relazione alle annotazioni sulla titolarità del CV nel registro tenuto dal Gestore dei Servizi Energetici evoca il problema del coordinamento con la disciplina dei diritti reali.

Come è noto, la sfera di applicazione dei diritti reali prescinde da tempo dalla sussistenza di un bene fisico: non si pone, dunque, un problema di sistematicità all'applicazione della relativa disciplina in relazione a titoli dematerializzati o meglio, originariamente, privi di un supporto fisico. Piuttosto l'applicazione delle norme sui diritti reali devono coordinarsi con le specificità dello strumento rispetto alle prospettive di utilizzo.

Si osservi innanzitutto che l'utilizzo proprio del CV si concreta, come detto, nell'annullamento dello stesso certificato, per adempiere al più volte richiamato obbligo di legge e coincide, pertanto, con una delle cause di estinzione dello stesso bene (certificato). Ciò rende di per sé irrilevante il riferimento alla disciplina in tema di proprietà circa la facoltà di godimento ed i relativi strumenti di protezione.

²²⁷ Nello stesso senso le conclusioni di R. TAPPI, *I certificati verdi: meccanismo di funzionamento e profili giuridici*, in *Rass.giur. energ. elettr.*, 2006, 183 la quale intravede nella validazione un indizio attestante la natura non costitutiva dell'annotazione nel registro.

E' altrettanto evidente che il CV, fintanto che è in essere, non è suscettibile di offrire alcun frutto – neppure di natura legale – non incorporando una posizione suscettibile di produrre interessi o altre utilità.

Sulla base di tali presupposti la costituzione di un diritto di usufrutto, anche per il periodo ristretto della durata del CV, appare sostanzialmente priva di rilevanza, salvo a configurare forme di usufrutto irregolare²²⁸.

Le norme in materia di diritti reali suscettibili di applicazione, anche in mancanza di esplicito richiamo, si riducono, dunque, ai profili attinenti alla titolarità ed alla sua eventuale tutela, al trasferimento (su cui già si è detto) e all'utilizzo dei CV quale strumento di garanzia. Non vi è dubbio alcuno, infatti, che i CV rappresentino un valore in senso economico – come attesta l'esistenza di un mercato che intorno ad essi si è istituito – e che come tali costituiscano una componente del patrimonio del titolare. Ne consegue che essi rientrano nel complesso di beni esposti, ai sensi dell'art. 2740 c.c., alle azioni esecutive volte a far valere la responsabilità patrimoniale del titolare. Analogamente è ipotizzabile che i CV siano offerti in garanzia, con costituzione di pegno.

In entrambe le fattispecie si pone il problema delle modalità di esecuzione, attesa la dematerializzazione del certificato che ne esclude la consegna fisica. Dal coordinamento della disciplina generale sul pegno con quella propria di altri titoli dematerializzati (come ad esempio gli strumenti finanziari²²⁹), si deve ritenere che – in tali ipotesi – i CV debbano essere registrati in un apposito conto del Gestore dei Servizi Energetici, intestato al

²²⁸ Cfr. quanto osservato da R. TAPPI, *I certificati verdi: meccanismo di funzionamento e profili giuridici*, cit., 184.

²²⁹ L'art. 34 del D.Lgs. 24 giugno 1998, n. 213 prevede che vincoli di ogni genere sugli strumenti finanziari si costituiscono unicamente con la registrazione in apposito conto tenuto dall'intermediario. Nel caso del Gestore, evidentemente, venendo a coincidere l'emittente con il gestore dei certificati, non vi è dubbio che la soluzione più logica sia che il conto sia acceso presso il Gestore stesso.

creditore pignoratizio o sequestratario, con la specificazione delle predette qualità del titolare del conto.

Infine, in caso di inadempienza del debitore pignoratizio o all'esito della procedura esecutiva, i certificati potranno essere venduti tramite soggetto autorizzato sull'apposito mercato; trattandosi di titoli quotati sul mercato regolamentato, poi, potrebbe anche ipotizzarsi la loro assegnazione al creditore ex art. 529 c.p.c., ove questi disponga dei necessari requisiti soggettivi.

3. Il meccanismo delle tariffe onnicomprensiva.

La Legge Finanziaria 2008²³⁰ ha introdotto un nuovo schema di incentivazione – a cui è stata data applicazione attraverso il DM 18 dicembre 2008 e la Delibera dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas ARG/elt 1/09 – fondata su un sistema di “tariffa onnicomprensiva”, cui è possibile aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi.

I soggetti potenziali beneficiari di tale forma di incentivo sono i titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 ed aventi potenza nominale media annua non superiore a 1 MW (200 kW nel caso degli eolici). Hanno, pertanto, diritto alla Tariffa onnicomprensiva tutti i piccoli impianti alimentati da fonti rinnovabili che producono energia elettrica, ad esclusione della fonte solare. Sono dunque esclusi dal beneficio gli impianti fotovoltaici (incentivati attraverso il Conto energia) e gli impianti solari termici, la geotermia a bassa temperatura, le biomasse per il riscaldamento e tutte le

²³⁰ Legge n. 244/2007.

tecnologie che producono calore, ma non energia elettrica. Sono invece incluse le centrali ibride, nonché gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (che hanno acquisito i diritti all'ottenimento dei Certificati Verdi, e quindi alla Tariffa, in applicazione del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, cd. "altre produzioni").

Il valore economico della Tariffa incorpora, seppur non in maniera esplicita, sia una quota incentivante che un corrispettivo per la vendita dell'energia (è questa la ragione della sua definizione come "onnicomprensiva"). In altre parole, il produttore che beneficia della suddetta Tariffa non ha la possibilità di ottenere un ulteriore corrispettivo economico derivante dalla vendita dell'energia prodotta; diversamente da quanto avviene nel sistema dei CV in cui il beneficio economico legato al rilascio degli stessi va a sommarsi ai proventi derivanti dalla vendita di elettricità. Inoltre, il beneficio economico della Tariffa è calcolato sul totale dell'energia prodotta dall'impianto, compresa quella eventualmente autoconsumata dal produttore.

Appare opportuno sottolineare che il sistema della Tariffa onnicomprensiva prevede una distinta applicazione (in termini di *quantum* del contributo riconosciuto) in relazione alla tipologia di fonte rinnovabile da incentivare: tali differenze rispecchiano i costi delle diverse tecnologie, consentendo una buona redditività anche alle soluzioni impiantistiche meno diffuse e che comportano un maggiore investimento economico²³¹. Anche nel caso delle tariffe onnicomprensive, come per i certificati verdi, in base al tipo di intervento impiantistico cambia, dunque, l'entità stessa dell'incentivazione. In particolare, nel sistema delle tariffe

²³¹ Proprio al fine di garantire il necessario conseguimento di un reale vantaggio economico in capo ai produttori che intendono aderire a tale forma di incentivazione, il modello introdotto è di tipo flessibile, suscettibile di un periodico aggiornamento. In particolare, è previsto che le tariffe possano essere aggiornate ogni tre anni, con apposito decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

onnicomprensive, a seconda della categoria di intervento, cambia la quota di energia netta immessa in rete suscettibile di essere incentivata: è solo su tale quota di energia che vengono erogate le tariffe.

La peculiarità del modello introdotto è rappresentata dalla circostanza che, sino al termine del periodo di operatività del sistema di incentivazione, la Tariffa onnicomprensiva costituisce l'unica fonte di remunerazione della generazione elettrica da fonte rinnovabile. Terminato il periodo di incentivazione permane, naturalmente, la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta, attraverso la sua vendita, l'autoconsumo o lo scambio sul posto.

4. Il c.d. Terzo Conto Energia per il fotovoltaico.

Si osservi innanzitutto che il meccanismo dell'incentivazione attraverso il Conto Energia (previsto per la prima volta dai D.M. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006) è dedicato esclusivamente alla produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica della radiazione solare. In tale sistema il titolare di un impianto fotovoltaico riceve una tariffa incentivante per la semplice produzione energetica e non per la cessione dell'energia elettrica prodotta²³².

In Italia, sino ad oggi, si sono susseguiti tre Conti Energia, ciascuno di durata triennale: il provvedimento attualmente in vigore è il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 che ha introdotto la disciplina degli incentivi per il triennio 2011-2013. Le nuove norme, dunque, si applicano agli impianti entrati in esercizio nel periodo compreso

²³² Anche se la connessione alla rete resta uno dei presupposti per l'accesso Conto Energia.

tra il 1 gennaio 2011 e il 31 dicembre 2013, rimanendo soggetti al precedente Conto Energia tutti gli impianti entrati in esercizio durante il corso del 2010²³³.

A fronte dell'obiettivo nazionale di 8000 MW di potenza da fotovoltaico da installare entro il 2020, il decreto fissa l'ammontare della potenza incentivabile fino al 2013, rinviando l'aggiornamento delle tariffe per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2013 ad un successivo provvedimento del Ministero dello Sviluppo Economico.

Ai sensi di quanto previsto dal suddetto Decreto, i limiti di potenza incentivabile massima sono fissati in 3000 MW per gli impianti integrati e non integrati, 200 MW per quelli integrati con caratteristiche innovative e 150 MW per quelli a concentrazione.

Al fine di accedere al nuovo regime incentivante, l'impianto deve rispettare tassativamente alcuni requisiti, tra i quali: potenza nominale non inferiore a 1 kV, conformità alle normative tecniche europee, impiego di componenti di nuova costruzione e collegamento alla rete elettrica tale da assicurare che ciascun impianto sia caratterizzato da un unico punto di connessione.

Le tariffe incentivanti sono differenziate per impianti generici o realizzati su edifici per un periodo di venti anni e la loro entità varia in relazione al momento di entrata in esercizio dell'impianto: il decreto, infatti, introduce un meccanismo di *decalage*, da applicare nel corso di tutto l'anno 2011, in base al quale è prevista una progressiva diminuzione del valore delle tariffe. Per gli anni 2012 e 2013, inoltre, è prevista una decurtazione del 2% della tariffa riconosciuta agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011.

²³³ Cfr. D.M. 19 febbraio 2007.

Per gli impianti generici il decreto prevede la possibilità di accedere a specifici incrementi della tariffa incentivante in virtù di peculiari caratteristiche delle installazioni:

- per quanto attiene agli impianti integrati è previsto un premio fino al 30% della tariffa riconosciuta al momento di entrata in esercizio qualora l'utilizzo dell'impianto sia abbinato ad uso efficiente dell'energia (ad esempio per gli edifici climatizzati);
- relativamente agli impianti non integrati può essere riconosciuto un premio pari al 5% della tariffa se sono ubicati in zone industriali, commerciali, aree di pertinenza di scarichi o siti contaminati;
- il decreto prevede, infine, un incremento del 20% per i c.d. sistemi di scambio prevedibile²³⁴.

Il Terzo Conto Energia, inoltre, prevede specifiche tariffe per gli impianti fotovoltaici che utilizzino moduli e componenti speciali, sviluppati specificamente per integrarsi e sostituire elementi architettonici. Al fine di accedere alla specifica tariffa incentivante tali impianti, oltre a rispondere ai requisiti generici previsti per gli altri impianti devono presentare le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale non inferiore a 1 kV e non superiore a 5 MW;

²³⁴ Si tratta di impianti o gruppi di impianti gestiti unitariamente da un unico soggetto responsabile con un aggregato di punti di immissione, prelievo ed eventuali sistemi di accumulo trattati su base oraria e sottesi ad un'unica cabina primaria. Il sistema di scambio deve essere realizzato con impianti che hanno una potenza nominale complessiva superiore a 200 Kw e inferiore a 10 MW e il profilo di scambio con la rete elettrica deve rispettare un programma orario compreso tra le 8.00 e le 20.00, comunicato il giorno prima dal responsabile con un margine di errore del 10% in ciascun giorno. Ai fini della configurabilità di un profilo di scambio prevedibile, tale assetto di funzionamento deve essere rispettato almeno 300 giorni all'anno.

- devono essere realizzati per svolgere funzioni ulteriori rispetto alla produzione energetica, come, ad esempio, protezione o regolazione termica dell'edificio e impermeabilizzazione della struttura edilizia;
- devono inserirsi armoniosamente nel disegno architettonico dell'edificio.

Come per le altre tipologie di impianti, anche quella prevista per tali specifiche categorie di unità produttive ha una durata ventennale.

Una tariffa incentivante specifica è prevista per gli impianti a concentrazione che, per accedere al meccanismo, oltre alle caratteristiche comuni agli altri impianti, devono avere una potenza nominale non inferiore a 1 kV e non superiore a 5 MW.

A differenza di quanto stabilito per gli altri impianti, l'incentivazione di quelli a concentrazione è riconosciuta esclusivamente alle persone giuridiche e ai soggetti pubblici. Come già sottolineato per le tariffe generiche, anche in tale ultimo caso la misura di sostegno è soggetta alla decurtazione del 2% per gli impianti entrati in esercizio nel 2012 e nel 2013.

Le tariffe incentivanti previste dal Terzo Conto Energia sono cumulabili esclusivamente con i seguenti contributi pubblici:

- contributi in conto in misura non superiore al 30% del costo di investimento per impianti integrati con potenza nominale non superiore a 3 KW;
- contributi in conto capitale fino al 100% del costo di investimento per integrati su edifici scolastici;
- contributi in conto capitale in misura non superiore al 30% del costo di investimento per gli impianti a concentrazione;
- finanziamenti a tasso agevolato erogati in attuazione della Legge Finanziaria 2007.

Capitolo IV

Il recepimento della Direttiva 2009/28/CE: tra esigenze di semplificazione delle procedure di autorizzazione e nuovi meccanismi di incentivazione

SOMMARIO: *Premessa.* – *Parte I: le procedure di autorizzazione alla realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.* 1. *Il regime di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003.* – 2. *Il procedimento unificato.* – 3. *L'assenza delle linee guida nazionali e gli interventi chiarificatori della Corte Costituzionale.* - 4. *L'approvazione delle linee guida nazionali per l'autorizzazione unica: il DM 10 settembre 2010.* - 5. *La Direttiva 2009/28/CE e lo schema di decreto legislativo di recepimento.* – *Parte II: la riforma del sistema di incentivazione per le fonti rinnovabili nel settore elettrico.* - 1. *Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili.* – 2. *Il nuovo regime di incentivazione proposto dallo schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2009/28/CE.* - 3. *La gestione del regime di transizione dai certificati verdi al sistema tariffato.* - 4. *(Segue) Gli effetti dell'applicazione del regime dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.* - 5. *Considerazioni conclusive.*

Premessa.

Come già osservato²³⁵, la Direttiva 2009/28/CE – che ha abrogato la precedente Direttiva 2001/77/CE in tema di promozione e sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili – avrebbe dovuto essere recepita da ciascuno Stato Membro entro il 5 dicembre 2010. A tal fine, l'art. 17 della Legge 4 giugno 2010, n. 96²³⁶ ha fissato principi e criteri per l'attuazione, oltre che della Direttiva in tema di fonti rinnovabili, anche di altre disposizioni europee in materia di energia quali, in particolare, le Direttive 2009/72/CE²³⁷, 2009/73/CE²³⁸ e 2009/119/CE²³⁹.

Per quanto attiene specificamente alla Direttiva 2009/28/CE, la legge delega individuava ovviamente una serie di principi e criteri, cui il decreto legislativo di recepimento avrebbe dovuto attenersi. In particolare, il provvedimento avrebbe dovuto, in primo luogo, garantire il conseguimento degli obiettivi (di tipo qualitativo e quantitativo) posti in capo allo Stato, mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti. In ottemperanza a quanto previsto dalla disciplina comunitaria, inoltre, l'Italia avrebbe dovuto dotarsi al più presto di un Piano di Azione Nazionale, avendo riguardo all'esigenza di garantire uno sviluppo equilibrato dei diversi settori che concorrono al raggiungimento dei suddetti obiettivi, in base a criteri che tengano in considerazione il principio dello sviluppo sostenibile e il rapporto costi-benefici.

Ciò premesso, uno dei principi cardine della legge delega è certamente rappresentato dal criterio della semplificazione, anche con riguardo alle procedure di autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio di

²³⁵ Cfr. le considerazioni svolte al paragrafo 5 del Capitolo 1.

²³⁶ Recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europee (Legge Comunitaria 2009).

²³⁷ Recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

²³⁸ Recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

²³⁹ Relativa agli obblighi per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi.

impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonchè alle necessarie infrastrutture di rete, il tutto alla luce delle specificità di ciascuna tipologia di tecnologia produttiva e dei relativi siti di installazione. A tal proposito, la legge prevede l'assoggettamento alla disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia per gli impianti di produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore a 1MW.

