

LE POLITICHE E LE MISURE DEL SETTORE ELETTRICO

La liberalizzazione del mercato elettrico,
le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

LE POLITICHE E LE MISURE DEL SETTORE ELETTRICO

La liberalizzazione del mercato elettrico, le fonti rinnovabili e
l'efficienza energetica

Flavia Gangale

Natale Massimo Caminiti

2005 ENEA

Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

Lungotevere Thaon di Revel, 76

00196 Roma

ISBN 88-8286-130-9



Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

LE POLITICHE E LE MISURE DEL SETTORE ELETTRICO

La liberalizzazione del mercato elettrico,
le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica

Flavia Gangale, Natale Massimo Caminiti

INDICE

1. LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO	9
1.1 IL CONTESTO COMUNITARIO.....	11
1.1.1 <i>L'apertura del mercato dell'energia elettrica: la direttiva 96/92/CE</i>	<i>13</i>
1.1.2 <i>La direttiva 2003/54/CE.....</i>	<i>19</i>
1.2 IL CONTESTO NAZIONALE	25
1.2.1 <i>La generazione.....</i>	<i>27</i>
1.2.2 <i>La trasmissione</i>	<i>31</i>
1.2.3 <i>La riunificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione</i>	<i>33</i>
1.2.4 <i>La distribuzione.....</i>	<i>37</i>
1.2.5 <i>L'accesso alle reti</i>	<i>40</i>
1.2.6 <i>L'apertura alla concorrenza</i>	<i>41</i>
1.2.7 <i>Il mercato e la borsa elettrica.....</i>	<i>43</i>
1.2.8 <i>La recente evoluzione del quadro normativo: dalla legge sblocca centrali alla legge di riordino del settore elettrico</i>	<i>48</i>
1.2.9 <i>La riforma del Titolo V della Costituzione e il nuovo riparto delle competenze tra Stato e Regioni in materia di energia</i>	<i>53</i>
2. LE FONTI RINNOVABILI	61
2.1 IL CONTESTO COMUNITARIO.....	63
2.1.1 <i>La direttiva 96/92/CE.....</i>	<i>65</i>
2.1.2 <i>I regimi di sostegno per l'energia elettrica verde</i>	<i>67</i>
2.1.3 <i>La direttiva 2001/77/CE.....</i>	<i>69</i>
2.2 IL CONTESTO NAZIONALE	77
2.2.1 <i>Il Libro Bianco per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili</i>	<i>84</i>
2.2.2 <i>Il decreto Bersani e il sistema dei Certificati Verdi</i>	<i>86</i>

2.2.3	<i>I Certificati Verdi e il CIP 6/92</i>	92
2.2.4	<i>Il decreto legislativo 387/2003</i>	97
2.2.5	<i>I Certificati Verdi e i rifiuti</i>	110
2.2.6	<i>La legge Marzano e la promozione delle fonti rinnovabili.....</i>	114
3.	L'EFFICIENZA ENERGETICA	117
3.1	IL CONTESTO COMUNITARIO.....	119
3.1.1	<i>Il rendimento energetico degli edifici: la direttiva 2002/91/CE.....</i>	127
3.1.2	<i>La cogenerazione: la direttiva 2004/8/CE</i>	134
3.1.3	<i>Le politiche comunitarie di efficienza energetica negli usi finali domestici</i>	139
3.1.3	<i>La proposta di direttiva concernente l'efficienza negli usi finali dell'energia ed i servizi energetici.....</i>	143
3.2	IL CONTESTO NAZIONALE	151
3.2.1	<i>La legge n. 10 del 9 gennaio 1991</i>	151
3.2.2	<i>Il decreto Bersani e il sistema dei Certificati Bianchi.....</i>	158
3.2.3	<i>Le società di servizi energetici e il Finanziamento Tramite Terzi</i>	166
3.2.4	<i>La legge Marzano e i Certificati Bianchi</i>	171
3.2.5	<i>Il recepimento della direttiva 2002/91/CE</i>	173
	BIBLIOGRAFIA	179

ABSTRACT

This paper addresses the issue of the liberalization process in the electricity markets promoted by the European Commission since the late nineties and its implementation in Italy. Here, the reform introduced by the Bersani decree sets new rules that in most cases go further than the minimum standards required by the European directives. Nevertheless the process of creating a truly liberalised market is still not complete.

The paper then moves its attention to the role that renewable energy sources and energy efficiency can play in the new scenario, with particular regard to their contribution to the security of supply, reduction of energy dependency and of greenhouse gases emissions at European and national level. These two measures are considered the mainframe of any sustainable energy strategy and necessary steps to counteract the threats of climate change.

Special attention is then given to the recent introduction in Italy of two market-based instruments, namely the Green and White Certificates, designed to promote renewable energy sources and energy efficiency in a cost-effective manner. The ongoing liberalisation process and the privatisation of state companies have emphasised the need to introduce economic corrections to take into account collective interests which, in the absence of corrective measures, are not generally taken into due consideration by market forces.

1. LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

1.1 Il contesto comunitario

All'inizio del processo di integrazione europea il perseguimento di una politica energetica comune non era considerato un obiettivo della Comunità, alla quale di conseguenza non fu attribuita alcuna competenza esplicita in questa materia. Tale circostanza può risultare peculiare se si considera che due delle tre Comunità europee – la CECA del 1951 e la CEEA del 1957 – sono nate proprio per regolamentare lo sfruttamento di due fonti energetiche di primaria importanza – rispettivamente la fonte carbosiderurgica e quella nucleare – e per sviluppare un mercato comune delle materie prime e delle infrastrutture.