La legge, inoltre, si propone tra le principali finalità quella di promuovere l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia, anche mediante il sostegno, senza l'imposizione di maggiori oneri per la finanza pubblica, alla realizzazione di sistemi di accumulo e di reti intelligenti, al fine di garantire una più efficiente dispacciabilità di tutta l'energia prodotta.

Appare, a questo punto, necessario effettuare una breve precisazione: sebbene risulti evidente l'estraneità del suddetto regime autorizzatorio rispetto alla categoria degli incentivi in senso stretto, si è ritenuto comunque opportuno esaminarne i caratteri e le potenzialità, al fine di permettere un più completo inquadramento della tematica oggetto del presente studio. E' indubbio, del resto, che la previsione di procedure semplificate volte a stimolare e rendere più vantaggiosi gli investimenti economici nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, possa a giusta ragione essere ricondotta ad uno strumento di incentivazione, se non altro in senso lato.

Per quanto attiene, poi, più specificamente al profilo degli incentivi *tout court*, la legge delega prevede la revisione dell'attuale sistema di sostegno al fine di adeguarlo agli standard degli altri Paesi europei e di

potenziarlo nella prospettiva del raggiungimento dei noti obiettivi c.d. 2020²⁴⁰.

Ebbene, in adempimento alla delega ricevuta dal Parlamento, il Consiglio dei Ministri, lo scorso 30 novembre, ha approvato uno schema di decreto legislativo che attualmente è in discussione presso le competenti Commissioni parlamentari, e attende poi il vaglio della Conferenza Unificata. Per quanto di interesse ai fini del presente lavoro, nei paragrafi seguenti si procederà alla disamina dello schema di decreto e delle peculiari problematiche di attuazione, con particolare attenzione sia alle procedure autorizzative e che alla revisione del sistema di incentivazione.

Parte I

Le procedure di autorizzazione alla realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili

1. Il regime di autorizzazione unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003.

Al fine di comprendere le novità recentemente introdotte nella disciplina autorizzativa alla realizzazione di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili, è necessario analizzare, pur senza alcuna pretesa di completezza, l'evoluzione legislativa e giurisprudenziale di tale profilo nel settore specifico delle energie alternative.

²⁴⁰ Si tratta dei noti obiettivi, da raggiungere a livello europeo, di riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, dell'incremento del 20% dell'efficienza energetica e del raggiungimento del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo energetico al 2020.

A tale scopo, è necessario prendere le mosse dalla Direttiva 2001/77/CE che ha introdotto la prima regolazione della materia a livello comunitario, obbligando gli stati membri a dotarsi di una propria disciplina entro il 27 ottobre del 2003²⁴¹.

Lo scopo principale della normativa comunitaria era quello di promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nei mercati interni degli Stati dell'Unione Europea, anche attraverso la semplificazione dei procedimenti autorizzativi connessi alla realizzazione dei relativi impianti. L'art. 6 della Direttiva, infatti, prevedeva che ciascuno Stato avrebbe dovuto rivedere la propria disciplina autorizzativa allo scopo di: (i) ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili; (ii) razionalizzare e accelerare le procedure all'opportuno livello amministrativo; (iii) garantire che le norme di settore fossero oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tenessero conto delle particolarità delle differenti tecnologie connesse alle fonti energetiche rinnovabili.

La Direttiva 2001/77/CE è stata recepita in Italia con il D. Lgs. n. 387/2003, adottato in attuazione dell'art. 43 della Legge Delega 1 marzo 2002, n. 39²⁴². La norma fondamentale in materia autorizzativa è indubbiamente rappresentata dall'art. 12, rubricato "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative".

In particolare, il comma 1 della disposizione inquadra le opere di realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere

²⁴¹ Come noto, in Italia la Direttiva è stata recepita attraverso l'emanazione del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387.

²⁴²Le finalità della Legge sono indicate all'art. 1 e possono così essere sintetizzate: a) promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario; b) creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia e sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili (in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane).

e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e al funzionamento delle stesse, come “opere di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti”: è chiaro, dunque, che la procedura di realizzazione delle stesse deve essere improntata a principi di celerità e snellezza amministrativa²⁴³. Il successivo comma 3, infatti, ha introdotto l’istituto dell’autorizzazione unica prevedendo che “*la costruzione e l’esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentata da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale e parziale e riattivazione, come definiti dalla vigente normativa, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli impianti stessi, sono soggetti al rilascio di un’autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o dalle Province delegate nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell’ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico. A tal fine la Conferenza di Servizi è convocata dalla Regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda*”.

Il comma successivo prevede, inoltre, che “*il rilascio dell’autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l’impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l’obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell’impianto o, per gli impianti idroelettrici, l’obbligo all’esecuzione di misure di reinserimento e recupero ambientale*”.

Il suddetto regime autorizzativo, dunque, prevede uno snellimento della fase di autorizzazione, attraverso il ricorso ad uno strumento che – ai sensi della normativa – contempra la contestuale acquisizione delle diverse manifestazioni di volontà necessarie, antecedentemente acquisite

²⁴³ Per una generale ricostruzione dell’istituto dell’autorizzazione unica cfr. E. GRIPPO, F. MANCA, *Manuale breve di diritto dell’energia*, cit., 248 ss. e E. PICOZZA, *Il nuovo regime autorizzatorio degli impianti di produzione di energia elettrica*, Torino, 2003, 54 ss.

separatamente e sotto diversa forma (permessi di costruire, nulla osta, assensi, ecc.)²⁴⁴. Ulteriore elemento di semplificazione è rappresentato, poi, dall'inclusione nell'oggetto dell'autorizzazione unica anche delle infrastrutture indispensabili e delle opere connesse alla gestione dell'unità produttiva, considerando in tal modo anche queste ultime, al pari dell'impianto stesso, opere di pubblica utilità. E' di tutta evidenza il vantaggio, in termini di semplificazione procedurale, della possibilità di ottenere il rilascio di un unico provvedimento idoneo a consentire sia la costruzione degli elementi strutturali dell'impianto – quali, ad esempio, le pale eoliche o i moduli fotovoltaici – che tutte le opere funzionali alla realizzazione dell'impianto stesso, quali escavazioni o cabine elettriche.

In ordine, poi, alla prevista estensione dell'ambito applicativo dell'autorizzazione unica non solo alla realizzazione degli impianti, ma anche al loro esercizio, deve osservarsi come – nonostante tale profilo rappresenti uno dei più significativi in termini di reale semplificazione procedimentale – nella prassi accade di sovente che il provvedimento di autorizzazione alla realizzazione dell'impianto non comprenda anche l'autorizzazione alla gestione dello stesso, oggetto di un successivo provvedimento. Ciò avviene, essenzialmente, in ragione del fatto che l'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione – nella valutazione del profilo connesso alla collocazione dell'impianto – è chiamata all'esercizio di un potere discrezionale teso ad effettuare un bilanciamento tra i diversi interessi, tutti di rango costituzionale,

²⁴⁴ Precedentemente all'introduzione dell'autorizzazione unica, la disciplina autorizzativa (in regime di nazionalizzazione del settore elettrico) classificava come attività libera la costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. In particolare, l'art. 22, comma 2 della Legge n. 9/1991 prevedeva che il soggetto che intendeva installare impianti alimentati da fonti rinnovabili dovesse darne comunicazione all'allora Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, all'Enel e all'Ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione (competente per territorio). Sul punto cfr. M. FALCIONE, *Diritto dell'energia – Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, cit., 106.

coinvolti²⁴⁵. Sostanzialmente, la pubblica amministrazione viene chiamata a dover effettuare un bilanciamento tra le esigenze di massimizzazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili – anche nella prospettiva di adempimento degli obblighi comunitari in tema di tutela dell’ambiente – e quelle di tutela di altri interessi tra i quali, principalmente, la tutela del paesaggio²⁴⁶. In particolare, per quanto attiene specificamente il rapporto tra tutela ambientale, perseguita attraverso l’implementazione della produzione energetica “pulita”, e tutela paesaggistica la giurisprudenza amministrativa non ha, nel tempo, assunto una posizione omogenea. Particolarmente significativa appare una sentenza del TAR Sardegna²⁴⁷ con la quale il giudice ha affermato come non esista alcuna norma che riconosce assoluta prevalenza all’esigenza energetica rispetto a quella paesaggistica rilevando che *“la normativa, sia nazionale che comunitaria che internazionale, non impedisce affatto un giudizio di comparazione tra valori ed interessi*

²⁴⁵ In al senso si vedano le pronunce del TAR Puglia, Bari, III, 22 aprile 2009, n. 983, in www.giustiziaamministrativa.it, TAR Puglia, Lecce, 8 marzo 2008, n. 530 in *Giur. It.*, 2008, 7, 1811, TAR Umbria, Perugia, I, 15 giugno 2007, n. 518, in *Giorn. dir. amm.*, 2007, 11, 1183.

²⁴⁶ In tema di bilanciamento tra sviluppo energetico e tutela dell’ambiente e del paesaggio cfr. in dottrina F. DE LEONARDIS, *Criteri di bilanciamento tra paesaggio ed energia eolica*, in *Dir.Amm.*, 2005, 4, 889 che, considerando la tutela dell’ambiente in termini di assoluta autonomia rispetto a quella paesaggistica, effettua una distinzione dei suddetti ambiti anche in relazione alla materia dell’energia e individua una serie di criteri di bilanciamento tra i diversi interessi in gioco. Sul tema v. anche V. MOLASCHI, *Paesaggio versus ambiente: osservazioni alla luce della giurisprudenza in materia di realizzazione di impianti eolici*, in *Riv. Giur. Ed.*, 2009, 171 ss., A MAESTRONI, *La Corte Costituzionale arbitro tra tutela dell’ambiente e mercato nell’ambito delle norme sulla produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia proveniente da fonti rinnovabili*, in *Riv. Giur. amb.*, 702 ss., E. SANTORO, *L’autorizzazione alla realizzazione di impianti di energia eolica tra tutela dell’ambiente e tutela paesaggistica*, in *Riv. giur. Amb.*, 2007, 2, 370 P. LOMBARDI, *Corte Costituzionale e autorizzazione degli impianti di energia eolica: concezione assolutizzante del paesaggio o ponderazione di interessi?*, in *Riv. Giur. Ed.*, 2009, 146 ss., ID., *La realizzazione degli impianti di produzione di energia eolica tra ponderazione degli interessi e cooperazione istituzionale*, in *Riv. giur. edil.*, 2007, 2, 1650, A. GRATANI, *Ambiente* (voce), in *Codice dell’Ambiente*, Milano, 2009, 1127 ss. In giurisprudenza cfr., da ultimo, Cons. St., V, 26 febbraio 2010, n. 1139 in www.giustizia-amministrativa.it, e T.A.R. Puglia, Lecce, I, 29 gennaio 2009, n. 118, in *Amb. e Svil.*, 2009, 6, 560.

²⁴⁷ Si tratta della pronuncia del TAR Sardegna, Cagliari, II, 3 ottobre 2006, n. 2082 in www.dirittodeiserviziubblici.it.

pubblici tutti meritevoli di tutela coinvolti nel procedimento, che debbono essere appunto mediati con valutazione discrezionale del competente organo amministrativo in applicazione della normativa di settore”.

Tale approccio, tuttavia, si rivela minoritario, laddove al contrario la giurisprudenza prevalente, da un lato, riconosce assoluta priorità alle esigenze di tutela ambientale, dall’altro, nega la sussistenza di profili di necessario conflitto tra gli interessi coinvolti. In tal senso, ad esempio – in un contesto differente ma omologo – è stato sostenuto che il provvedimento statale di annullamento dell’autorizzazione paesistica non deve basarsi su una valutazione tecnico-discrezionale degli interessi in conflitto: a parere dei giudici in tale contesto *“la produzione di energia tramite fonti alternative persegue, infatti, una finalità di interesse pubblico - la riduzione delle emissioni inquinanti, in conformità agli impegni assunti dall'Italia con la ratifica del Protocollo di Kyoto - che non è, necessariamente, in assoluta e insanabile contraddizione con l'esigenza di tutela del paesaggio”*²⁴⁸.

Su una posizione intermedia si è attestato invece il Consiglio di Giustizia Amministrativa della Sicilia²⁴⁹ affermando che *“nel procedimento di autorizzazione alla realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (nella specie, di un impianto costituente un "parco eolico"), l'amministrazione regionale dei beni culturali deve rendere la propria determinazione, ai fini della tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, nonché ai fini della valutazione di impatto ambientale, in sede di conferenza dei servizi convocata dalla regione e non ha, pertanto, l'obbligo di pronunciarsi sull'istanza di parere avanzata dal soggetto interessato alla realizzazione dell'impianto”*. Ciò significa che l’emersione e la comparazione dei diversi

²⁴⁸ Cfr. Cons. St., VI, 24 febbraio 2005, n. 680 in *Gior. Dir. Amm.*, 2005, 9, 944.

²⁴⁹ Cfr. CGAS, 11 aprile 2008, n. 295, in *Foro It.*, 2009, 2, 58.

interessi in gioco deve avvenire esclusivamente nella sede della Conferenza dei Servizi: tuttavia, nell'ipotesi in cui il parere sia espresso al di fuori della conferenza, nel possibile conflitto tra esigenze correlate all'esercizio dell'attività imprenditoriale, finalizzata alla produzione di energia elettrica – peraltro con modalità non inquinanti – e quelle sottese alla tutela di valori non economici (ad es., paesaggio) l'amministrazione non deve perseguire il mero sacrificio delle une a favore delle altre. In particolare, *“l'amministrazione preposta alla tutela paesaggistica non può, in forza di una concezione totalizzante dell'interesse pubblico di cui è titolare, limitarsi ad affermarne la generica rilevanza assoluta paralizzando ogni attività e sacrificando ogni altro interesse nel caso in cui il suo parere sia espresso al di fuori della conferenza dei servizi”*²⁵⁰.

Accanto all'autorizzazione unica, inoltre, il D.Lgs. n. 387/2003 prevede alcune ipotesi tassative di non operatività del regime dell'art. 12, con contestuale assoggettamento alla disciplina della DIA di cui agli artt. 22 e 23 del Testo Unico Edilizia (d.P.R., 6 giugno 2001, n. 380). In virtù di quanto stabilito all'art. 2 del D.Lgs. n. 387/2003, infatti, l'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili con capacità di generazione inferiore a determinate soglie (differenziate per tecnologia²⁵¹) è soggetta alla denuncia di inizio attività (di seguito: DIA²⁵²), salvo non sia prescritto

²⁵⁰ Così CGAS, 27 maggio 2008, n. 683 in *www.giustizia-amministrativa.it*. In tema di conferenza di servizi nell'ambito dello svolgimento del procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica sia consentito rinviare a S. BALZANO, *La natura giuridica della conferenza di servizi nell'ambito del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. n. 387/2003*, in *Nuove Autonomie*, 2009, 213 ss.

²⁵¹ Le soglie sono individuate all'Allegato A del Decreto Legislativo e sono: 60 kW per la fonte eolica, 20 kW per il solare fotovoltaico, 100 kW per la fonte idraulica, 200 kW per le biomasse e 250 kW per i gas discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

²⁵² Come noto, ai sensi della Legge n. 122/2010, l'art. 19 della Legge n. 241/1990 che originariamente conteneva la disciplina generale in materia di dichiarazione di inizio attività è stato modificato. In particolare, in tutti i casi in cui originariamente trovava applicazione l'istituto della DIA, oggi opera il diverso regime della segnalazione certificata di inizio attività (c.d. SCIA). Ciò premesso, la dottrina è ancora divisa nell'individuare il

l'ottenimento di alcuna autorizzazione. La norma prevede, inoltre, che con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero della Tutela dell'Ambiente e di intesa con la Conferenza unificata, possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della DIA.

La previsione di un regime liberalizzato per tali tipologie di impianti appare singolare, atteso che esso potrebbe risultare idoneo al massimo per la costruzione dell'impianto, ma non anche per la successiva gestione. Si pone, dunque, il problema se classificare la gestione dell'impianto come attività libera o se essa debba essere soggetta al rilascio di un ulteriore titolo abilitativo. D'altro canto è evidente che – aderendo a tale ultima ipotesi – ci si porrebbe in netta contraddizione con la stessa *ratio* semplificatrice della normativa, in quanto si andrebbe ad escludere la prevista unificazione procedimentale, finendo per affiancare un'attività liberalizzata (realizzazione dell'impianto) ad un'altra assoggettata al rilascio di un provvedimento autorizzatorio (esercizio dell'impianto). Sembra, pertanto, doversi necessariamente concludere per l'inclusione dell'attività di gestione dell'impianto, realizzato a seguito di presentazione di DIA, nel perimetro delle attività libere²⁵³.

2. Il procedimento unificato.

campo di applicazione della SCIA laddove solo una parte dei commentatori ritiene che essa trovi applicazione anche nella materia dell'edilizia che, come noto, è connotata da una disciplina speciale in tema di DIA (artt. 22 ss. del Testo Unico dell'edilizia). Sul punto cfr. W. GIULIETTI, *Il controverso impatto della l. n. 122 del 2010 sulla DIA edilizia*, in *www.giustamm.it*; C. LAMBERTI, *Nell'edilizia vige ancora la DIA?*, in *Urb. e app.*, 11/2010.

²⁵³ E' di tale opinione ricostruttiva M. FALCIONE, *Diritto dell'energia – Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, cit., 120.

Come si è già avuto modo di osservare, l'autorizzazione unica è rilasciata a seguito dello svolgimento di un procedimento unico al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate. Ai sensi di quanto prescritto dall'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003, nell'ambito del procedimento unificato, la regione è tenuta a convocare una conferenza di servizi entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione e il termine massimo per la conclusione del procedimento è tassativamente stabilito in centottanta giorni. Tale procedimento, ovviamente, non trova applicazione nelle ipotesi in cui non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione o sia considerata sufficiente la presentazione di una DIA.

Per quanto attiene alla conferenza di servizi, è necessario innanzitutto chiarire che si tratta di conferenza decisoria e non meramente istruttoria. Ciò nonostante essa ha una valenza essenzialmente organizzatoria, essendo tesa a sostituire una sequenza di procedimenti paralleli adottati da ciascuna delle amministrazioni titolari della singola competenza con un unico atto, assunto appunto in sede di conferenza, il cui verbale, in taluni casi, ha efficacia provvedimentale diretta²⁵⁴.

Per quanto attiene ai termini di svolgimento del procedimento, si è già rilevato che il decreto ne prevede la conclusione entro centottanta giorni dalla presentazione della richiesta di autorizzazione: non pochi dubbi continuano a sussistere circa la natura di tale termine. Se si trattasse di un

²⁵⁴ La dottrina in tema di conferenza di servizi è amplissima. *Ex multis* si rinvia a F.G. SCOCA, *Analisi giuridica della conferenza di servizi*, in *Dir. amm.*, 1999, 255 ss.; D. D'ORSOGNA, *Conferenza di servizi e amministrazione della complessità*, Torino, 2002; G. GARDINI, *La conferenza di servizi*, in *Giorn. dir. amm.*, 2005, 488 ss.; G. SCIULLO, *Gli istituti generali di semplificazione: la conferenza di servizi*, in *Aa.Vv.*, *Che fine ha fatto la semplificazione amministrativa?*, a cura di S. VESPERINI, Milano, 2006, 1 ss.; D. D'ORSOGNA, *Note in tema di conferenza di servizi, semplificazione, operazione*, in *Nuove autonomie*, 2008, 583 ss.

termine perentorio²⁵⁵, decorsi infruttuosamente i centottanta giorni dalla presentazione dell'istanza, il titolare del progetto dovrebbe, entro il termine decadenziale di sessanta giorni, impugnare il silenzio-rigetto formatosi sulla domanda. Tuttavia, l'inaccettabile conseguenza di tale orientamento sarebbe che, in mancanza di tempestiva impugnazione, il rigetto si consoliderebbe divenendo inoppugnabile: in conseguenza di ciò, dunque, non sarebbe possibile per il titolare del progetto riproporre nuovamente un'istanza autorizzativa per il medesimo sito. La diffusa incapacità dell'amministrazione pubblica di rispettare i termini previsti dalla legge rischia di rendere tale effetto irragionevolmente punitivo per il privato; tale considerazione – accompagnata dalla circostanza della mancata espressa qualificazione in termini di perentorietà del termine da parte della norma di riferimento – fa propendere, piuttosto, per una ricostruzione dello stesso quale termine di natura meramente ordinatoria.

3. L'assenza delle linee guida nazionali e gli interventi chiarificatori della Corte Costituzionale.

Il comma 10 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 prevede l'emanazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero della Tutela dell'Ambiente, di linee guida nazionali che disciplinino lo svolgimento del procedimento autorizzativo unico: la funzione di tali linee guida è evidentemente quella di armonizzare le normative regionali soprattutto con riguardo all'inserimento degli impianti

²⁵⁵ Come affermato da una recente pronuncia del TAR Campania, Napoli, VII, 2 febbraio 2010, n. 808 in *www.giustizia-amministrativa.it*. Nello stesso senso cfr. Cons. St., VI, 12 aprile 2007, n. 1723, *ivi*.

di produzione energetica da fonte rinnovabili nel paesaggio. In attuazione delle linee guida, infatti, le Regioni possono procedere all'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti. Al fine di evitare "vuoti" di disciplina, la norma nazionale concede alle Regioni novanta giorni dall'entrata in vigore del provvedimento recante le linee guida per procedere all'adeguamento delle proprie normative: in caso di mancato adeguamento si applicano le linee guida nazionali.

Dalla lettura complessiva dell'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 emerge chiaramente che l'obiettivo del Legislatore è stato quello di evitare il proliferare di discipline eterogenee tali da non garantire il rispetto della semplificazione del procedimento autorizzativo.

Tuttavia, l'emanazione delle previste linee guida nazionali è avvenuta solo sette anni più tardi, ad opera del DM 10 settembre 2010 (sul quale ci si soffermerà *infra*): tale circostanza ha determinato, nel tempo, l'emanazione di frammentate e disarticolate normative regionali tese a dare un contenuto di dettaglio alle disposizioni in tema di autorizzazione unica. Al di là degli ovvi profili di contraddittorietà presenti in un sistema che si sviluppa attraverso l'emanazione di discipline di dettaglio prive di principi e regole generali alle quali ispirarsi, tale clima di incertezza ha comportato, tra l'altro, anche il sorgere di diverse fattispecie di conflitto di attribuzione che hanno impegnato la Corte Costituzionale. In particolare, è spesso accaduto che le Regioni, nell'esercizio della propria potestà legislativa ed in assenza di linee guida, siano andate ben oltre le direttive e la *ratio* della normativa nazionale: ciò ha comportato l'intervento della Corte Costituzionale teso a riportare le discipline regionali nell'alveo dei principi previsti dalla normativa nazionale.

Risultano, al riguardo, particolarmente interessanti i recenti casi delle Regioni Puglia e Calabria sulle cui leggi in materia di autorizzazione

alla realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili si sono pronunciati i giudici della Suprema Corte.

Con la ormai nota pronuncia n. 119/2010²⁵⁶ la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità dell'art. 3 della Legge Regionale della Puglia n. 31/2008 (*Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale*) nella parte in cui estendeva l'applicabilità della DIA alla realizzazione di impianti aventi una soglia di potenza nominale diversa da quella prevista dalla normativa nazionale. In particolare, l'art. 3 della citata legge generalizzava il ricorso alla DIA per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica fino a 1 MW stabilendo che *“per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui all'art. 2, comma del D.Lgs. 387/2003, con potenze elettriche nominali superiori a quelle di cui alla tabella A (...) e fino a 1 MW da realizzare nella Regione Puglia, fatte salve le norme in materia di valutazione di impatto ambientale e di valutazione di incidenza, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività”*. La norma, inoltre, prevedeva i casi tassativi in cui fosse applicabile il regime della DIA: (a) impianti fotovoltaici posti su edifici, esistenti o da costruire, con destinazione civile, industriale, agricola, commerciale e/o collocati a terra internamente a complessi, esistenti o da costruire, di fabbricati civili, industriali, agricoli o commerciali; (b) impianti fotovoltaici in zona agricola, a condizione che l'area asservita all'intervento fosse almeno il doppio della superficie radiante e che quella non occupata dall'impianto fosse destinata esclusivamente ad uso agricolo. Tale impianto legislativo è stato censurato dai Giudici delle leggi nella parte in cui esso prevedeva la possibilità di realizzare, mediante ricorso alla DIA, impianti di produzione di energia elettrica fino ad 1 MW sul presupposto che *“la costruzione e l'esercizio*

²⁵⁶ Cfr. Corte Cost., 22 marzo 2010, n. 119 in www.cortecostituzionale.it.

degli impianti da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse, sono soggetti all'autorizzazione unica, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico (art. 12, comma 3, del d.lgs. n. 387 del 2003). Sussiste una procedura autorizzativa semplificata in relazione agli impianti con una capacità di generazione inferiore rispetto alle soglie indicate (tabella A, allegata al medesimo decreto legislativo), diversificate per ciascuna fonte rinnovabile: agli impianti rientranti nelle suddette soglie si applica la disciplina della DIA, di cui agli articoli 22 e 23 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia), da presentare al Comune competente per territorio. La norma regionale censurata – per alcune tipologie di impianti specificamente elencati, per la produzione di energia da fonti rinnovabili, non solo solare ed eolica, ma anche per impianti idraulici, a biomassa e a gas – ha previsto l'estensione della DIA anche per potenze elettriche nominali superiori (fino a 1 MWe) a quelle previste alla tabella A allegata al d.lgs. n. 387 del 2003”.

Riguardo alle ipotesi di applicabilità della procedura semplificata di DIA in alternativa all'autorizzazione unica, è riconoscibile l'esercizio della legislazione di principio dello Stato in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», per via della chiamata in sussidiarietà dello Stato, per esigenze di uniformità, di funzioni amministrative relative ai problemi energetici di livello nazionale (sentenza n. 383 del 2005); ciò anche riguardo alla valutazione dell'entità delle trasformazioni che l'installazione dell'impianto determina, ai fini dell'eventuale adozione di procedure semplificate (in tal senso le sentenze n. 336 del 2005, in materia di comunicazioni elettroniche, e n. 62 del 2008 in materia di smaltimento rifiuti). A parere della Suprema Corte, dunque, “*la norma regionale è allora*

illegittima, in quanto maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la disciplina della DIA possono essere individuate solo con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, senza che la Regione possa provvedervi autonomamente: la dichiarazione di illegittimità costituzionale dell'art. 3 va limitata ai commi 1 e 2”.

Con la medesima pronuncia, inoltre, i giudici della Corte Costituzionale hanno dichiarato costituzionalmente illegittimi anche i commi 1, 2 e 3 dell'art. 2 della medesima legge regionale della Puglia per violazione del principio di leale collaborazione: in altri termini, la Corte ha affrontato il tema della possibilità per le Regioni di individuare autonomamente aree non ritenute idonee all'installazione di impianti eolici e fotovoltaici in assenza delle linee guida nazionali previste dal D. Lgs. n. 387/2003. A tal proposito i giudici costituzionali hanno osservato che, pur non potendosi trascurare la rilevanza che riveste la tutela del paesaggio in relazione all'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, occorre riconoscere carattere prevalente alla gestione delle fonti energetiche in vista di un efficiente approvvigionamento presso i diversi ambiti territoriali²⁵⁷:

²⁵⁷ Sul punto cfr. Corte Cost., 29 maggio 2009, n. 166, in www.cortecostituzionale.it con cui i giudici si sono pronunciati sull'illegittimità di alcune disposizioni di una legge regionale della Basilicata del 2007 e in cui si legge che “È costituzionalmente illegittimo, in relazione all'art. 117, secondo comma, lettera s), Cost., l'art. 6 della L.R. 26 aprile 2007, n. 9, Basilicata. Invero, l'art. 12, comma 10, del D.Lgs. n. 387 del 2003 prevede che: a) le linee guida per lo svolgimento del procedimento relativo al rilascio dell'autorizzazione per l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili debbono essere approvate in conferenza unificata Stato-Regioni; b) le linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. Ne deriva che non è consentito alle Regioni, tenuto conto del preminente interesse di tutela ambientale perseguito con la predetta disposizione statale, provvedere autonomamente all'individuazione di criteri per il corretto inserimento nel paesaggio degli impianti alimentati da fonti di energia alternativa (nella specie ciò è

diversamente, l'adozione da parte delle Regioni, nella more dell'approvazione delle linee guida, di una disciplina come quella oggetto di censura determina l'impossibilità di realizzare impianti alimentati da fonti rinnovabili in uno specifico territorio.

Secondo quanto affermato dai giudici nella pronuncia in esame, in altri termini, l'assenza di linee guida nazionali non consentiva alle Regioni di provvedere autonomamente all'individuazione di criteri per il corretto inserimento degli impianti alimentati da fonti di energia alternativa, ciò anche in ragione della competenza esclusiva in materia di tutela ambientale riconosciuta in capo allo Stato. Di conseguenza, l'individuazione di aree territoriali ritenute non idonee all'installazione di tali tipologie di impianti, non rispondendo all'esigenza concreta di ponderazione degli interessi rilevanti ed alla corretta applicazione del principio della leale cooperazione, risultava in contrasto con l'art. 12 del D.Lgs. 387/2003, nella parte in cui contemplava un sistema che prevedesse l'emanazione di linee guida da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Con un'altra recente sentenza²⁵⁸ la Corte Costituzionale si è pronunciata sull'illegittimità costituzionale dell'art. 2 della Legge regionale della Calabria n. 42 del 2008 (*Misure in materia di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili*), nella parte in cui individuava, nelle more dell'aggiornamento del Piano energetico ambientale regionale, taluni limiti alle potenze totali autorizzabili su base regionale per ciascuna fonte rinnovabile²⁵⁹. A tal proposito la Corte ha osservato che la normativa nazionale prevede che la procedura della DIA non è sufficiente in caso di

avvenuto per effetto del richiamo operato dall'art. 6 all'atto di indirizzo di cui alla delibera della G.R. 13 dicembre 2004, n. 2920)".

²⁵⁸ Cfr. Corte Cost., 3 aprile 2010, n. 124 in www.federalismi.it.

²⁵⁹ Nel Piano energetico Regionale, infatti, vengono definite le potenze massime autorizzabili per ciascuna tipologia di fonte. In particolare, la legge regionale calabrese individuava come soglie autorizzabili: 3000 MW per la fonte eolica, 400 MW per il fotovoltaico, 400 MW per la fonte idraulica e 300 MW per la biomassa.

superamento di determinate soglie e che, in tale caso, è necessario procedere all'autorizzazione unica con decreto del Ministero dell'Ambiente, di intesa con la Conferenza Unificata, senza che la Regione possa provvedervi autonomamente. La normativa emanata dalla Regione Calabria, tuttavia, aveva individuato²⁶⁰ un elenco di impianti, con potenza nominale uguale o superiore a 500 KW assoggettabili alla sola disciplina della DIA. Applicando il principio appena riportato, la Corte ha concluso per l'illegittimità della disciplina regionale atteso che i limiti da essa autonomamente imposti differiscono da quelli più stringenti richiesti dalla normativa statale a tenore della quale, laddove vengano superati determinati limiti quantitativi, occorre l'autorizzazione unica con decreto del Ministero dell'Ambiente.

Nel censurare la norma in esame, i giudici hanno rilevato come la previsione regionale dei limiti autorizzabili *“integrasse una disciplina che opera in modo diametralmente opposto rispetto alle norme internazionali (Protocollo di Kyoto) e comunitarie, le quali nell'incentivare lo sviluppo delle fonti alternative individuano soglie minime di produzione che ogni Stato si impegna a raggiungere entro un determinato periodo di tempo”*. I giudici hanno aggiunto che tali indirizzi sono stati recepiti con l'art. 2, comma 167 della l.d. Finanziaria 2008 ove si prevede che *“il Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano emani, entro 90 giorni dall'entrata in vigore della presente disposizione, uno o più decreti per definire la ripartizione tra Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 17% del consumo interno lordo entro il 2020”*.

²⁶⁰ Cfr. Allegato 1, punto 2.3 della LR Calabria n. 42 del 2008.

La Corte, inoltre, ha dichiarato l'illegittimità costituzionale anche di un'altra disposizione della medesima legge regionale (art. 3, comma 1), la quale stabiliva che entro i limiti di potenza individuati, fosse costituita, per ciascuna fonte, una riserva del 20% a favore di azioni volte a garantire lo sviluppo del tessuto industriale locale. Tale riserva avrebbe potuto essere impiegata per stipulare protocolli di intesa con operatori qualificati in campo energetico e titolari di una significativa capacità produttiva (preferibilmente con partenariato calabrese), disposti a destinare una quota degli investimenti in attività di sviluppo industriale ed economico sul territorio regionale. In buona sostanza, con tale disposizione, la Regione avrebbe introdotto nel proprio territorio, senza alcun criterio oggettivo, limiti alla produzione di energia da fonti rinnovabili *“con conseguente violazione degli artt. 41 e 117, terzo comma della Costituzione, in relazione al principio della libertà della produzione di energia elettrica sancito all'art. del D.Lgs. 79/99 e del principio di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 che pone il divieto di subordinare l'autorizzazione a misure di compensazione a favore della Regione”*. Ciò in ragione del fatto che con la sottrazione del 20% della potenza di energia autorizzabile al libero mercato e con la destinazione di tali quote a determinate finalità vengono individuati i possibili legittimati ad ottenere la suddetta quota sulla base di requisiti che esulano da regole tecniche (partenariato calabrese) ponendo, peraltro, a loro carico, una serie di condizioni (destinazione di parte degli investimenti ad attività di sviluppo sul territorio calabrese) del tutto estranee all'oggetto dell'autorizzazione ottenuta. E' chiaro che da ciò non possono che derivare situazioni di privilegio di accesso al mercato dell'energia con conseguente violazione dell'art. 41 della Costituzione e dei principi comunitari di libera concorrenza e divieto di discriminazione.