Le motivazioni di tale lacuna possono essere ricercate in diversi fattori. Innanzi tutto al momento della sottoscrizione del Trattato di Roma, nel 1957, la questione energetica non era ancora percepita nei termini di problematicità attuali: solo successivamente le crisi energetiche misero in evidenza la fragilità dei sistemi basati principalmente sulle importazioni petrolifere e la sostanziale interdipendenza dei vari settori energetici. Inoltre, l'aver regolamentato due fonti energetiche strategiche per l'Europa quali il carbone e l'atomo, ed aver raggiunto in questi settori un livello di integrazione molto avanzato, poteva al tempo sembrare sufficiente e giustificare la permanenza di rapporti essenzialmente bilaterali con i paesi produttori di petrolio. Un'ulteriore motivazione può ritrovarsi infine nelle marcate differenze esistenti tra i vari sistemi nazionali di produzione e distribuzione di energia elettrica, sia in relazione alle fonti energetiche impiegate che alla tipologia delle imprese operanti sul mercato¹.

È solo in seguito alla prima crisi energetica degli anni 1973-74 che finalmente comincia ad avvertirsi la necessità di elaborare una politica energetica comune a livello europeo anche al di fuori dei settori rientranti nell'ambito di applicazione dei due trattati speciali. Non vi era tuttavia ancora un accordo tra gli Stati membri in merito all'opportunità di assegnare competenze specifiche alla Comunità, prevedendo una base giuridica ad hoc nel Trattato per l'adozione di atti e misure comuni².

¹ A. Colavecchio: *I mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale: profili comunitari*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 3-4/2001.

² La politica energetica comunitaria si è sviluppata dunque per lungo tempo prevalentemente attraverso documenti programmatici a contenuto non vincolante, appartenenti all'eterogeneo livello della *soft law*,

La difficoltà nel raggiungere un accordo, nonostante l'aggravarsi della situazione conseguente alla seconda crisi petrolifera, non permise di approfittare della occasione offerta dalla revisione del Trattato istitutivo operata, nel 1986, con l'Atto Unico Europeo.

Quest'ultimo ha comunque impresso una forte accelerazione al processo di integrazione dei mercati energetici nazionali: la fissazione di una scadenza temporale al 1992 per il completamento del mercato interno infatti, ha imposto l'avvio di una politica di progressiva liberalizzazione del settore. La compartimentazione del mercato dell'energia era infatti di ostacolo alla realizzazione del mercato unico, in quanto le differenze esistenti tra i vari Stati membri in relazione a costi e sistema di approvvigionamento rischiavano di falsare in maniera rilevante il libero gioco della concorrenza. Inoltre, indipendentemente dalla qualificazione dell'energia come merce o come servizio, la sua libera circolazione tra gli Stati membri rientrava a pieno titolo nel più ampio obiettivo della realizzazione del mercato unico.

L'individuazione espressa di una generale competenza comunitaria nel settore si è avuta soltanto con il Trattato di Maastricht del 1992 che ha finalmente inserito tra le attribuzioni della Comunità anche l'adozione di "misure in materia di energia"³. Tale individuazione non è stata tuttavia accompagnata dalla previsione di una base giuridica ad hoc per le proposte della Commissione e di conseguenza i provvedimenti in materia continuano ad essere adottati nell'esercizio dei poteri relativi all'instaurazione ed al funzionamento del mercato interno ed alla tutela e promozione della concorrenza⁴.

La proposta relativa all'introduzione di un Titolo specificamente dedicato alla politica energetica è stata nuovamente oggetto di dibattito nel corso della Conferenza intergovernativa che ha portato alla firma del Trattato di Amsterdam, ma non è riuscita ad entrare tra le modifiche introdotte dall'Accordo.

volti a definire obiettivi comuni e a tracciare linee direttrici per l'indirizzo e la convergenza delle politiche energetiche nazionali.

³ L'art. 3, lett. u) prevede: "Ai fini enunciati all'articolo 2, l'azione della Comunità comporta, alle condizioni e secondo il ritmo previsti dal presente trattato: misure in materia di energia, protezione civile e turismo". Il Trattato di Maastricht ha inoltre introdotto alcune disposizioni specifiche in materia di energia, vedi gli artt. 154, 155 e 156.

⁴ Salvo i provvedimenti con più stretta attinenza ambientale che vengono adottati sulla base dell'art. 175 paragrafo 1.

1.1.1 L'apertura del mercato dell'energia elettrica: la direttiva 96/92/CE

Il processo di realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica ha avuto inizio nel corso degli anni ottanta, ma è solo a partire dagli anni novanta che vengono adottate una serie di importanti misure, quali in particolare, le direttive 90/377/CEE e 90/547/CEE⁵. Tuttavia è con l'adozione della direttiva 96/92/CE⁶ che il processo di liberalizzazione riceve un impulso determinante: è con tale normativa, infatti, che il legislatore comunitario stabilisce regole comuni relativamente a produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica, nel rispetto del principio di sussidiarietà⁷.

L'applicazione di tale principio risulta fondamentale per conciliare le istanze, potenzialmente contrastanti, di servizio pubblico e concorrenza, rendendo così possibile l'accordo tra posizioni nazionali anche profondamente divergenti. Il risultato è stata l'adozione di una norma quadro che reca principi generali e vincoli minimi di apertura alla concorrenza e riorganizzazione del settore, ma che lascia tuttavia agli Stati membri la scelta delle più opportune modalità di attuazione di tali principi.