La Corte, infine, nella pronuncia citata compie una significativa analisi delle misure di compensazione, previste dalla Legge regionale, a favore degli enti locali nei cui territori era previsto che sorgessero gli impianti. La disciplina locale, infatti, prevedeva che alla domanda di autorizzazione fosse allegata una dichiarazione con la quale il richiedente si impegnavano a compiere una serie di operazioni tra cui: (a) costituire una società di scopo con residenza fiscale nel territorio della Calabria; (b) sottoscrivere garanzie fideiussorie; (c) favorire l'imprenditoria calabrese nella fase di realizzazione; (d) facilitare l'assunzione con contratto di lavoro subordinato a tempo indeterminato di unità lavorative per la gestione dell'impianto; (e) versare a favore della Regione Calabria la somma di 50 euro/cent per ogni KW eolico di potenza elettrica nominale autorizzata.

Anche tali disposizioni sono state ritenute illegittime dalla Corte Costituzionale in quanto il D.Lgs. n. 387/2003 vieta alle Regioni di subordinare il rilascio delle autorizzazioni ad interventi compensativi in favore della Regione stessa. La Consulta ha rilevato che il portato della norma nazionale, pur prevedendo astrattamente misure di compensazione, le intende quale strumento di "ristoro" degli effetti negativi che l'impatto ambientale può determinare, con la conseguenza che chi propone l'installazione di un determinato impianto si impegna a devolvere all'ente locale, cui compete l'autorizzazione, determinati servizi o prestazioni. Dunque il legislatore nazionale non parla di imposizione di corrispettivi ma lascia aperta la possibilità che vengano stipulati accordi che prevedano misure di compensazione e di riequilibrio ambientale tra il proponente e la pubblica amministrazione: è chiaro che tali strumenti non devono in alcun modo essere ritenuti essenziali al fine del rilascio dell'autorizzazione.

Le disposizioni contenute nella normativa della Regione Calabria, dunque, si ponevano in aperto contrasto con tali principi poiché

introducevano oneri e condizioni a carico del richiedente l'autorizzazione che si risolvevano in vantaggi economici per la Regione e per gli altri enti locali stabilendo compensazioni di carattere economico espressamente vietate dalla legge.

4. L'approvazione delle linee guida nazionali per l'autorizzazione unica: il DM 10 settembre 2010.

Come accennato nel paragrafo precedente, le linee guida nazionali in tema di autorizzazione unica per la realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili è avvenuta con estremo ritardo rispetto a quanto previsto. Esse infatti, a seguito di un procedimento di consultazione avviato con la pubblicazione di una bozza di provvedimento, sono state emanate dal Ministero dello Sviluppo Economico con decreto del 10 settembre scorso (a ben sette anni dalla loro previsione ad opera del D.Lgs. n. 387/2003). Ciò premesso, è disposto, che le Regioni debbano recepirle, adeguandovi la propria disciplina locale, entro il termine perentorio di novanta giorni, scaduto il quale si provvederà all'applicazione in via diretta delle stesse linee guida.

Come più volte rilevato nel corso dei paragrafi precedenti, la norma da cui discende l'emanazione del decreto ministeriale in commento è l'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003, il quale aveva previsto che fossero individuate le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico in modo da assicurare il coordinamento tra il contenuto dei Piani regionali di sviluppo

energetico, di tutela dell'ambiente e dei piani paesaggistici per l'equo e giusto contemperamento dei rilevanti interessi pubblici in gioco.

La medesima disposizione prevedeva, in determinati casi, l'applicazione della DIA per gli impianti con capacità di generazione inferiore a determinate soglie, nonché – per impianti di dimensioni minori – la mera comunicazione di inizio dei lavori (c.d. edilizia libera). In tale contesto, le linee guida hanno individuato con precisione per le differenti tipologie di tecnologia (fotovoltaico, biomasse, eolico, idroelettrico e geotermico) la peculiare procedura autorizzativa da utilizzare di volta in volta: in tal senso, risulta particolarmente rilevante la disposizione di cui all'art. 12 del decreto che chiarisce le condizioni in base alle quali alcuni impianti possono essere realizzati con DIA e altri mediante una semplice comunicazione di inizio dei lavori all'amministrazione competente. Ad esempio, in materia di fotovoltaico, l'art. 12, comma 1, prevede che possano essere realizzati mediante semplice comunicazione gli impianti aderenti o integrati nei tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modifichino la sagoma dell'edificio stesso.

Diversamente, per quanto concerne gli impianti eolici, lo stesso art. 2 al comma 5, stabilisce che sono soggetti al medesimo regime della mera comunicazione quelli installati sui tetti di edifici esistenti e siano composti da singoli generatori con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore a 1 metro.

Per quanto attiene invece alle opere soggette a DIA²⁶¹, l'art. 12 stabilisce che possono essere autorizzati mediante tale strumento gli

²⁶¹ Riprendendo le considerazioni svolte alla nota n. 18 del presente capitolo, è opportuno osservare che, seppur le linee guida siano state approvate successivamente alla legge che ha introdotto la SCIA, nel decreto si continua a parlare di DIA, instillando il legittimo dubbio

impianti fotovoltaici non ricadenti tra quelli per cui è sufficiente la mera comunicazione e che siano collocati sugli edifici e per i quali la superficie complessiva dei moduli non superi quella del tetto sul quale i moduli sono collocati.

Diversamente, per quanto riguarda gli impianti eolici, le linee guida prevedono l'applicazione del regime della DIA agli impianti esclusi dalla disciplina della comunicazione e alle torri anemometriche finalizzate alla misurazione temporanea del vento nel caso in cui si preveda un'attività di rilevazione superiore a 36 mesi.

Il decreto ministeriale, poi, con la norma di apertura della Parte III (art. 13) introduce il principio generale in base al quale, laddove l'installazione dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili non rientri né nel regime della DIA né della comunicazione, è necessario ottenere il rilascio dell'autorizzazione unica da parte della Regione o della Provincia delegata: tali interventi, dunque, avrebbero portata residuale e si porrebbero come eccezione rispetto alla regola generale della DIA ovvero della comunicazione²⁶². L'art. 15 del decreto prevede, in particolare, che l'autorizzazione unica, conforme alla determinazione positiva all'esito ai lavori della Conferenza unificata, sostituisce a tutti gli effetti ogni autorizzazione, nulla osta o atto di assenso comunque denominato di competenza delle amministrazioni coinvolte. Essa costituisce titolo a realizzare ed esercitare l'impianto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili in conformità del progetto approvato e, ove occorra, rappresenta la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza delle opere.

circa l'applicazione al settore delle energie rinnovabili della segnalazione certificata di inizio attività.

²⁶² Sul punto cfr. G. GUZZO, *Le procedure autorizzative nel settore delle energie rinnovabili*, in www.lexitalia.it.

Il procedimento per ottenere l'autorizzazione unica viene disciplinato dagli articoli 13 e seguenti del provvedimento: l'art.13, in primo luogo, stabilisce a pena di improcedibilità i contenuti minimi dell'istanza volta al rilascio del titolo abilitativo. Si specifica che, qualora l'intervento ricada in area vincolata, debba essere allegata la documentazione richiesta dalla normativa di settore. Si osservi, tuttavia, che anche nelle ipotesi in cui l'opera non rientri in una zona tutelata, il proponente è tenuto in ogni caso ad effettuare una comunicazione alle competenti Soprintendenze per verificare la sussistenza di procedimenti di tutela, ovvero di procedure tese all'accertamento della presenza di beni archeologici.

Attesi i costi spesso elevati cui va incontro l'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione nel porre in essere le diverse attività istruttorie necessaria al fine di una completa verifica, è stabilito che le Regioni, con propri provvedimenti, possono eventualmente prevedere degli oneri istruttori a carico dei proponenti in proporzione al valore degli interventi, in una misura che non può, comunque, superare lo 0,03% dell'investimento totale²⁶³.

Secondo quanto prescritto dall'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003, il procedimento prosegue con la convocazione, entro trenta giorni dal ricevimento della richiesta, della Conferenza di Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni competenti. E' prevista, inoltre, la sospensione dei lavori nel caso in cui sia necessario verificare l'assoggettabilità dei lavori alla VIA: in tale caso, i lavori della Conferenza restano sospesi fino a che l'amministrazione competente non abbia emesso apposito provvedimento espresso. Una volta decorso il termine in questione la Conferenza deve pronunciarsi fermo restando che, nel silenzio di

²⁶³ Si tenga inoltre presente che, ai sensi dell'art. 17, comma 3, lettera e) del d.D.R. 380/2001 il contributo di costruzione non è dovuto per i nuovi impianti, lavori, opere, modifiche o installazioni relative alle fonti di energia rinnovabili.

quest'ultima, si procede all'intervento sostitutivo del Presidente del Consiglio dei Ministri. Il procedimento deve concludersi nel termine massimo di centottanta giorni e, nel caso di inosservanza dolosa o colposa di tale termine, le amministrazioni sono tenute al risarcimento del danno di cui all'art. 2-*bis* della Legge n. 241/1990.

L'ultima parte delle linee guida sono interamente dedicate alla definizione dei criteri generali per l'inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio: si tratta, sostanzialmente, di requisiti il cui rispetto determina una valutazione positiva del progetto. Tali requisiti vengono enucleati all'art. 16 del decreto nelle lettere da a) ad h) e sono:

- la buona progettazione degli impianti, comprovata con l'adesione del progettista ai sistemi di gestione della qualità (ISO 9000) e ai sistemi di gestione ambientale (ISO 14000 e/o EMAS);
- la valorizzazione dei potenziali energetici delle diverse risorse rinnovabili presenti nel territorio nonché della capacità di sostituzione delle fonti fossili²⁶⁴,
- il ricorso a criteri progettuali volti a determinare il minor consumo possibile del territorio sfruttando al meglio le risorse disponibili;
- il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche o siti contaminati;
- una progettazione legata alla specificità dell'area in cui viene realizzato l'intervento²⁶⁵;

²⁶⁴ A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, la combustione a fini energetici di biomasse derivate da rifiuti potrà essere valorizzata attuando la co-combustione in impianti esistenti per la produzione di energia alimentati da fonti non rinnovabili (es. carbone), mentre la combustione ai fini energetici di biomasse di origine agricola-forestale potrà essere valorizzata ove tali fonti rappresentano una risorsa significativa nel contesto locale ed un'importante opportunità ai fini energetico-produttivi.

²⁶⁵ Con riferimento alle aree agricole, ad esempio, viene in rilievo l'integrazione dell'impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale sia per quanto attiene la realizzazione che l'esercizio delle unità produttive.

- la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e componenti tecnologiche innovative, volte a realizzare una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse dal punto di vista dell'armonizzazione e dell'inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico;

- il coinvolgimento dei cittadini in un processo di comunicazione ed informazione preliminare all'autorizzazione;

- l'effettiva valorizzazione del recupero dell'energia termica prodotta nei processi di cogenerazione in impianti alimentati da biomasse.

In tale contesto di semplificazione, le Regioni sono chiamate a svolgere importanti funzioni di pubblicità-informazione, dovendo rendere pubbliche, anche attraverso i propri siti *web*, le modalità procedurali per ottenere il titolo abilitativo necessario per realizzare e mettere in esercizio un nuovo impianto. Inoltre, le stesse sono tenute periodicamente a trasmettere ai Ministeri competenti una relazione contenente il numero di richieste pervenute, nonché quelle eluse, e il tempo medio di conclusione dei relativi procedimenti di autorizzazione.

Si badi che, almeno dal punto di vista dell'incidenza procedimentale, le Regioni possono individuare ulteriori forme di semplificazione e coordinamento tra i procedimenti per il rilascio di concessioni di derivazione di acqua pubblica, ovvero di concessioni per lo sfruttamento delle risorse geotermiche, nonché per i procedimenti che confluiscono nel procedimento unico.

5. La Direttiva 2009/28/CE e lo schema di decreto legislativo di recepimento.

Come osservato nel paragrafo dedicato all'analisi dei principali contenuti della Direttiva 2009/28/CE²⁶⁶, essa in relazione alle procedure amministrative, prevede norme volte alla coordinazione – fatte salve le ovvie differenze degli apparati amministrativi – delle discipline nazionali dei singoli Stati membri, e alla semplificazione ad accelerazione dei procedimenti di autorizzazione connessi alla realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

In ottemperanza a quanto previsto dalla Legge delega del 4 giugno 2010, n. 42 (c.d. Legge Comunitaria 2009), il Consiglio dei Ministri, nei primi giorni del dicembre 2010, ha approvato uno schema di decreto di recepimento della direttiva che, attualmente, è in discussione presso le Commissioni parlamentari di riferimento.

La bozza di provvedimento, accanto alle disposizioni di riordino del sistema di incentivazione alle fonti rinnovabili (tematica sulla quale ci si soffermerà nei paragrafi che seguono), contiene una serie di norme dedicate alle procedure autorizzative²⁶⁷.

L'art. 4 sancisce, in via generale, il carattere speciale dei procedimenti autorizzativi per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile: la peculiarità di tali procedimenti, infatti, è motivata dalla necessità di procedure semplificate, accelerate ed adeguate alle differenti tipologie di impianto al fine di rispettare gli obiettivi vincolanti al 2020.

²⁶⁶ Cfr. paragrafo 5 del Capitolo I del presente lavoro.

²⁶⁷ Cf. in particolare il Titolo II, Capo I dello schema di decreto.

Preliminarmente alla disamina dettagliata delle previsioni contenute nello schema, occorre premettere che l'analisi delle norme *ivi* contenute segue la lettura coordinata delle disposizioni di cui alle linee guida nazionali di cui si è ampiamente trattato nel paragrafo che precede.

Sulla base di tale presupposto, l'art. 4 conferma la disciplina dell'autorizzazione unica prevista all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e contestualmente introduce una procedura abilitativa semplificata (c.d. PAS). Accanto alla previsione dei due suddetti regimi di autorizzazione, inoltre, il provvedimento conferma la disciplina della mera comunicazione per le tipologie di impianti la cui realizzazione è considerata attività di edilizia libera dalle linee guida e dal D.Lgs. n. 387/2003.

La procedura dell'autorizzazione segue le norme di cui all'art. 12 del D.Lgs. n. 387/2003 con l'unica novità rappresentata dalla fissazione di un termine di conclusione di centottanta giorni comprensivi della procedura di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale nel caso in cui tale procedimento si concluda con l'esclusione della VIA; diversamente, nell'ipotesi in cui il procedimento di verifica di assoggettabilità alla VIA abbia esito positivo, il procedimento unico deve svolgersi entro il termine perentorio di novanta giorni al netto dei tempi previsti per l'emanazione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale. Secondo quanto prescritto al comma 1 dell'art. 5 della bozza, l'autorizzazione unica si applica, escluse le ipotesi di applicazione della procedura abilitativa semplificata e della mera comunicazione, a tutti gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio delle unità produttive, nonché alle modifiche sostanziali agli impianti stessi. Per quanto attiene la classificazione degli interventi di modifica, inoltre, il comma 3 della medesima norma rimanda ad un successivo decreto per la puntuale

individuazione²⁶⁸ degli interventi ritenuti sostanziali e, dunque, assoggettati al regime dell'autorizzazione unica. Fino all'emanazione di tale decreto, non sono considerati sostanziali – e dunque sono esclusi dall'alveo della disciplina in esame – gli interventi di modifica da realizzarsi sugli impianti fotovoltaici, idroelettrici, o eolici esistenti che non comportino variazioni delle dimensioni fisiche delle apparecchiature, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti.

Accanto all'autorizzazione unica, come anticipato, lo schema di decreto introduce una procedura abilitativa semplificata che sostituisce la DIA prevista dal D.Lgs. n. 387/2003 di cui si è trattato nei precedenti paragrafi. La nuova procedura consisterebbe in una dichiarazione che il proprietario dell'immobile (o chi abbia la disponibilità) interessato dalla realizzazione dell'impianto presenta al Comune almeno trenta giorni prima che abbiano inizio i lavori e che deve essere corredata da una relazione firmata da un progettista abilitato e dagli elaborati tecnici attestanti la conformità del progetto agli strumenti urbanistici e ai regolamenti edilizi vigenti. Contestualmente alla presentazione della dichiarazione relativa alle opere di realizzazione dell'impianto, devono essere presentati gli allegati tecnici per la connessione redatti dal Gestore della Rete: qualora sia previsto il rilascio dell'autorizzazione per le opere di connessione da parte di un'amministrazione diversa da quella comunale, è necessario acquisirla d'ufficio o provvedere all'indizione di una conferenza di servizi entro venti giorni dalla presentazione della dichiarazione.

Se nei trenta giorni successivi alla presentazione della dichiarazione l'amministrazione non presenta motivata opposizione, l'attività di costruzione può essere avviata. Nel caso in cui, diversamente,

²⁶⁸ La norma conferma il regime del rinnovo dell'autorizzazione unica per le modifiche individuate come sostanziali dal D.Lgs. n. 152/2006.

l'amministrazione competente si opponga, il soggetto interessato ha facoltà di ripresentarla con le modifiche e le integrazioni suggerite.

Qualora le autorizzazioni di amministrazioni diverse dal Comune, preposte alla tutela ambientale o paesaggistica non siano allegate alla dichiarazione, l'ufficio comunale indice una Conferenza di servizi ed il termine di trenta giorni inizia a decorrere dal momento della deliberazione da parte della Conferenza. La realizzazione dell'intervento deve essere ultimata entro tre anni dal perfezionamento della procedura abilitativa: nel caso di ultimazione parziale la parte dei lavori non completati è soggetta alla presentazione di una nuova dichiarazione. A conclusione dei lavori, infine, un tecnico abilitato deve rilasciare un certificato di avvenuto collaudo che attesti la conformità dell'opera realizzata al progetto presentato con la dichiarazione.

Per quanto attiene all'ambito di applicazione della procedura semplificata, l'art. 6, comma 1 dello schema di decreto prevede che ad essa si ricorra nei casi previsti ai paragrafi 11 e 12 delle linee guida: (a) impianti solari fotovoltaici collocati sugli edifici la cui superficie non superi quella del tetto su cui sono installati; (b) impianti alimentati da biomasse, gas di scarico, gas residuati da processi di depurazioni operanti in regime di cogenerazione a determinate condizioni²⁶⁹; (c) impianti eolici non integrati e aventi capacità di generazione inferiore a 60 kW e (d) impianti idroelettrici e geotermoelettrici che abbiano capacità di generazione inferiore a 100 kW. La medesima norma dispone che le Regioni e le Province autonome, nell'ambito della propria potestà legislativa, possono estendere la procedura semplificata agli impianti di potenza nominale fino a 1 MW prevedendo,

²⁶⁹ Operanti in assetto cogenerativo e aventi una capacità di generazione massima inferiore a 1000 kWt (piccola cogenerazione), ovvero non operanti in regime di cogenerazione ed aventi capacità di generazione inferiore rispettivamente a 200 kW per gli impianti alimentati da biomasse e 250 kW per quelli alimentati da gas di scarico o residuati da processi di depurazione.

altresì, i casi in cui, essendo necessarie autorizzazioni da parte di amministrazioni diverse da quella comunale, la realizzazione degli impianti rimane soggetta alla disciplina dell'autorizzazione unica.

L'ultimo comma dell'art. 6 dello schema di decreto, infine, prevede il regime della mera comunicazione per le opere già soggette a tale disciplina ai sensi di quanto stabilito nelle linee guida. Tale regime si applica ad una serie di tipologie di impianti tassativamente individuate: (a) impianti fotovoltaici aderenti o integrati sui tetti di edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi e la cui superficie non sia superiore a quella dei tetti su cui vengono realizzati; (b) impianti fotovoltaici realizzati su edifici esistenti o su loro pertinenze, aventi capacità di generazione compatibile con quella dello scambio sul posto e non ricadenti in zone urbane aventi carattere storico, artistico o di particolare pregio industriale; (c) impianti alimentati da biomasse, gas di scarico o residui da processi di depurazione operanti in assetto di microgenerazione²⁷⁰, ovvero realizzati in edifici esistenti²⁷¹ ed aventi una capacità di generazione compatibile con quella dello scambio sul posto; (d) impianti eolici installati su tetti di edifici esistenti con generatori di altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e di diametro non superiore a 1 metro e non rientranti nel campo di applicazione del Codice dei Beni Culturali; (e) impianti idroelettrici e geotermici realizzati in edifici esistenti ed aventi capacità di generazione compatibile con quella dello scambio sul posto.

Analogamente a quanto previsto per la procedura semplificata, le Regioni e le Province autonome possono estendere il regime della

²⁷⁰ Ovvero con capacità di generazione massima inferiore a 50 kW.

²⁷¹ A condizione che non alterino i volumi e le superfici, non comportino modifiche delle destinazioni di uso, non riguardino le parti strutturali dell'edificio, non aumentino il numero delle unità immobiliari e non implicino incremento dei parametri urbanistici.

comunicazione ai progetti di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW, nonché agli impianti fotovoltaici e solari termici di qualsivoglia potenza da realizzare su edifici esistenti.

Una volta brevemente descritte le principali innovazioni presenti nelle norme introdotte dalla bozza di decreto, può innanzitutto osservarsi come esse risultino particolarmente innovative sia sotto il profilo della semplificazione delle procedure autorizzative, sia sotto il profilo della *governance* istituzionale Stato-Regione in tale settore.

Per quanto attiene al profilo della semplificazione amministrativa occorre, infatti, osservare che la nuova disciplina fa rientrare nell'alveo della procedura semplificata l'autorizzazione di interventi aventi una soglia di potenza nominale che precedentemente sarebbero ricaduti sotto l'egida del procedimento unico che, per quanto semplificato, è certamente connotato da tempi più lunghi e da modalità operative in grado di garantire maggiore attenzione ai diversi interessi pubblici coinvolti.

Parte II

La riforma del sistema di incentivazione per le fonti rinnovabili nel settore elettrico

1. Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili.

Come rilevato nel Capitolo I, la Direttiva 2009/28/CE ha stabilito un quadro comune per la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e ha fissato obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di

energia “verde” sul consumo finale lordo e per quella da impiegare nel settore dei trasporti²⁷².

Secondo quanto previsto dalla suddetta Direttiva, ogni Stato membro avrebbe dovuto adottare un Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili al fine di fissare gli obiettivi in termini di consumo di energia elettrica nel settore dei trasporti, dell’elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto anche di altre misure relative all’efficienza energetica.

Lo scorso luglio, seppur con lieve ritardo rispetto al termine previsto dalla Direttiva (30 giugno 2010), il Governo italiano ha inviato alla Commissione Europea il Piano di Azione Nazionale²⁷³.

Con tale provvedimento il Governo ha inteso, in primo luogo, delineare le finalità della politica energetica nazionale nel settore delle rinnovabili, individuando come obiettivi prioritari la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e la riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti. Al fine del raggiungimento di tali obiettivi, il documento disegna le principali linee di azione che si articolano, sostanzialmente, sui due piani della *governance* istituzionale e delle politiche settoriali.

Sotto il primo profilo la strategia nazionale si articola principalmente nel coordinamento tra la politica energetica e le politiche industriali ed ambientali e la condivisione degli obiettivi con le Regioni²⁷⁴, in modo da favorire l’armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica.

Con riferimento, invece, al profilo della politica settoriale le linee di azione sono delineate sulla base del peso di ciascuna area di intervento sul

²⁷² Sul punto si rimanda alle considerazioni svolte nel paragrafo 5 del Capitolo I del presente lavoro.

²⁷³ Il Piano di Azione Nazionale per le rinnovabili è consultabile sul sito istituzionale del Ministero dello Sviluppo Economico.

²⁷⁴ Attraverso il c.d. *burden sharing* regionale, ovvero l’attribuzione di specifici obblighi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in capo a ciascuna Regione in ragione delle specifiche potenzialità di sviluppo delle differenti tecnologie.

consumo energetico lordo complessivo. A tal proposito il documento individua tre specifici settori di intervento: i consumi finali per il riscaldamento/raffreddamento²⁷⁵, quelli finali nel settore dei trasporti²⁷⁶ e, infine, quelli finali di energia²⁷⁷.

Per quanto maggiormente interessa ai fini del presente lavoro, occorre osservare che lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica rimane una linea di azione strategica nell'ambito della politica energetica nazionale e, affinché la percentuale dei consumi elettrici coperti da tali fonti possa assumere livelli adeguati, è necessario che il sistema elettrico si allinei alla crescita della potenza installata. A tal fine, il documento individua una serie di misure che l'Italia dovrà adottare, tra cui: (a) accelerazione dei tempi di sviluppo delle reti elettriche e delle infrastrutture al collegamento alla rete di trasporto degli impianti alimentati da fonti rinnovabili; (b) sviluppo di sistemi di stoccaggio/accumulo dell'energia in modo da poter ottimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per l'intero potenziale a disposizione, superando le problematiche connesse alla natura intermittente di alcune fonti; (c) adeguamento delle reti di distribuzione, anche attraverso la realizzazione delle c.d. reti intelligenti

²⁷⁵ Tali consumi, pur rappresentando una porzione molto rilevante di quelli finali nazionali, sono caratterizzati da scarso impiego di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di tali consumi rappresenta una linea di azione di primaria importanza da perseguire con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili. Tra le prime rientrano l'implementazione di reti di teleriscaldamento e la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore. Con riguardo alle seconde sono necessarie misure aggiuntive per promuovere l'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare negli edifici concorrendo, così, anche al miglioramento dell'efficienza energetica.

²⁷⁶ Il consumo di carburante nel settore dei trasporti rappresenta la seconda grandezza nel consumo finale di energia. Anche in tale settore le linee di intervento devono essere mirate al miglioramento dell'efficienza energetica.

²⁷⁷ I consumi di energia elettrica rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale lordo. Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre il 50%) e dunque la riduzione dell'apporto della generazione termica, attraverso una maggiore quota rinnovabile, riduce il fabbisogno di energia primaria.

(*smart grids*) che possano erogare servizi di accumulo dell'energia elettrica prodotta di cui possono fruire i produttori qualora non potessero disporre di strumenti di accumulo nel sito di produzione. Sulla base di tali strategie di azione, il Piano di Azione ha stabilito che, al fine di raggiungere l'obiettivo del 17% di consumo energetico da fonti rinnovabili al 2020 imposto dalla Direttiva 2009/28/CE, l'Italia dovrà assicurare un consumo di energia elettrica prodotta da tali fonti pari a 99 TWh.

In tale prospettiva, il documento interviene anche sul sistema di incentivazione alle fonti rinnovabili, da un lato, constatando l'inidoneità delle sole misure attualmente vigenti e, dall'altro, affermando la necessità di intervenire al fine di adattare i regimi di sostegno ad una realtà economica ed energetica in continua evoluzione. I sistemi di incentivazione attuali hanno dimostrato di essere in grado di sostenere una crescita costante del settore, garantendo – nonostante le frequenti modifiche del quadro normativo di riferimento – sufficiente prevedibilità nelle condizioni di ritorno dell'investimento. D'altra parte, tuttavia, gli scenari di forte crescita e, come detto, gli obiettivi specifici propri del settore elettrico richiedono una visione di lungo termine ed una capacità, oltre che di razionalizzare gli incentivi attuali sulla base dei costi delle tecnologie, anche di promuovere benefici sul piano produttivo in una logica di riduzione progressiva degli oneri e di sempre maggiore efficienza rispetto al costo di produzione convenzionale. Per alcune tecnologie e segmenti del mercato, inoltre, è possibile il raggiungimento in pochi anni della c.d. *grid parity*²⁷⁸, fattore che richiede anche una revisione dei livelli di incentivazione.

In tal senso, è particolarmente rilevante l'effetto che avrà la politica di riduzione delle emissioni di CO₂: la modifica del sistema di assegnazione

²⁷⁸ La *grid parity* è un insieme di condizioni economiche caratterizzate dalla coincidenza del costo del kWh fotovoltaico con il kWh prodotto dalle fonti convenzionali per tutte le categorie di utenti e per tutte le fasce orarie.

delle quote di CO₂ al settore termoelettrico per il periodo post-Kyoto, a partire dal 2013, potrebbe incidere sul livello dei prezzi dell'elettricità e influire, dunque, sulla valorizzazione dell'energia rinnovabile sul mercato, riducendo la necessità di un livello eccessivamente “spinto” di incentivazione²⁷⁹.

In tale contesto, le principali azioni previste dal Piano di Azione Nazionale consistono essenzialmente: nell'incremento della quota minima di energia elettrica da fonti rinnovabili da immettere sul mercato, con tempi e modi coerenti con i traguardi europei; nella revisione periodica degli strumenti di sostegno in modo tale da tenere in debito conto l'attesa riduzione dei costi delle tecnologie; nella modulazione degli incentivi in modo coerente con le diverse esigenze della produzione (quale, ad esempio, la localizzazione degli impianti).

2. Il nuovo regime di incentivazione proposto dallo schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2009/28/CE.

Come rilevato nella premessa del presente capitolo, lo schema di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, accanto alle disposizioni in materia di autorizzazione alla realizzazione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, contiene una serie di norme (Titolo V, Capo I e ss.)

²⁷⁹ Dal 2013, infatti, superando l'attuale meccanismo di allocazione gratuita, entrerà in vigore il sistema di acquisto a titolo oneroso delle quote di emissione di CO₂ associate al processo di produzione di energia termoelettrica. Ciò determinerà che il produttore termoelettrico tenderà a ribaltare sul prezzo dell'energia l'imposizione dell'onere ambientale. Sul meccanismo delle aste nel c.d. sistema ETS III° periodo si ritornerà nei paragrafi successivi, nell'ambito della trattazione delle problematiche applicative del regime transitorio previsto dallo schema di decreto.

espressamente dedicate alle misure di sostegno all'energia elettrica prodotta da tali fonti.

La principale novità introdotta dal provvedimento è senza dubbio rappresentata dalla previsione del superamento del sistema dei certificati verdi e della sua definitiva sostituzione con un meccanismo di tariffe ed aste.

Secondo quanto stabilito nella bozza (giova ricordarlo, attualmente ancora in discussione presso le competenti Commissioni parlamentari), gli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 dicembre 2012 riceveranno gli incentivi previsti dalla normativa vigente, ovvero i CV o la tariffa onnicomprensiva. Per le unità produttive che entreranno in esercizio successivamente a tale data, invece, è previsto il passaggio ad un sistema tariffario di tipo *feed-in premium*²⁸⁰ con una differenziazione dei meccanismi attributivi dell'incentivo in base alla potenza nominale dell'impianto.

L'art. 22, commi 8 e 9, dello schema di decreto prevede due distinti meccanismi di riconoscimento della misura di sostegno a seconda che l'impianto abbia una potenza inferiore o superiore a 5 MW. In particolare, per le unità produttive che rientrano in una soglia di potenza fino a 5 MW²⁸¹ il livello di incentivazione è fissato *ex lege*, attraverso l'applicazione di una tariffa costante per tutto il periodo di diritto, pari alla vita media utile convenzionale delle specifiche tipologie di impianto.

Per le unità di produzione aventi potenza superiore a 5 MW, al contrario, il Ministero dello Sviluppo Economico sarà chiamato a definire un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tipologia di

²⁸⁰ Il produttore che vende sul mercato energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili riceve, in aggiunta al prezzo di vendita, un premio tariffato aggiuntivo.

²⁸¹ Il medesimo regime incentivante è applicato, a prescindere dalla taglia dell'impianto, alle unità produttive alimentate da biogas, bioliquidi sostenibili e biomasse.

impianto, e l'incentivo verrà riconosciuto attraverso un sistema di aste al ribasso gestite dal Gestore dei Servizi Energetici. In altri termini, i produttori, attraverso l'espletamento delle procedure di asta, competono per l'assegnazione di un premio tariffario per i singoli progetti da incentivare. La disciplina prevede, inoltre, che il Ministero dello Sviluppo Economico possa, in qualunque momento, decidere di incrementare la soglia dei 5 MW per l'accesso al meccanismo di asta, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione nazionale. Allo scopo di rendere sempre più efficiente il sistema di incentivazione, inoltre, lo schema prevede alcune specifiche prescrizioni in relazione alle differenti tipologie di fonte²⁸².