L'art. 3 della direttiva riconosce dunque agli Stati membri la facoltà di imporre alle imprese elettriche, nell'interesse economico generale, **obblighi di servizio pubblico** concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità ed il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente. Tali obblighi, purché chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili, consentono alle imprese elettriche di essere esonerate dall'applicazione delle disposizioni liberalizzatrici previste in materia di costruzione di impianti di

⁵ Direttiva 90/377/CEE del Consiglio, del 29 giugno 1990, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale di gas e di energia elettrica, in GUCE L 185 del 17 luglio 1990; direttiva 90/547/CEE del Consiglio, del 29 ottobre 1990, concernente il transito di energia elettrica sulle grandi reti, in GUCE L 313 del 13 novembre 1990.

⁶ Direttiva 96/92/CEE del Parlamento Europeo del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in GUCE L 27 del 30 gennaio 1997.

⁷ Il principio di sussidiarietà, previsto ora dall'art. 5 del Trattato, stabilisce che la Comunità nei settori che non sono di sua esclusiva competenza interviene "soltanto se e nella misura in cui gli obiettivi dell'azione prevista non possono essere sufficientemente realizzati dagli Stati membri e possono dunque, a motivo delle dimensioni o degli effetti dell'azione in questione, essere realizzati meglio a livello comunitario".

produzione, accesso alle reti e fornitura di elettricità attraverso linee dirette⁸. Le misure così adottate sono tuttavia legittime solo nei limiti in cui ammettono restrizioni della concorrenza proporzionate e strettamente necessarie all'adempimento dell'obbligo stesso.

Entrando nello specifico delle disposizioni della direttiva, vediamo che questa regola l'intera sequenza della filiera elettrica, dalla generazione alla distribuzione, non limitandosi solo all'accesso al mercato, ma estendendosi anche alle modalità di organizzazione e funzionamento del settore elettrico. Vale la pena notare da subito che, conformemente al principio di neutralità del diritto comunitario rispetto agli assetti proprietari delle imprese degli Stati membri, la direttiva non detta disposizioni riguardo la natura pubblica o privata delle imprese elettriche.

Per quanto riguarda l'attività di **generazione** dell'energia elettrica, la sua liberalizzazione passa attraverso l'attribuzione della possibilità di scelta tra due diverse procedure amministrative per la realizzazione di nuovi impianti, nominativamente l'autorizzazione e la gara d'appalto. Si tratta dunque di una "liberalizzazione regolamentata", basata, in entrambi i casi, sull'adozione di criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori⁹.

La direttiva dedica poi particolare attenzione alla **trasmissione** dell'energia elettrica in considerazione della peculiarità ed importanza di tale attività per il corretto funzionamento dell'intero sistema. Le reti di trasmissione dell'energia elettrica infatti, com'è noto, vengono considerate monopoli naturali a causa della assoluta antieconomicità della loro duplicazione nell'ambito della stessa area geografica. Tale loro caratteristica comporta la necessità di assicurare a tutti gli aventi diritto l'accesso alle reti in condizioni eque e non discriminatorie: a tal fine la direttiva prevede l'obbligo per gli Stati membri di designare, direttamente o attraverso le imprese proprietarie delle reti di trasmissione, un soggetto indipendente che gestisca la rete in maniera imparziale.

⁸ Artt. 5 e 6 – relativi alla costruzione di impianti di produzione; artt. 17 e 18 – relativi all'accesso alle reti; art. 21 – relativo alla fornitura di elettricità attraverso linee dirette.

⁹ Si può da subito notare, rinviando a quanto diremo in seguito sull'argomento, che la liberalizzazione del mercato dipende sostanzialmente dalla quota di offerta libera effettivamente disponibile. È dunque indispensabile che accanto ai vecchi monopolisti nazionali si affianchino nuovi produttori.

Ai sensi dell'art. 7 della direttiva il soggetto così designato, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, è responsabile della gestione, manutenzione e se necessario dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti. Tale soggetto ha inoltre la responsabilità di gestire sia la circolazione sia il dispacciamento dell'energia, garantendo al tempo stesso l'adeguatezza della rete in termini di sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Il Gestore della rete di trasmissione, nel disegno del legislatore comunitario, diventa così la figura centrale del sistema elettrico liberalizzato, e conseguentemente la direttiva si preoccupa di garantirne l'imparzialità. Viene dunque stabilito l'obbligo di indipendenza delle attività di gestione di tale operatore dalle altre eventuali attività non connesse al sistema di trasmissione ed in particolare dalle attività di generazione e distribuzione. Il **livello minimo di separazione** richiesto dalla direttiva è dunque solo quello gestionale. Tale obbligo si accompagna tuttavia a quello di separazione contabile, stabilito dall'art. 14 per tutte le imprese elettriche integrate, le quali devono tenere, nella loro contabilità interna, conti separati per le diverse attività di generazione, trasmissione e distribuzione.

La direttiva prevede comunque due importanti deroghe al principio di parità di trattamento, giustificate rispettivamente da esigenze di *protezione ambientale* e di *sicurezza degli approvvigionamenti*. L'art. 8, commi 3 e 4, prevede infatti la possibilità di imporre al Gestore della rete l'obbligo di dare priorità di dispacciamento agli impianti di generazione che impiegano fonti energetiche o rifiuti rinnovabili o che funzionano in cogenerazione, nonché agli impianti alimentati con fonti nazionali di energia primaria¹⁰.