Per quanto attiene ai soggetti beneficiari del nuovo sistema di incentivazioni, l'art. 22 del provvedimento in esame prevede che, a partire dal 2013, potranno accedere alle misure di sostegno esclusivamente gli impianti di nuova costruzione, quelli realizzati a seguito di integrale ricostruzione, gli impianti ripotenziati (limitatamente alla producibilità aggiuntiva) e le centrali ibride. A differenza del regime precedente, dunque, risulterebbero esclusi dal perimetro delle incentivazioni le opere di mero rifacimento²⁸³ degli impianti. Tuttavia, in ordine agli impianti che – pur essendo alimentati da fonti rinnovabili – non rientrano nel regime incentivante, è previsto in ogni caso il riconoscimento di prezzi minimi garantiti. Laddove, in pratica, la partecipazione al mercato elettrico non risulti sufficiente a garantire la sostenibilità economica dell'impianto, trova

²⁸² Per quanto attiene alle biomasse, ad esempio, il livello delle tariffe deve essere stabilito in modo da favorire l'utilizzo prioritario di quelle legnose per la produzione di energia termica e dei bioliquidi sostenibili per il settore dei trasporti, favorendo così un utilizzo più efficiente delle biomasse da un punto di vista energetico.

²⁸³ Si tratta di tutte quelle opere che vengono realizzate sulla struttura (e in particolare sui macchinari) degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici e che, in alcuni casi, possono incrementarne la produttività.

applicazione il regime dei prezzi minimi, consistente in una mera integrazione dei ricavi derivanti dalla normali attività di mercato, finalizzata a garantire per lo meno la copertura dei costi di impianto.

Per evidenti ragioni di equità e di razionale utilizzo della finanza pubblica, lo schema dispone, infine, il divieto di cumulabilità dei nuovi meccanismi di sostegno con altre forme di incentivazione pubblici, ad eccezione dei fondi di garanzia e dei fondi di rotazione, considerati compatibili con l'incentivazione tramite tariffa. E' previsto, inoltre, che la tariffa possa essere cumulata ad incentivi pubblici in conto capitale, purchè non sia superata la soglia del 40% del costo dell'investimento per impianti con potenza non superiore a 200 kW, del 30% per impianti con potenza superiore a 1 MW e del 10% per impianti con potenza superiore a 10 MW.

3. La gestione del regime di transizione dai certificati verdi al sistema tariffato.

Come rilevato nel precedente paragrafo, lo schema di decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE contempla un nuovo regime di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili che, in sostituzione del meccanismo dei certificati verdi, prevede la corresponsione a favore dei nuovi impianti di una tariffa costante per tutta la vita media utile dei medesimi, definita in misura convenzionale in base alla tecnologia utilizzata. In virtù di quanto stabilito dalla bozza di provvedimento, inoltre, la puntuale quantificazione dell'incentivo e le concrete forme di erogazione del medesimo sono rimesse a successivi decreti del Ministero dello Sviluppo Economico, mentre la definizione delle modalità di reperimento

delle risorse necessarie alla copertura dei relativi oneri è affidata all’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas. A tale riguardo la bozza chiarisce, all’art. 22, comma 7, che tali oneri debbano trovare copertura “*nel gettito della componente A3²⁸⁴ delle tariffe dell’energia elettrica*”: ciò significa, dunque, che tali spese non andranno più a gravare sui produttori di energia elettrica da fonti tradizionali, bensì verranno sostenute dal sistema nel suo complesso.

Tale meccanismo di incentivazione, come detto, si applicherà esclusivamente agli impianti che abbiano ricevuto la qualifica IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) e siano entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 (art. 22, comma 1); diversamente, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012 (oppure, nel caso di rifacimenti di idroelettrici o geotermoelettrici, prima del 31 dicembre 2014) continuano ad operare gli incentivi attualmente vigenti (art. 23, comma 1).

Si badi, tuttavia, che il sistema dei certificati verdi per gli impianti preesistenti (ovvero per quelli entranti in esercizio prima del 31 dicembre 2012) non è in ogni caso destinato a trovare applicazione per l’intero periodo per il quale il titolare dell’impianto avrebbe diritto al riconoscimento degli stessi. A tal proposito, infatti, l’art. 22, comma 5, lettera c) della bozza, demanda a successivi decreti ministeriali la definizione “*delle modalità con le quali il diritto a fruire dei certificati verdi per gli anni successivi al 2015, anche da impianti non alimentati da fonti rinnovabili, è commutato nel diritto al accedere, per il residuo periodo di*

²⁸⁴ La voce A3 della bolletta elettrica rappresenta il contributo che ciascun consumatore finale di energia elettrica è tenuto a versare per il sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili. In base al meccanismo introdotto dalla bozza di decreto, dunque, l’erogazione di tale componente andrà ad incrementare la tariffa che verrà corrisposta ai titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

diritto, ad un incentivo”, ricadente tra quelli previsti dallo schema, in modo da garantire la redditività degli investimenti.

Dalla lettura della norma, dunque, si evince l'intenzione di superare gradualmente il sistema dei certificati verdi, escludendo dall'ambito di applicazione del meccanismo prima gli impianti in via di realizzazione destinati ad entrare in funzione a partire dal 31 dicembre 2012 e poi tutti gli impianti esistenti al 31 dicembre 2015.

Anche sul versante del finanziamento delle forme di incentivazione previgenti, lo schema di decreto prevede un meccanismo di gradualità in base al quale, fino al 2015, i costi dei certificati verdi continueranno a gravare su impianti da fonte convenzionale attraverso il mantenimento della quota di obbligo²⁸⁵. A tal proposito, con una formulazione testuale non del tutto lineare – sulla quale si auspica, peraltro, un chiarimento prima della definitiva approvazione della bozza di decreto – è previsto che *“a partire dal 2013, la quota di obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, si riduce linearmente in ciascuno degli anni successivi, a partire dal valore assunto per l'anno 2012 in base alla normativa vigente, fino ad annullarsi per l'anno 2015”*. Contestualmente, l'art. 23 dello schema di decreto prevede l'abrogazione della disposizione di cui all'art. 4, comma 1 del D.Lgs. n. 387/2003, in base alla quale si sarebbero dovuti stabilire ulteriori incrementi della quota di obbligo per gli anni successivi al 2012.

Dal combinato disposto delle due norme, dunque, si evince che fino al 2012 la quota d'obbligo continuerà a crescere, raggiungendo la soglia del 7, 55% (come attualmente previsto dalla Finanziaria 2008), per incrementarsi ancora nel 2013 (*“a partire dal 2013 [...] si riduce*

²⁸⁵ Per il funzionamento del meccanismo dei certificati verdi e, in particolare sull'imposizione della quota d'obbligo sui produttori di energia elettrica da fonti convenzionali, si rinvia a quanto osservato al paragrafo 2.1 del Capitolo III.

linearmente per ciascuno degli anni successivi”) fino ad azzerarsi al termine del 2014 (*“fino ad annullarsi per l’anno 2015”*).

Ad una prima lettura delle disposizioni in esame, si può immediatamente osservare come l’applicazione delle previsioni *ivi* contenute determinerebbero un ingiustificato disallineamento tra la data di avvio dello “smantellamento” del sistema dei certificati verdi (fissato, come si è detto, al 31 dicembre 2012) e la data di avvio della riduzione della quota di obbligo (31 dicembre 2013). A tal proposito, infatti, appare del tutto ingiustificata – atteso l’imminente superamento del sistema dei certificati verdi – una disposizione che continui a prevedere l’incremento dell’obbligo stabilito dalle precedenti normative: tale impostazione, infatti, risale ad un momento nel quale il sistema dei certificati verdi appariva l’unico strumento preposto al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. Dal momento che l’intenzione sottesa al recepimento della Direttiva europea è quella di introdurre nuovi strumenti finalizzati al raggiungimento di tali obiettivi non si comprende l’esigenza di mantenere inalterata la previsione dell’incremento dell’obbligo, la cui entità – come si è già avuto modo di osservare – incide non poco sul bilancio delle aziende produttrici di energia da fonte convenzionale e, conseguentemente, rappresentando questi ultimi la maggioranza, sull’intero settore.

Inoltre, e più in generale, occorre rilevare come la previsione del mantenimento dei certificati verdi, senza alcun contestuale intervento sul regime delle esenzioni, continui a far gravare soltanto su una parte degli operatori (appartenenti, per l’appunto, alle categorie dei non esentati) i costi dell’incentivazione delle fonti rinnovabili, accentuando così gli effetti distorsivi che si realizzano sul mercato all’ingrosso dell’energia elettrica all’ingrosso (sul punto v. par. seguente).

4. (Segue) Gli effetti dell'applicazione del regime dell'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi.

Come accennato nel paragrafo precedente, il mantenimento del sistema dei certificati nel periodo di transizione destinato a portare alla sola applicazione del meccanismo di tariffa, determina il dispiegarsi di effetti di alterazione della concorrenza sul mercato all'ingrosso dell'energia a causa dell'indebito vantaggio competitivo che esso garantisce alle produzioni esentate dall'obbligo di acquisto degli stessi.

Al fine di analizzare le problematiche connesse all'applicazione di tale regime, occorre ricordare che il decreto Bersani (D.Lgs. n. 79/99), istitutivo del sistema dei certificati verdi, ha previsto che (art. 11, comma 2) la produzione di energia elettrica rinnovabile non-IAFR²⁸⁶ e l'energia prodotta da impianti operanti in regime di cogenerazione non fossero obbligati all'acquisto dei certificati verdi. Gli impianti non-IAFR, ad oggi, sono costituiti principalmente da quelli idroelettrici nella titolarità dell'*incumbent*²⁸⁷: tali impianti, pur se alimentati da fonti rinnovabili, non ricevono i certificati verdi, poiché – in quanto entrati in esercizio successivamente alla loro istituzione – non sono ricompresi nei “nuovi”

²⁸⁶ Si tratta degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che non abbiano ricevuto la qualifica IAFR dal Gestore dei Servizi Energetici e che siano entrati in esercizio anteriormente all'entrata in vigore del Decreto Bersani, ovvero prima del 1 aprile 1999.

²⁸⁷ Si tratta del soggetto che detiene la maggioranza delle quote di un mercato. Per quanto attiene al mercato elettrico nazionale, più specificamente, questi è rappresentato dall'ex monopolista che, a dieci anni dal processo di liberalizzazione del settore, continua a svolgere sul mercato un ruolo predominante.

impianti di cui era necessario promuovere lo sviluppo. Per quanto attiene, invece, alla cogenerazione, essa è soggetta al regime delle esenzioni poiché connotata da una forte valenza ambientale positiva: tale tecnologia, infatti, è in grado di assicurare *“un significativo risparmio di energia primaria rispetto alle produzioni separate delle stesse quantità di energia elettrica e termica, riducendo le conseguenze ambientali negative”*²⁸⁸.

Alla luce della conferma di tale regime nello schema di decreto di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, appare necessario procedere ad una verifica circa la legittimità dell'attuale sistema dei certificati verdi, relativamente agli aspetti connessi alla disciplina delle esenzioni.

Al riguardo può innanzitutto osservarsi che l'esenzione – pur non potendo essere definita come un incentivo in senso stretto (poiché non destinata ad incrementare lo sviluppo di una determinata attività) – rappresenta per i destinatari un sostegno economico derivante proprio dal non dover sostenere un onere che diversamente si sarebbe dovuto sopportare. Ciò premesso, al fine di comprendere appieno gli effetti che derivano sul mercato dall'applicazione del regime delle esenzioni, occorre prendere le mosse da una serie di considerazioni generali che ne delineano il contesto di operatività.

In linea generale, lo scopo dell'attribuzione dei certificati verdi, in coerenza con la disciplina comunitaria, dovrebbe essere quello di garantire agli operatori il recupero dei costi sostenuti, attraverso l'ottenimento di un'entrata aggiuntiva pari alla differenza tra il costo di produzione e il prezzo di mercato²⁸⁹. Il fine ultimo, come più volte evidenziato, è quello di

²⁸⁸ Cfr. Delibera Aeeg, 19 marzo 2002, n. 42.

²⁸⁹ Nel caso di specie, la misura incentivante è destinata ad operare unicamente in relazione agli impianti di nuova realizzazione: a fronte di ciò, dunque, essa è essenzialmente rivolto a favorire il recupero di quella voce di costo rappresentata dall'ammortamento degli investimenti effettuati. Del resto, proprio questa sembra essere la voce di costo

favorire il progressivo incremento della produzione energetica da fonti rinnovabili nella prospettiva del raggiungimento degli obiettivi europei vincolanti. Per valutare se il mezzo adottato sia o meno idoneo rispetto a tale scopo, è necessario tenere in considerazione non solo gli effetti diretti dell'incentivo, ma anche alcuni benefici indiretti che derivano dalla redditività, particolarmente elevata, di cui gli impianti rinnovabili godono sul mercato dell'energia²⁹⁰. La reale incidenza dell'incentivo in questione, dunque, andrebbe valutata anche alla luce di tale circostanza, prendendo cioè in esame il cumulo tra gli effetti diretti della misura e gli effetti indiretti derivanti dalla suo combinarsi con dinamiche di mercato²⁹¹: in tale sede, come anticipato, si intende considerare la rilevanza degli effetti indiretti che il meccanismo dei certificati verdi genera nei confronti degli impianti esentati dall'obbligo di acquisto.

Come già ricordato, le principali categorie che beneficiano del regime dell'esenzione sono rappresentate dagli impianti idroelettrici entrati in esercizio prima del 1 aprile 1999 e da quelli cogenerativi. Con riguardo alla prima tipologia si impone, in prima luogo, una valutazione di carattere generale, inerente la congruità e ragionevolezza della stessa previsione di una forma di esenzione alla luce della *ratio* che dovrebbe risiedere alla base

maggiormente significativa, mentre gli altri oneri di esercizio appaiono, nel complesso, scarsamente impattanti.

²⁹⁰ Ciò in ragione dell'applicazione del meccanismo del *System Marginal Price* in base al quale il prezzo marginale viene generalmente fissato da impianti termoelettrici: esso, dunque, incorpora una serie di costi (connessi all'acquisto dei combustibili e agli oneri ambientali) che gli impianti rinnovabili non hanno la necessità di sostenere. Proprio per tale ragione, il prezzo formatosi sul mercato, che viene corrisposto a tutti coloro che abbiano effettuato offerte inferiori, è in grado di generare per operatori esercenti gli impianti rinnovabili un alto flusso di ricavi. In generale sul funzionamento del mercato elettrico cfr. A. CRISMANI, E.FONDA, *Il funzionamento del mercato elettrico. Considerazioni alla luce del cd. decreto anti-crisi d.l. n. 185/2008, della sua legge di conversione l. n. 2/2009 e del decreto di attuazione d.m. 29 aprile 2009*, in www.giustamm.it.

²⁹¹ Sul punto cfr. Decisione Commissione UE, 19 maggio 2004, 2005/217/CE, "Decisione della Commissione relativa alle misure attuate dalla Danimarca a favore di TV2/Denmark, punti 109 ss.

della concessione di incentivi alle fonti rinnovabili. Potrebbe infatti sostenersi che, essendo il fine ultimo delle diverse forme di sostegno accordate alle energie rinnovabili riconducibile alla necessità di favorire la creazione e lo sviluppo di nuova capacità di generazione, in grado di contribuire al perseguimento degli obiettivi europei al 2020, concedere vantaggi economici ad impianti già esistenti appare se non altro poco coerente: l'energia prodotta da tali impianti, infatti, è già ricompresa nella quota di produzione energetica proveniente da fonti alternative e, dunque per quanto incentivata, non potrebbe in alcun modo contribuire al suo ulteriore incremento. Tale incremento, eventualmente, potrebbe avvenire esclusivamente attraverso la realizzazione di interventi di ripotenziamento, i quali sarebbero, tuttavia, comunque incentivati mediante il rilascio di certificati verdi in virtù di quanto previsto dal D.M. 18 dicembre 2008.

In altre parole, con riferimento agli impianti già esistenti (al di là della descritta ipotesi di ripotenziamento) non si potrebbe nemmeno astrattamente configurare quello specifico comportamento che dovrebbe costituire il reale oggetto dell'incentivazione, ossia la realizzazione di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili.

In realtà, come già rilevato, l'esenzione non rappresenta un incentivo in senso stretto, costituendo semmai una generica misura di sostegno economico. Proprio in ragione di ciò essa non risponderebbe tanto alla *ratio* di favorire l'incremento della produzione rinnovabile, quanto piuttosto a quella di assicurare la redditività (e dunque il mantenimento) della capacità di generazione già esistente che, comunque, contribuirebbe al raggiungimento degli obiettivi vincolanti. Sotto tale profilo, dunque, il regime dell'esenzione potrebbe risultare di ragionevole applicazione.

Tuttavia si pone, in ogni caso, un problema di mancanza di proporzionalità delle misure di intervento adottate dal legislatore in quanto

l'elevata remuneratività che connota le produzioni esentate – in virtù dei costi bassi di produzione - sarebbe di per sé sufficiente a garantire il mantenimento della loro capacità di generazione, rendendo ogni ulteriore misura di sostegno potenzialmente idonea a generare un eccesso di compensazione.

Infine, è opportuno rilevare che l'applicazione dell'esenzione agli impianti non-IAFR determina alcuni ulteriori effetti discriminatori, favorendo in misura significativa un operatore (*l'incumbent*) il quale, pur avendo ceduto ai nuovi entranti parte dei propri *assets*, resta titolare della maggior parte degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (come già detto, principalmente impianti idroelettrici) entrati in esercizio precedentemente al 1999. Tale circostanza, dunque, finisce per conferire all'*incumbent* un significativo ed indebito vantaggio competitivo sul mercato all'ingrosso.

Passando alla trattazione dell'esenzione a favore della cogenerazione, deve rilevarsi, in primo luogo, la validità delle medesime considerazioni svolte in merito alla ragionevolezza del meccanismo dell'esenzione in generale. Come osservato, infatti, lo scopo ultimo degli incentivi concessi è quello di favorire l'incremento della produzione di energia rinnovabile, al fine ultimo di garantire il raggiungimento del *target* del 20% di produzione da fonte rinnovabile entro il 2020. Ebbene, è pacifico che la cogenerazione non può propriamente essere ricompresa fra le fonti rinnovabili in quanto – nonostante comporti indubbiamente un risparmio energetico – non si fonda sullo sfruttamento di una fonte naturale e realmente “pulita”: di conseguenza, essa non contribuisce, nemmeno in parte, al raggiungimento degli obiettivi vincolanti.

In ragione di tale considerazione, dunque, attribuirle un sostegno – seppure di natura collaterale, come l'esenzione – che avrebbe come scopo ultimo quello di agevolare il raggiungimento di tali obiettivi appare del tutto

ingiustificato. Si ritiene, pertanto, che se in ordine agli impianti idroelettrici non-IAFR appare comunque corretto riconoscere una certa coerenza complessiva sul piano astratto²⁹², in tale caso l'operazione risulta essere più difficoltosa poiché, non potendosi definire la cogenerazione fonte rinnovabile, non si vede come si possa sostenere l'utilità del mantenimento della produzione esistente.

E' evidente, pertanto, che il solo profilo in grado di giustificare (parzialmente) la previsione di un'esenzione all'acquisto di CV in capo agli impianti di cogenerazione, è da individuare nel già sottolineato apporto alla tutela del bene ambiente che essi sono in grado di assicurare. Tuttavia – anche a voler riconoscere tale valenza positiva – sembra doversi in ogni caso ritenere non del tutto legittimo il sistema di esenzione attualmente operante. Il notevole vantaggio economico derivante dal riconoscimento di un regime privilegiato è, infatti, tale da determinare un sostegno del tutto sproporzionato alla tecnologia cogenerativa: non a caso, del resto, l'analisi della redditività di un impianto cogenerativo dimostra che l'esenzione dall'acquisto di CV copre attualmente ben il 70% della quota di ammortamento di un impianto nuovo²⁹³.

5. Considerazioni conclusive.

²⁹² Ciò in ragione della riconduzione della *ratio* dell'esenzione alle esigenze legate al mantenimento della capacità di generazione esistente e non già alle necessità di incrementare la produzione di energia rinnovabile.

²⁹³ Cfr. Quaderno di Ricerca Ref. n. 59, "Quali sistemi di incentivazione per raggiungere gli obiettivi del Piano di Azione nazionale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili", 10 settembre 2010.

Dalle considerazioni svolte nelle pagine precedenti, si evince che il meccanismo dei certificati, il quale dovrebbe essere connotato da un valore esclusivamente incentivante, finisce per generare parallelamente anche un effetto disincentivante e, per così dire, punitivo nei confronti dell'utilizzo di determinate fonti energetiche e, conseguentemente, nei confronti di quegli operatori che abbiano nella propria titolarità impianti alimentati da tali fonti.

Tale circostanza – riguardando essenzialmente impianti non IAFR – non appare di per sé irragionevole, ed anzi sembrerebbe rispondere al principio del “chi inquina paga”, secondo cui i costi ambientali andrebbero imputati al soggetto che ha causato la compromissione ecologica. Non si deve, tuttavia, trascurare nemmeno in questo caso, l'applicazione del criterio di proporzionalità, poiché, se può ritenersi corretto che gli oneri relativi a comportamenti pregiudizievoli per l'ambiente siano sopportati da chi li ha messi in atto, appare comunque sempre necessario garantire che l'entità della compensazione richiesta sia congrua e non sproporzionata rispetto al danno cagionato. L'entità del sacrificio imposto, in questo caso, andrebbe perciò attentamente ponderata in relazione agli effetti che potrebbero generarsi innanzitutto sul piano della concorrenza, ma anche su quello della stabilità del sistema.

A tal proposito occorre rilevare che la previsione contenuta nella bozza di decreto di mantenere in vita il sistema dei certificati verdi fino al 2015 non tiene in considerazione che dal 2013 i produttori termoelettrici (sui cui grava, come più volte ripetuto, l'obbligo di acquisto dei certificati) saranno tenuti a sostenere gli oneri ambientali connessi alla produzione anche attraverso il meccanismo dell'acquisto delle quote CO₂ sul mercato. Infatti, in base alla disciplina dell'*Emission Trading Scheme*²⁹⁴ (c.d. ETS), a

²⁹⁴ La Direttiva 2003/87/CE ha introdotto l'*Emission Trading Scheme*, ovvero un sistema finalizzato allo scambio delle quote di quote di emissione di gas serra all'interno della Comunità. Il fine è quello di promuovere la riduzione delle emissioni attraverso

partire dal terzo periodo di regolazione (che ha inizio, per l'appunto, nel 2013) il produttore non si vedrà più assegnare a titolo gratuito le quote di emissione, ma dovrà acquistarle direttamente sul mercato.

Ciò significa che – laddove dovesse essere confermato il disegno delineato dalla bozza di decreto – a partire dal 2013, il produttore termoelettrico si vedrebbe gravato di un doppio onere, quello relativo all'acquisto dei certificati verdi e quello connesso all'acquisto dei permessi di emissione. In altri termini, dunque, tale operatore andrebbe a “pagare” due volte per le esternalità ambientali negative connesse alla propria produzione. E' evidente l'irragionevolezza di tale modello di compensazione, laddove appare pacifico che, una volta introdotto un meccanismo in base al quale il produttore acquista a titolo oneroso le quote di CO₂, non è più in alcun modo giustificabile il mantenimento dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi, la cui legittimazione presuppone l'assenza di ulteriori misure compensative.

Si tenga conto, peraltro, che ad essere pregiudicati da tale cumulo di oneri sarebbero i soli impianti termoelettrici, i quali – deve essere sottolineato – si rivelano gli unici in grado di fornire al sistema una produzione flessibile atta a garantire la copertura costante del fabbisogno

l'introduzione di meccanismi flessibili, secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Gli operatori appartenenti ad alcuni settori tassativamente individuati dalla Direttiva (tra cui evidentemente quello energetico) a partire dal 1 gennaio 2005 si sono dovuti dotare di un'autorizzazione all'emissione di gas serra nell'ambito della propria attività e il Piano Nazionale di Assegnazione ha poi stabilito il limite massimo di emissioni consentite agli impianti regolati dalla direttiva e ha stabilito anche le quote da allocare ogni anno a ciascun impianto. Le quote di emissione vengono rilasciate ogni anno, entro il 28 febbraio, a ciascun settore produttivo regolato dalla Direttiva. Ogni quota dà il diritto di rilasciare in atmosfera una tonnellata di CO₂ equivalente nel corso dell'anno di riferimento della quota stessa. Una volta assegnate e rilasciate le quote di emissione possono essere vendute e comprate sul mercato comunitario. Entro il 30 Aprile di ogni anno, poi, tutti gli impianti devono restituire un numero di quote di emissioni pari alle emissioni totali effettivamente prodotte dagli impianti. Le quote in eccesso possono essere vendute sul mercato comunitario o possono essere accumulate (c.d. *banking*) per l'anno successivo (solo fino al 2007), mentre le quote in difetto sono soggette a una sanzione e devono in ogni caso essere restituite all'autorità competente.

energetico nazionale. La gravità di quanto prospettato è altresì avvalorata dalla circostanza che la recente esperienza del mercato e alcuni studi condotti in materia²⁹⁵ dimostrano che i maggiori oneri a carico di tali impianti non potranno essere recuperati attraverso il prezzo dell'energia venduta all'ingrosso.

La prima (e più grave) conseguenza del modello delineato è che, la previsione del mantenimento dei certificati verdi fino al 2015 e la contestuale sopravvivenza del regime dell'esenzione dall'acquisto degli stessi, mette a rischio la compagine dei nuovi entranti (non IAFR) sul mercato, i quali non saranno in grado di recuperare i costi sostenuti per gli investimenti attuati in nuova capacità, con il probabile rischio di dissesti finanziari.

Alla luce di quanto osservato, dunque, si ritiene non del tutto legittimo – né corretto, in termini di efficacia – il meccanismo di gestione del periodo di transizione verso l'applicazione della tariffa previsto dallo schema di decreto: esso, infatti, come si è cercato di dimostrare risulta per alcuni aspetti altamente discriminatorio, in quanto teso a remunerare eccessivamente taluni operatori a discapito di altri.

Appare, a questo punto, possibile provare ad ipotizzare un modello di incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili più efficiente e razionale: esso potrebbe essere rappresentato dall'immediata introduzione della tariffa – con la quale si otterrebbe da subito il vantaggio di sottrarre al mercato le fonti rinnovabili, che riceverebbero un sostegno amministrato – con contestuale soppressione dei certificati verdi. Il sistema tariffato, infatti, permetterebbe di evitare gli effetti distorsivi determinati, come sottolineato *supra*, dal combinarsi della misura incentivante e del meccanismo del prezzo marginale. Contestualmente, l'introduzione della tariffa

²⁹⁵ Cfr. Quaderno di Ricerca Ref. n. 59, cit.

consentirebbe il superamento del regime delle esenzioni e degli effetti di vantaggio competitivo che esso genera a favore dei beneficiari.

Si consideri in proposito che la previsione di un regime transitorio più breve tra il vecchio e il nuovo sistema di incentivazione, o l'applicazione di quest'ultimo già a partire dal prossimo anno, non lederebbero in alcun modo il legittimo affidamento degli operatori che avessero realizzato impianti alimentati da fonti rinnovabili confidando nella stabilità del quadro regolatorio di riferimento. Essi, infatti, non subirebbero alcun pregiudizio dall'introduzione del regime tariffato, nella misura in cui venisse loro assicurato (come del resto è previsto chiaramente nello schema di decreto a partire dal 2015) il mantenimento, anche se in altra forma, del livello economico degli incentivi vigente al momento in cui essi hanno deciso di compiere gli investimenti.

In definitiva, proprio perché i profili di dubbia legittimità del sistema proposto sono in gran parte legati al combinarsi dell'incentivazione con le dinamiche di mercato, si ritiene conclusivamente che sottrarre al mercato stesso le fonti rinnovabili, consentendo loro l'accesso ad un'autonoma tariffa incentivante, potrebbe effettivamente risolvere molte delle criticità che oggi connotano il sistema.

BIBLIOGRAFIA

- AA.VV., *Authorities. Imparzialità e indipendenza*, a cura di L. PAGANETTO, Torino, 2007
- AA.VV., *I garanti delle regole*, a cura di S. CASSESE E C. FRANCHINI, Bologna, 1996;
- AMATO G., *Autorità semi-indipendenti ed autorità di garanzia*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 1997, 645 ss.
- AMOROSINO S., *Natura giuridica, funzioni e prestazioni della Cassa Conguaglio per il settore elettrico*, in *Foro amm. – CDS*, 2008, 10 2877
- AMORTH A., *I contributi pecuniari concessi dallo Stato ad enti pubblici e privati*, in *St. urb.*, 1931, 97 ss.
- AMORTH A., *I contributi pecuniari concessi dallo Stato ad enti pubblici e privati*, in *St. urb.*, 1931, 97 ss.
- BACHELET V., *Comitati Interministeriali*, in *Enc. Dir.*, Milano, 1960, 774 ss.
- BARRA CARACCILO L., *Funzione amministrativa e Amministrazione neutrale nell'ordinamento USA. Profili comparativi con l'esperienza italiana*, Torino, 1997, 167 ss.
- BASEGGIO C., *L'incentivazione alla produzione di energia da fonte rinnovabile: profili giuridici del mercato italiano dei Certificati Verdi*, in www.ambientedirito.it

- BASEGGIO C., *L'incentivazione alla produzione di energia da fonte rinnovabile: profili giuridici del mercato italiano dei Certificati Verdi*, in www.ambientediritto.it
- BENVENUTI F., *Contraddittorio (dir. amm.)*, (voce), in *Enc. dir.*, Milano, 1961, 740
- BODANSKY D., *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, in *Yale Journal of International Law*, 1993, 518 ss.
- BRUTI LIBERATI E., *La regolazione dei mercati energetici tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Governo*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 2009, 435 ss.
- BUSCEMA S., *Trattato di contabilità pubblica*, II, Milano, 1981
- CAIANIELLO, *Le autorità indipendenti tra potere politico e società civile*, in *Foro amm.*, 1997, 341 ss.
- CALABRÒ M., *Potere amministrativo e partecipazione procedimentale. Il caso ambiente*, Napoli, 2004
- CAMBELL K., *From Rio to Kyoto. the use of voluntary agreement to implement the Climate Change Convention*, in *Review of European Community and International Environmental Law*, 1998, 160 ss.
- CAPUTI JAMBRENGHI V., *La funzione giustiziale delle amministrazioni indipendenti*, in (a cura di) F. Francario, *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano, 2003, 68
- CARABBA M., *Incentivi finanziari* (voce), in *Enc.Dir.*, XX, Milano, 963 ss.
- CARABBA M., *Incentivi finanziari* (voce), in *Enc.Dir.*, XX, Milano, 963 ss.
- CARANTA R., FERRARIS L., *La partecipazione al procedimento amministrativo*, Milano, 1999
- CARINGELLA F., *Le autorità indipendenti tra neutralità e paragiurisdizionalità*, in *Cons. Stato*, 2000, II, 545
- CASSESE S., *Attività regolatoria e Autorità indipendenti*, Milano, 1996
- CHITI M.P., *L'effettività della tutela avverso la pubblica amministrazione nel procedimento e nell'amministrazione giustiziale*, in *Scritti in onore di Pietro Virga*, Milano, 1994, 543 ss.
- CINTIOLI F., *La giurisdizione piena del giudice amministrativo dopo la sentenza n. 204 del 2004 della Corte costituzionale*, in *Dir. e formazione*, 2004, 10, 1342 ss.

- CLARICH M., CAMILLI L., *I poteri quasi-giustiziali delle autorità indipendenti*, in (a cura di) M. D'ALBERTI, A. PAJNO, *Arbitri dei mercati*, Bologna, 2007
- CLARICH M., *Autorità indipendenti. Bilancio e prospettive di un modello*, Bologna, 2005
- CLARICH M., *Garanzia del contraddittorio nel procedimento*, in *Dir. amm.*, 2004, 59 ss.
- CLARICH M., *Verso il tramonto del modello di economia del mercato?*, in *Energia*, 2008, 2 ss.
- COLAVECCHIO A., *L'energia elettrica. Profili pubblicistici*, Bari, 2003
- COLLETTI L., *Gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto*, in *Genio rurale*, 2001, 55 ss.
- COMPIANI V., *L'adempimento dei Trattati Internazionali sui cambiamenti climatici da parte dell'Italia e della Regione Lombardia*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2002, 2, 365.
- CONTALDI M., TOSATO G., *Il Protocollo di Kyoto e le sue implicazioni*, in *Energia*, 1998, 70 ss.
- CONTI G., *Le autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, in *Dir. econ.*, 1996, 383 ss.
- CORSETTI A., R. FERRARA, F. FRACCHIA, N. OLIVETTI RASON, *Diritto dell'ambiente*, Roma-Bari, 2008
- CRISMANI A., FONDA E., *Il funzionamento del mercato elettrico. Considerazioni alla luce del cd. decreto anti-crisi d.l. n. 185/2008, della sua legge di conversione l. n. 2/2009 e del decreto di attuazione d.m. 29 aprile 2009*, in www.giustamm.it.
- CROSETTI A., FRACCHIA F. (a cura di), *Procedimento amministrativo e partecipazione. Problemi, prospettive ed esperienze*, Milano, 2002
- D'ALBERTI M., *Autorità indipendenti (dir. amm.)*, (voce) in *Enc. giur.*, Roma, 1995
- D'ORSOGNA D., *Note in tema di conferenza di servizi, semplificazione, perazione*, in *Nuove autonomie*, 2008, 583 ss.
- DE BELLIS M., *L'erosione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Rass. Giur. en. elettr.*, 2004, 401 ss.
- DE LEONARDIS F., *Criteri di bilanciamento tra paesaggio ed energia eolica*, in *Dir.Amm.*, 2005, 4, 889

DE VERGOTTINI G., *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e il sistema costituzionale dei pubblici poteri*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 1996, 277 ss.