Considerazioni analoghe a quelle appena svolte possono essere effettuate anche in relazione all'attività di **distribuzione**, che al pari di quella di trasmissione si avvale di una rete che può essere considerata un monopolio naturale, anche se su scala locale. A differenza di quanto previsto per il gestore della rete di trasporto tuttavia non è richiesto che il Gestore della rete di distribuzione operi in modo indipendente rispetto alle altre attività elettriche, in particolare rispetto alla distribuzione ai

¹⁰ Tale precedenza può essere garantita solo in una proporzione che in ogni anno civile non superi il 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata nello Stato membro interessato.

consumatori finali¹¹. Interessante invece notare la possibilità per gli Stati membri di imporre ai distributori **obblighi di servizio pubblico**: in particolare l'art. 10 prevede la possibilità di imporre, nel rispetto del principio di liberalizzazione, l'obbligo di fornitura per i clienti di una data zona a tariffe eventualmente regolamentate, se del caso, per garantire il pari trattamento dei clienti interessati¹². L'attribuzione di tale facoltà agli Stati membri ha il duplice obiettivo di garantire ai clienti un servizio capillare a tariffe accessibili e di scoraggiare la c.d. scrematura (cream-skimming), ovvero la tendenza dei nuovi operatori entrati sul mercato ad occuparsi solo dei settori di attività del servizio pubblico remunerativi, con conseguente difficoltà per le imprese gravate da obblighi di servizio universale a fornire le rimanenti prestazioni in condizioni economicamente accettabili¹³.

La direttiva passa poi a disciplinare l'organizzazione dell'**accesso alle reti** disegnando due modelli alternativi tra i quali gli Stati membri possono scegliere, il sistema di accesso dei terzi (TPA) ed il sistema dell'Acquirente Unico (AU). Entrambi i sistemi si basano sulla distinzione, che vedremo meglio in seguito, tra clienti idonei e clienti vincolati. I clienti vincolati sono coloro che devono necessariamente rifornirsi di elettricità presso il distributore locale, mentre i clienti idonei possono acquistare elettricità da un fornitore liberamente scelto.

Il sistema di accesso dei terzi alla rete prevede due varianti, *l'accesso negoziato* e *l'accesso regolamentato*.

Nel primo caso, i produttori ed i clienti idonei possono negoziare l'accesso alla rete con il relativo Gestore al fine di concludere tra loro contratti di fornitura sulla base di accordi commerciali volontari. Secondo questo schema, il Gestore è tenuto a pubblicare annualmente una gamma indicativa di prezzi per l'utilizzazione della rete, basati, per quanto possibile, sui prezzi medi convenuti nelle trattative svoltesi nei dodici mesi precedenti.

¹¹ A. Colavecchio: *I mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale: profili comunitari*, in Rassegna giuridica dell'energia elettrica, fasc. 3-4/2001, pag. 545.

¹² Interessante notare che solo tre Stati membri – Italia, Francia e Spagna – garantiscono l'uniformità delle tariffe a livello nazionale.

¹³ M. Carta: *La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale nell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica*, in Il diritto dell'Unione Europea, n. 4/2003, pag. 788-789.

Nel caso di accesso regolamentato, invece, il prezzo di accesso alla rete non è liberamente negoziato dalle parti, ma è fissato autoritativamente sulla base di tariffe pubblicate: in questo caso ai clienti idonei viene garantito un vero e proprio diritto di accesso alle reti, con la conseguente imposizione di un obbligo di contrarre in capo al Gestore.

Il secondo modello di accesso, detto dell'Acquirente Unico, prevede la designazione da parte degli Stati membri di una "persona giuridica responsabile, nella rete in cui è stabilita, della gestione unificata della rete di trasmissione e/o della vendita centralizzata dell'energia elettrica".¹⁴ Ciò significa che tale soggetto giuridico dovrebbe normalmente, ancorché non necessariamente, coincidere con il Gestore della rete di trasporto.¹⁵ Ai fini di garantire la sua indipendenza ed imparzialità, l'art. 15, par. 1 prevede che, qualora venga designata un'impresa elettrica verticalmente integrata, la funzione di Acquirente Unico venga gestita separatamente dalle attività di produzione e distribuzione.

L'Acquirente Unico ha dunque il compito di acquistare energia dai produttori e di collocarla sul mercato: ai clienti idonei deve comunque essere conservata la facoltà di rivolgersi direttamente ai produttori. Questo secondo modello organizzativo, sicuramente più complesso, deve comunque garantire risultati economici equivalenti a quelli raggiungibili con il sistema di accesso dei terzi alle reti ed un livello di apertura dei mercati direttamente comparabile.

In entrambe le procedure di accesso tuttavia, il Gestore della rete o l'Acquirente Unico possono rifiutare l'accesso alla rete qualora non dispongano della capacità necessaria, salvo obbligo di motivazione in particolare con riguardo alla necessità di adempimento degli obblighi di servizio pubblico.

Dopo aver posto le basi per la riorganizzazione del settore, la direttiva passa poi a porre vincoli minimi di **apertura alla concorrenza**. L'apertura non è dunque totale, ma limitata a determinate categorie di consumatori e scadenzata secondo un calendario prefissato. Abbiamo visto infatti che secondo il legislatore comunitario il mercato interno dell'energia elettrica deve essere instaurato progressivamente al fine

¹⁴ Art. 2, n. 22.

¹⁵ A. Colavecchio: *I mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale: profili comunitari*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 3-4/2001, pag. 549.

di consentire all'industria di adeguarsi in modo flessibile al nuovo contesto e di tener debitamente conto dei diversi modi in cui sono organizzate le reti elettriche.