DELLA CANANEA G., *Le procedure di conciliazione arbitrato davanti alle autorità indipendenti*, in F. FRANCIARIO (a cura di), *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano 2003, 75 ss.

DI MARZIO T., *Recupero di energia da rifiuti solidi urbani in Italia: analisi, tendenze e prospettive alla luce delle nuove normative nazionali*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, 1, 1994

DI PLINIO G., FIMIANI P., *Principi di diritto ambientale*, Milano, 2002

D'ORSOGNA, D. *Conferenza di servizi e amministrazione della complessità*, Torino, 2002; GARDINI G., *La conferenza di servizi*, in *Giorn. dir. amm.*, 2005, 488 ss.;

FALCIONE M., *Diritto dell'energia. Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, 2008

FALCIONE M., *Diritto dell'energia. Fonti rinnovabili e risparmio energetico*, 2008

FAURE M., GUPTA J., NENTJE A., *Climate Change and Kyoto protocol. The role of institutions and instruments to control change*, Cheltenham, 2003.

FERRARA R., *I principi comunitari della tutela dell'ambiente*, in *Dir. amm.*, 2005, 3, 509 ss.

FIGORILLI F., *Il contraddittorio nel procedimento amministrativo. Dal processo al procedimento con pluralità di parti*, Napoli, 1996

FORLEO M., *CV e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. <una rassegna di strumenti, scenari, mercati a confronti*, in *Rass. giur.ener. elettr.*, 2006, 215, ss.

FRACCHIA F., MATTASSOGLIO F., *Lo sviluppo sostenibile alla prova: la disciplina di VIA e VAS alla luce del D.Lgs. 152/2006*, in *Riv. trim.dir. pubbl.*, 2008, 1, 121 ss.,

FRANCIARIO F. (a cura di), *Diritti, interessi ed amministrazioni indipendenti*, Milano, 2003

FRANCHINI C., *Le autorità amministrative indipendenti*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 1988, 549 ss.

G. GUZZO, *Le procedure autorizzative nel settore delle energie rinnovabili*, in www.lexitalia.it.

GAFFURI F., *Governo e Autorità di regolazione del servizio energetico*, in *Dir. amm.*, 1999, 315 ss.

- GAFFURI F., *Il rapporto tra governo e autorità di regolazione del servizio energetico*, in *Dir. Amm.*, 1999, 342
- GAROFOLI R., *Sviluppi in tema di giurisdizione amministrativa e regole costituzionali: organo indiretto, nozione comunitaria di amministrazione aggiudicatrice e riparto di blocchi di materie*, in *Foro It.*, 1999, III, 178.
- GAROFOLI R., *Sviluppi in tema di giurisdizione amministrativa e regole costituzionali: organo indiretto, nozione comunitaria di amministrazione aggiudicatrice e riparto di blocchi di materie*, in *Foro It.*, 1999, III, 178
- GHETTI G., *Il contraddittorio amministrativo*, Padova, 1971
- GIANI L., *Attività amministrativa e regolazione di sistema*, Torino, 2002
- GIOVAGNOLI R., *Il contenzioso in materia di servizi pubblici. Dopo la sentenza della Corte costituzionale 6 luglio 2004 n. 204*, Milano, 2004
- GIRAUDI G., RIGHETTINI M.S., *Le autorità amministrative indipendenti. Dalla democrazia della rappresentanza alla democrazia dell'efficienza*, Roma-Bari, 2001
- GIULIETTI W., *Il controverso impatto della l. n. 122 del 2010 sulla DIA edilizia*, in www.giustamm.it;
- GOLA M., *Commento all'art. 2 comma 14*, in *Commentario alla l. 14 novembre 1995 n. 481*, a cura di BARDUSCO-CAIA-DI GASPARE, in *Le nuove leggi civili commentate*, 1998, 336 ss.
- GRATANI A., *Ambiente* (voce), in *Codice dell'Ambiente*, Milano, 2009, 1127 ss
- GRIPPO E., MANCA F., *Manuale breve di diritto dell'energia*, Padova, 2008
- GUATRI L., (a cura di), *Trattato di economie delle aziende industriali*, I, Milano, 1988
- GUPTA J., *The Climate Change Convention and developing countries: from conflict to consensus?*, Boston, London, 1997
- IRTI N., *L'ordine giuridico del mercato*, Bari, 1998
- IRTI N., *L'ordine giuridico del mercato*, Bari, 1998
- IRTI N., *Privatizzazione dell'Enel e luoghi dell'interesse pubblico*, in *Rass. Giur. En. elettr.*, 1995, 289 ss.
- LAMANNA DI SALVO D., *La disciplina delle autorità amministrative indipendenti e le prospettive di riforma del settore*, in *Giur. Merito*, 2009, 2607
- LAMBERTI C., *Nell'edilizia vige ancora la DIA?*, in *Urb. e app.*, 11/2010
- LAZZARA P., *Autorità indipendenti e discrezionalità*, Padova, 2001
- LAZZARA P., *Autorità indipendenti e discrezionalità*, Padova, 2001

- LOMBARDI L., *La realizzazione degli impianti di produzione di energia eolica tra ponderazione degli interessi e cooperazione istituzionale*, in *Riv. giur. edil.*, 2007, 2, 1650
- LOMBARDI P., *Corte Costituzionale e autorizzazione degli impianti di energia eolica: concezione assolutizzante del paesaggio o ponderazione di interessi?*, in *Riv. Giur. Ed.*, 2009, 146 ss
- LOMBARDI R., *La tutela delle posizioni giuridiche meta-individuali nel processo amministrativo*, Torino, 2008
- LOMBARDI R., *Prime osservazioni sulle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità*, in *Dir. econ.*, 1996, 444
- LONGOBARDI N., *La regolamentazione e i controlli: le autorità amministrative indipendenti*, in *Studi in memoria di L. Mazzarolli*, Padova, 2007, 92
- LONGOBARDI N., *La regolamentazione e i controlli: le autorità amministrative indipendenti*, in *Studi in onore di L. Mazzarolli*, Padova, 2007, 91 ss.
- LONGOBARDI N., *Le amministrazioni indipendenti: profili introduttivi*, in *Scritti in onore di M. Nigro*, Milano, 1991, 174 ss.
- LUCANI M., *Generazioni future, distribuzione temporale della spesa pubblica e vincoli costituzionali*, in *Dir. e Soc.*, 2008, 2, 145 ss.,
- MAESTRONI A., *La Corte Costituzionale arbitro tra tutela dell'ambiente e mercato nell'ambito delle norme sulla produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia proveniente da fonti rinnovabili*, in *Riv. Giur. amb.*, 702 ss.,
- MANAZZA G., *Per una politica energetica dell'Unione Europea*, in *Habitat Territorio Energia*, 102, 1996
- MANETTI M., *Poteri neutrali e Costituzione*, Milano, 1994
- MASSERA A., *Autonomia e indipendenza nell'amministrazione dello Stato*, in *Scritti in onore di M.S. GIANNINI*, Milano, 1988, III, 467
- MATTARELLA B.G., *Il lessico amministrativo della consulta e il rilievo costituzionale dell'attività amministrativa*, in *Giorn. dir. amm.*, 2004, 9, 979 ss.
- MAZZAMUTO M., *Diritto dell'ambiente e sistema comunitario delle libertà economiche*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. comunit.*, 2009, 6, 1571
- MIELE G., *In tema di atti di liberalità degli enti pubblici*, in *Foro. Amm.*, 1958, II, 503 ss.

- MIELE G., *In tema di atti di liberalità degli enti pubblici*, in *Foro. Amm.*, 1958, II, 503 ss.
- MOLASCHI V., *Paesaggio versus ambiente: osservazioni alla luce della giurisprudenza in materia di realizzazione di impianti eolici*, in *Riv. Giur. Ed.*, 2009, 171 ss.
- MONTINI M., *Il cambiamento climatico e il Protocollo di Kyoto*, in *Quaderni RG*, 18, 2006
- MORBIDELLI G., *Sul regime amministrativo delle autorità indipendenti*, in *Scritti di diritto pubblico dell'economia*, Torino, 2001, 168
- NAPOLITANO G., *Il disegno istituzionale: il ruolo delle autorità indipendenti di regolazione*, in www.astrid-online.it
- NAPOLITANO G., *Le Autorità per l'energia e le comunicazioni e i rischi di un eccesso di regolazione*, in G. DE CAPRARIIS, G. VESPERINI (a cura di), *L'Italia da semplificare: le regole e le procedure*, Bologna, 1998
- NESPOR S., DE CESARIS A.L., *Le lunghe estati calde. il cambiamento climatico e il Protocollo di Kyoto*, Bologna, 2004
- NICODEMO S., *Gli atti normativi delle Autorità indipendenti*, Padova, 2002
- NILSSEN E., PITT B., *Protecting the atmosphere. the Climate Change Convention and its content*, London, 1994
- NOFERI F., *Le agevolazioni finanziarie a livello nazionale per la promozione e la diffusione delle energie rinnovabili*, in (a cura di) G. BONARDI, C. PATRIGNANI, *Fare energia – Fiscalità ed agevolazioni*, Milano, 2007, 151 ss.
- NOFERI F., *Le agevolazioni finanziarie a livello nazionale per la promozione e la diffusione delle energie rinnovabili*, in (a cura di) G. BONARDI, C. PATRIGNANI, *Fare energia – Fiscalità ed agevolazioni*, Milano, 2007, 151 ss.
- OTTAVIANO V., *Alcune considerazioni in tema di cosiddetta liberalità di enti pubblici*, Ragusa, 1953, 54 ss.
- OTTAVIANO V., *Alcune considerazioni in tema di cosiddetta liberalità di enti pubblici*, Ragusa, 1953, 54 ss.
- PAJNO A., *Giurisdizione esclusiva ed « arbitrato » costituzionale*, in *Giorn. dir. amm.*, 2004, 9, 983 ss;
- PANELLA M., *L'incentivazione dell'energia elettrica con i certificati verdi e la procedura di qualificazione degli impianti di produzione*, in *Rass. giur. energia elettr.*, 2006, 147 ss.

- PANELLA M., *L'incentivazione dell'energia elettrica con i certificati verdi e la procedura di qualificazione degli impianti di produzione*, in *Rass. giur. energia elettr.*, 2006, 147 ss.
- PARISIO V., *Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, discrezionalità e controllo giurisdizionale*, in V. PARISIO (a cura di), *Potere, discrezionalità e controllo giudiziario*, Milano, 1998, 199 ss.
- PARISIO V., *La sentenza della Corte Costituzionale 6 luglio 2004, n. 204 e le controversie in tema di servizi pubblici*, in *Foro amm. CDS*, 2006, 3213 ss.
- PARISIO V., *Protezione dell'ambiente, sviluppo sostenibile e controllo giurisdizionale*, in *Riv. giur. urb.*, 2006, 4, 527 ss.,
- PERICU G., *La sovvenzione come strumento di azione amministrativa*, Milano, 1967, 124, ss.
- PERICU G., *La sovvenzione come strumento di azione amministrativa*, Milano, 1967, 124, ss.
- PERNAZZA F., *I certificati verdi: un nuovo "bene giuridico"?*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2006, 180, ss.
- PERNAZZA F., *I certificati verdi: un nuovo "bene giuridico"?*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2006, 180, ss.
- PICOZZA E., *Il nuovo regime autorizzatorio degli impianti di produzione di energia elettrica*, Torino, 2003, 54 ss
- PINNA A., *La Convenzione quadro sui cambiamenti climatici*, in *Equilibri*, 3, 1998
- POZZO B., *Le politiche comunitarie in campo energetico*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2009, 6, 841
- PREDIERI A., *Conguaglio (Casse di)*, in *Enc.dir.*, Milano, 1961, 1092
- PREDIERI A., *L'erompere delle autorità amministrative indipendenti*, Firenze, 1997
- REF., *Quaderno di Rierca n. 59, "Quali sistemi di incentivazione per raggiungere gli obiettivi del Piano di Azione nazionale per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili"*, 10 settembre 2010.
- REGA A., *Un mercato sicuro e comune. La Carta europea dell'energia*, in *Energia e materie prime*, 1991, 78
- RINALDI L., *I certificati verdi: trattamento contabile e rappresentazione in bilancio*, in *Riv. dott. comm.*, 4, 2005, 651 ss.
- RINALDI L., *I certificati verdi: trattamento contabile e rappresentazione in bilancio*, in *Riv. dott. comm.*, 4, 2005, 651 ss.
- ROMANO TASSONE A., *Situazioni giuridiche soggettive e decisioni delle amministrazioni indipendenti*, in *Dir. amm.*, 2002, 459 ss.

- ROSSI G., *Diritto dell'ambiente*, Torino, 2008
- ROVERSI MONACO F.A., *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in E. BRUTI LIBERATI, F. DONATI (a cura di), *Il nuovo diritto dell'energia tra regolazione e concorrenza*, Torino, 2007, 59 ss.
- SALARDI S., *Il diritto internazionale in materis di sviluppo sostenibile. Quali progressi dopo Rio?*, in *Riv. Giur. Amb.*, 2008, 3-4, 658 ss.
- SANDS P., *The United Nations Framework Convention on Climate Change*, in *Review of European Community and International Environmental Law*, 1992, 270
- SANDULLI M.A., *Un passo avanti e uno indietro: il giudice amministrativo giudice pieno, ma non può giudicare dei diritti (a prima lettura a margine di C. cost. n. 204 del 2004)*, in *Riv. giur. edil.*, 2004, I, 1211 ss.
- SANTORO E., *L'autorizzazione alla realizzazione di impianti di energia eolica tra tutela dell'ambiente e tutela paesaggistica*, in *Riv. giur. Amb.*, 2007, 2, 370
- SCHINAIA M.E., *Cassa di Conguaglio*, in *Enc.giur.*, V, Roma, 1988
- SCIULLO G., *Gli istituti generali di semplificazione: la conferenza di servizi*, in Aa.Vv., *Che fine ha fatto la semplificazione amministrativa?*, a cura di S. VESPERINI, Milano, 2006, 1 ss.
- SCLAFANI F., *Il ruolo delle autorità amministrative indipendenti nella tutela dei diritti*, in www.astrid-online.it
- SCOCA F.G., *Analisi giuridica della conferenza di servizi*, in *Dir. amm.*, 1999, 255 ss..
- SIMONCINI M., *Amministrazione giustiziale e autorità amministrative indipendenti: profili comparati di tutela*, in *Law Electronic Journal*, 2009, 15, 125
- SPAGNUOLO VIGORITA V., *Problemi giuridici dell'ausilio finanziario pubblico a privati*, Napoli, 1964
- SPASIANO M.R., *La partecipazione al procedimento amministrativo quale fonte di legittimazione dell'esercizio del potere: un'ipotesi ricostruttiva*, in *Dir. amm.*, 2002, 2, 283
- SPASIANO M.R., *L'interesse pubblico e l'attività della pubblica amministrazione nelle sue diverse forme*, in *Foro amm. - TAR*, 2005, 1820 ss.
- SPASIANO M.R., *Crisi dei mercati e dell'amministrazione democratica*, in *Atti del Convegno Associazione italo-argentina dei Professori di diritto Amministrativo*, Roma, 2010

- TAPPI R., *I certificati verdi: meccanismo di funzionamento e profili giuridici*, in *Rass.giur. energ. elettr.*, 2006, 183
- TAPPI R., *I certificati verdi: meccanismo di funzionamento e profili giuridici*, in *Rass.giur. energ. elettr.*, 2006, 183
- TRAVI A., *Autorità per l'energia elettrica e g.a.*, in www.giustamm.it
- VERHEYEN R., *Climate change damage and international law*, Leiden, 2005
- VETRÒ F., *Il servizio pubblico a rete. L'esempio paradigmatico dell'energia elettrica*, Torino, 2005, 178.
- VETRÒ F., *Le autorità indipendenti di regolazione: l'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in *Rass. giur. ener. elettr.*, 2001, 453 ss.
- VIRGA G., *La partecipazione al procedimento amministrativo*, Milano 1998
- WALDE T., *The energy charter Treaty. An east-west gateway for investment and trade*, The Hague, 1996
- YAMIN F., *The Kyoto Protocol. Origins, assesment and future challenges*, in *Review of European Community and International Enviromental Law*, 1998, 115 ss.