La liberalizzazione del mercato elettrico è affidata al progressivo incremento della quota dei clienti idonei, cioè liberi di rivolgersi al produttore di loro preferenza, attraverso l'abbassamento scadenzato della soglia di consumo per l'idoneità. L'art. 19, comma 3, dispone che siano dichiarati subito idonei, i clienti con un consumo annuo superiore a 100 GWh nonché le imprese di distribuzione. Tale disposizione è sufficientemente chiara, precisa e dettagliata ed è dunque *self executing*, indipendentemente dal suo effettivo recepimento negli ordinamenti dei singoli Stati membri. Per il resto viene affidato agli Stati il compito di realizzare un'apertura significativa del mercato attraverso l'individuazione della quota del mercato nazionale.

L'art. 19 prevede tre fasi di apertura dei mercati nazionali dell'elettricità. La prima fase (19 febbraio 1999) comporta un'apertura corrispondente ad una soglia minima calcolata sulla base della quota comunitaria di energia elettrica consumata dai clienti finali aventi un consumo superiore a 40 GWh annui; i due stadi successivi importano un progressivo innalzamento di tale soglia attraverso la riduzione del limite di consumo comunitario prima a 20 GWh (19 febbraio 2000) e poi a 9 GWh (19 febbraio 2003).

Tirando le somme di quanto sin qui esposto, possiamo affermare che il processo di liberalizzazione iniziato con la direttiva 96/92/CE si è articolato su tre piani:

- il piano di liberalizzazione della produzione, attraverso l'introduzione della concorrenza e la conseguente caduta di diritti esclusivi, nonché la regolazione di diverse procedure per la realizzazione di nuovi impianti;
- il piano della liberalizzazione della possibilità di accesso alle reti, attraverso la previsione di obblighi di trasparenza ed indipendenza a carico del soggetto gestore;
- il piano della liberalizzazione della domanda, attraverso il riconoscimento progressivo a determinate categorie di clienti della libertà di scelta del fornitore.

1.1.2 La direttiva 2003/54/CE

In vista di un'ulteriore apertura del mercato dell'energia elettrica, la stessa direttiva 96/92/CE prevedeva una sua revisione da effettuarsi dopo nove anni dalla data della sua entrata in vigore, cioè entro il 2006¹⁶. La proposta di revisione della Commissione¹⁷, nonostante un lungo e laborioso iter, è stata invece adottata prima della data prefissata, con la direttiva 2003/54/CE¹⁸. La Commissione ha creduto infatti opportuno accelerare i tempi per il completamento del mercato interno dell'energia elettrica, in considerazione del fatto che, a suo parere, tutti gli obiettivi basilari perseguiti dal mercato interno – prezzi più bassi, aumento della competitività, alti standard di servizio pubblico, sicurezza di fornitura e protezione dell'ambiente – fossero in corso di conseguimento in un contesto di consenso sociale¹⁹.

La nuova direttiva, che a far data dalla sua entrata in vigore abroga la direttiva 96/92/CE, introduce alcune modifiche significative al quadro legislativo preesistente, senza tuttavia stravolgerne l'impianto originario: l'analisi che segue si concentrerà dunque solo sulle principali innovazioni introdotte, evidenziandone le criticità.

La direttiva, che si ispira ai principi di sussidiarietà e proporzionalità di cui all'art. 5 del Trattato, stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e la fornitura di energia elettrica. Essa definisce inoltre le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'energia elettrica, l'accesso al

¹⁶ C.d. *review clause*, art. 26 della direttiva 96/92/CE.

¹⁷ La prima proposta di revisione della direttiva, discussa a Stoccolma, pur cercando di conciliare la difesa del mercato con quella del servizio pubblico, non è stata approvata per l'esplicita opposizione della Francia, restia ad aprire totalmente il proprio mercato, e per quella meno palese della Germania, unico paese ad aver scelto un accesso negoziato ed a non volere un regolatore indipendente. Le principali novità proposte della Commissione erano: apertura del mercato a tutti i clienti industriali a partire dal 2003 e completa a partire dal 2005; previsione del solo accesso regolato alle reti; rafforzamento dell'indipendenza dei gestori delle reti; creazione di un'autorità di regolamentazione indipendente; rafforzamento del servizio pubblico. La seconda proposta della Commissione è stata discussa al vertice di Barcellona del marzo 2002.

¹⁸ Direttiva 2003/54/CE del Parlamento e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE, in GUUE L 176 del 15 luglio 2003.

¹⁹ Working Paper della Commissione – *“Completing the internal energy market”* – SEC (2001) 438.

mercato, i criteri e le procedure da applicarsi nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione dei sistemi.

L'obiettivo che si propone il legislatore comunitario consiste nell'eliminazione degli ostacoli principali al conseguimento di un mercato interno pienamente operativo, in cui prevalgano condizioni di concorrenza leale. Tale obiettivo è tuttavia temperato dall'esigenza di garantire il rispetto degli **obblighi di servizio pubblico** i quali devono poter essere interpretati su base nazionale, tenendo conto di circostanze nazionali e fatto salvo il rispetto della legislazione comunitaria.

In particolare l'art. 3 prevede che gli Stati membri provvedano affinché tutti i clienti civili e, se ritenuto necessario, anche le piccole imprese²⁰, usufruiscano nel rispettivo territorio del **servizio universale**, cioè del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti²¹.

Tale disposizione è indicativa della nuova enfasi attribuita al rispetto degli obblighi di servizio pubblico dalla nuova direttiva, che ne amplia sensibilmente la portata con particolare riferimento alla tutela dei consumatori finali e soprattutto di quelli vulnerabili. Parallelamente viene anche previsto l'obbligo a carico degli Stati membri di garantire un livello elevato di tutela dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzione delle controversie.

Interessanti appaiono poi le disposizioni specifiche in materia di servizio pubblico concernenti la tutela ambientale e riguardanti un sistema di etichettatura energetica delle fatture. L'art. 3 comma 6 prevede infatti che gli Stati membri debbano provvedere affinché i fornitori di energia elettrica specifichino, nelle fatture o unitamente alle stesse ed in tutto il materiale promozionale inviato ai clienti finali, la quota di ciascuna fonte energetica nel mix complessivo di combustibili utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente.

²⁰ Vengono così definite dallo stesso articolo le imprese aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

²¹ Interessante notare che, diversamente da quanto previsto dall'art. 10 della direttiva 96/92/CE, non viene più prevista l'eventualità dell'imposizione della perequazione tariffaria, cioè l'applicazione di una tariffa unica in un certo territorio.

È inoltre previsto l'obbligo a carico delle stesse imprese di fornire i riferimenti utili, qualora esistenti, su dove reperire informazioni relative all'impatto ambientale, almeno in termini di emissioni di CO₂ e di scorie radioattive risultanti dalla produzione di energia elettrica prodotta mediante il mix di combustibile complessivo utilizzato nell'anno precedente.

Entrando ora nel cuore delle disposizioni della direttiva relative alle diverse attività della filiera elettrica troviamo alcune significative novità. Per quanto riguarda l'attività di **generazione**, l'innovazione di maggior rilievo consiste nella preferenza accordata alla procedura di autorizzazione piuttosto che a quella della gara d'appalto per l'apertura di nuovi impianti: tale scelta d'altra parte non fa che confermare un *trend* già in atto nell'Unione dove la quasi totalità degli Stati membri aveva già optato per questo tipo di procedura. La direttiva prevede inoltre che gli Stati membri stabiliscano a priori e rendano pubblici i criteri e le procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti sul proprio territorio, e che l'eventuale diniego di autorizzazione sia fondato su motivi obiettivi e non discriminatori, adeguatamente documentato e comunicato al richiedente, che deve poter ricorrere contro tale decisione.

L'art. 7 della direttiva prevede tuttavia il ricorso all'indizione di gare o a qualsiasi altra procedura equivalente in termini di trasparenza e non discriminazione, nel caso in cui gli impianti di generazione in costruzione o le misure di efficienza energetica/gestione della domanda adottate in base alla procedura di autorizzazione, non siano sufficienti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Alle stesse condizioni, gli Stati membri possono inoltre assicurare la possibilità di bandire gare ai fini di tutela ambientale e della promozione di nuove tecnologie nascenti.

Più incisive le novità previste dalla direttiva in materia di **trasmissione**. Come abbiamo visto, la direttiva 96/92/CE, in considerazione della peculiarità ed importanza di tale attività per il corretto funzionamento del sistema ed al fine di assicurare a tutti gli aventi diritto l'accesso alle reti in condizioni eque e non discriminatorie, prevedeva l'obbligo per gli Stati membri di designare, direttamente o attraverso le imprese proprietarie delle reti, un soggetto Gestore del sistema di trasmissione. La nuova direttiva si preoccupa ora di rafforzare l'indipendenza e l'efficienza di tale soggetto che, come abbiamo già detto, rappresenta la figura centrale dell'intero sistema elettrico liberalizzato.

L'art. 10 prevede dunque che il Gestore del sistema di trasmissione, qualora faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, sia indipendente, quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell'organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse alla trasmissione, in particolare dalla generazione e dall'approvvigionamento. La nuova normativa non arriva dunque ad imporre l'obbligo di separazione proprietaria della rete, ma impone tuttavia la **separazione societaria e gestionale** del Gestore dall'impresa elettrica integrata²².

La direttiva stabilisce inoltre una serie di criteri minimi per assicurare l'indipendenza del Gestore, ed in particolare si preoccupa di garantire che questi disponga di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa elettrica integrata proprietaria della rete, in relazione alle installazioni necessarie alla sua gestione, manutenzione e sviluppo.

L'obbligo di separazione societaria si accompagna a quello di separazione contabile, già previsto dalla direttiva 96/92/CE e ribadito ora dall'art 19, il quale prevede che, al fine di evitare discriminazioni, trasferimenti incrociati di risorse tra settori e distorsioni della concorrenza, nella loro contabilità interna le imprese elettriche tengano conti separati per ciascuna attività di trasmissione e distribuzione.

Garanzie speculari a quelle sin qui analizzate sono previste in materia di **distribuzione**: l'unica differenza di rilievo sta nella possibilità, prevista a favore degli Stati membri dall'ultimo comma dell'art. 15, di non applicare le disposizioni in materia di separazione giuridica e funzionale alle imprese elettriche integrate che riforniscano meno di 100.000 clienti allacciati o piccoli sistemi integrati.

La direttiva prevede infine la possibilità di designare un Gestore di un sistema combinato di trasmissione e distribuzione, al quale sono applicabili analoghe disposizioni atte a garantirne l'indipendenza dalle attività di generazione ed approvvigionamento.

Passando ora ad esaminare le disposizioni in materia di **accesso alle reti** riscontriamo una importante semplificazione apportata dalla nuova direttiva, la

²² Nel decimo considerando della direttiva è espressamente previsto che, benché la direttiva non affronti questioni legate alla proprietà, "nel caso di una impresa di trasmissione o di distribuzione che sia nella sua forma giuridica separata dalle imprese di generazione e/o fornitrici, i gestori del sistema designati possono essere le stesse imprese proprietarie dell'infrastruttura".

quale, tra le diverse procedure alternative previste dalla direttiva 96/92/CE, opta per la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato.

In tale sistema, il prezzo di accesso alla rete non è liberamente negoziato dalle parti, ma è fissato autoritativamente sulla base di tariffe pubblicate, trasparenti e non discriminatorie, praticabili a tutti i clienti idonei.

Le tariffe o i relativi metodi di calcolo, nonché le condizioni di accesso alle reti, devono essere fissate o approvate da una **Autorità nazionale di regolamentazione**, designata dagli Stati membri ai sensi dell'art. 23 della direttiva. Tali Autorità, le quali devono essere pienamente indipendenti dagli interessi dell'industria elettrica, hanno il compito di assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato. Tra le loro varie attribuzioni troviamo anche l'adozione di misure di gestione della congestione, la sorveglianza della separazione delle attività di produzione, di trasporto e di distribuzione, il controllo del livello di trasparenza e della concorrenza e la gestione dei contenziosi anche transnazionali, sorti nelle materie da loro regolate²³.

Dopo aver riformulato le norme ed i principi organizzativi per un efficace funzionamento del mercato, la direttiva passa poi a rivedere i vincoli minimi di **apertura alla concorrenza**. L'apertura non è da subito totale, ma scadenzata secondo due tappe prestabilite: l'art. 21 prevede infatti che, al più tardi a partire dal 1° luglio 2004, divengano idonei tutti i clienti non civili, mentre l'apertura completa del mercato dal lato della domanda è prevista per il 1° luglio 2007.

Ancora una volta dunque il legislatore comunitario si preoccupa di seguire un approccio graduale per completare il mercato interno dell'energia elettrica e ciò al fine di consentire alle imprese di adeguarsi in modo flessibile al nuovo contesto e garantire al tempo stesso che siano poste in essere misure e sistemi adeguati per proteggere gli interessi degli utenti e far sì che essi dispongano di un diritto reale ed effettivo di scegliere il loro fornitore.

²³ Recentemente, con decisione 2003/796/CE dell'11 novembre 2003 in GUUE L 296/34, la Commissione ha istituito il gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità con l'incarico di agevolare la consultazione, il coordinamento e la cooperazione tra le autorità di regolamentazione degli Stati membri e tra queste e la Commissione europea, allo scopo di consolidare il mercato interno e garantire la coerente applicazione, in tutti gli Stati membri, delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE nonché del regolamento (CE) n. 1228/ 2003.

In conclusione, la direttiva sembra puntare in maniera piuttosto organica al rafforzamento delle condizioni favorevoli ad una concorrenza reale ed equa ed alla realizzazione di un autentico mercato unico europeo. Le esigenze di mercato vengono tuttavia temperate dalle previsioni di disposizioni importanti a tutela delle esigenze di servizio pubblico e tese a realizzare la protezione dei consumatori vulnerabili, la tutela dei diritti dei consumatori e dell'ambiente, la coesione economica e sociale. L'effettiva costituzione di un mercato concorrenziale a livello europeo dipenderà essenzialmente da due fattori chiave: la velocità di recepimento delle direttive da parte dei governi degli Stati membri e la ulteriore legislazione che verrà adottata al fine di colmare i diversi *gap* esistenti.

Tabella 1.1 Confronto tra le principali disposizioni della direttiva 96/92/CE e della direttiva 2003/54/CE

	Direttiva 96/92/CE	Direttiva 2003/54/CE
Generazione	L'attività di generazione è libera. Per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri possono scegliere tra un sistema di autorizzazioni e/o una procedura di gara di appalto. Le autorizzazioni e le gare di appalto devono essere svolte secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori	L'attività di generazione è libera. La nuova direttiva prevede la sola procedura di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di nuovi impianti. È tuttavia prevista la possibilità di ricorrere a bandi di gara qualora con la procedura di autorizzazione non venga costruita una capacità sufficiente di generazione di energia elettrica o qualora si voglia promuovere la tutela dell'ambiente e le nuove tecnologie
Trasmissione	Gli Stati membri devono designare, direttamente o attraverso le imprese proprietarie delle reti di trasmissione, un gestore della rete di trasmissione	La nuova direttiva si preoccupa di rafforzare l'indipendenza e l'efficienza del gestore del sistema di trasmissione, stabilendo disposizioni in materia di separazione dalle altre attività della filiera e criteri minimi per assicurarne l'indipendenza
Distribuzione	Gli Stati membri devono designare, direttamente o attraverso le imprese che possiedono o sono responsabili delle reti di distribuzione, un gestore della rete di distribuzione	La nuova direttiva estende anche al gestore della rete di distribuzione le previsioni in materia di indipendenza ed efficienza previste per la trasmissione. Vengono previste disposizioni in materia di separazione dalle altre attività della filiera elettrica e criteri minimi per assicurare l'indipendenza del gestore

Separazione delle attività della filiera	Separazione almeno gestionale del gestore della rete di trasmissione dalle altre attività non connesse al sistema di trasmissione. Separazione contabile per generazione, trasmissione e distribuzione	La nuova direttiva impone la separazione societaria e gestionale dei gestori delle reti di trasmissione e distribuzione dall'impresa elettrica integrata. Essa impone inoltre alle imprese elettriche di tenere, nella loro contabilità interna, conti separati per ciascuna attività di trasmissione e distribuzione
Accesso alle reti	Gli stati membri possono scegliere tra tre procedure possibili: accesso dei terzi negoziato; accesso dei terzi regolamentato; acquirente unico	La nuova direttiva opta per la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato
Apertura alla concorrenza	Progressiva, abbassando la soglia di consumo per l'idoneità. I clienti idonei vengono così individuati: <ul style="list-style-type: none"> ▪ dal 19 febbraio 1999: clienti con consumo superiore a 40 GWh annui; ▪ dal 19 febbraio 2000: clienti con consumo superiore a 20 GWh; ▪ dal 19 febbraio 2003: clienti con consumo superiore a 9 GWh. Ogni cliente finale il cui consumo superi i 100 GWh annui, nonché le imprese di distribuzione, devono comunque essere considerati clienti idonei	Progressiva. I clienti idonei vengono così individuati: <ul style="list-style-type: none"> ▪ fino al 1° luglio 2004, i clienti idonei di cui alla direttiva 96/92/CE. Entro il 31 gennaio di ogni anno, gli Stati membri pubblicano i criteri per la definizione di tali clienti idonei; ▪ a partire dal 1° luglio 2004, al più tardi, tutti i clienti non civili; ▪ dal 1° luglio 2007, tutti i clienti

1.2 Il contesto nazionale

L'Italia ha recepito la direttiva 96/92/CE con il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79, il c.d. decreto Bersani²⁴, ed ha avviato così la liberalizzazione del settore elettrico nazionale segnando una svolta epocale nel quadro normativo previgente, caratterizzato dalla assoluta preminenza dell'intervento statale rispetto alla libera concorrenza.

²⁴ Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in GU del 31 marzo 1999. La direttiva 2003/54/CE non è stata invece ancora recepita.

Sin dal 1962²⁵ l'intero servizio elettrico era stato infatti nazionalizzato e riservato all'intervento dello Stato sulla base della convinzione che un operatore a completa partecipazione statale ed in posizione di monopolio – l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica o Enel – avrebbe potuto meglio tutelare l'interesse pubblico.

Come vedremo meglio in seguito tuttavia, con la legge 9 gennaio 1991, n. 9²⁶ era stata già introdotta una parziale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili e assimilate, non più soggetta alla riserva disposta in favore dell'Enel né alle autorizzazioni previste dalla normativa emanata in materia di nazionalizzazione di energia elettrica, sostituite invece da un regime di comunicazione. La stessa legge consentiva alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all'Enel: l'impresa autoproduttrice, se costituita in forma societaria, poteva inoltre produrre anche per uso delle società controllate o della società controllante.

Questo principio tuttavia riduceva solo in parte il monopolio dell'Enel, perché vincolava la cessione delle eccedenze energetiche all'Enel stessa. Tali eccedenze venivano ritirate a un prezzo definito dal Comitato Interministeriale dei Prezzi e calcolato in base al criterio dei costi evitati, cioè i costi che l'Enel avrebbe dovuto sostenere per produrre in proprio l'energia elettrica acquistata²⁷.

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica lanciato dall'Unione Europea, ha così iniziato ad aprire alla concorrenza un settore che, in Italia come in altri Stati membri, era rimasto per lunghi anni sotto il dominio di un monopolio nazionale. Appariva dunque necessario prevedere, accanto a misure di promozione della concorrenza, anche misure a tutela di interessi pubblici preminenti, concernenti in particolare la sicurezza, regolarità, qualità e prezzo della fornitura nonché la protezione dell'ambiente.

²⁵ Legge n. 1643 del 6 dicembre 1962. Alla base di tale legge troviamo la disposizione costituzionale dell'art. 43, dove si prevede che ai fini dell'interesse pubblico, la legge possa riservare allo Stato, ad enti pubblici, comunità di lavoratori o di utenti, determinate imprese o categorie di imprese" che si riferiscano ai servizi pubblici essenziali o a fonti di energia o a situazioni di monopolio ed abbiano carattere di preminente interesse generale".

²⁶ Legge 9 gennaio 1991, n. 9 recante "Norme per l'attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", in GU suppl. ord. n. 13 del 16/01/1991.

²⁷ T. Borges: *Breve storia della politica energetica in Europa e in Italia*, in www.tazioborges.it

Per venire incontro a questa esigenza, come abbiamo visto, l'art. 3 della direttiva 96/92/CE riconosceva agli Stati membri la facoltà di imporre alle imprese elettriche, nell'interesse economico generale, obblighi di servizio pubblico: alcuni di essi, come vedremo, sono stati disciplinati direttamente dal decreto Bersani, mentre le misure di carattere più tecnico, come quelle miranti ad assicurare il rispetto della qualità del pubblico servizio, sono state poste in essere con delibere dell'Autorità nazionale di regolamentazione²⁸.

Il decreto Bersani costituisce dunque una norma quadro che liberalizza, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, tutte le attività della filiera elettrica ad eccezione di quelle di trasmissione e dispacciamento – mantenute in riserva allo Stato – e la distribuzione, affidata in concessione su scala locale. Le soluzioni adottate vanno spesso oltre le richieste minimali della direttiva europea, aprendo alla concorrenza in maniera significativa ed originale. La normativa comunitaria d'altra parte, in ossequio al principio di sussidiarietà, si limita a porre principi generali e vincoli minimi di apertura alla concorrenza e riorganizzazione del settore, lasciando agli Stati membri la scelta delle più opportune modalità di attuazione di tali principi.

Nell'analisi del decreto cercheremo di seguire lo stesso taglio utilizzato per l'esame della normativa comunitaria in modo da mettere in evidenza lo stato del recepimento e le problematiche ancora irrisolte.

1.2.1 La generazione

La liberalizzazione del settore elettrico introdotta con il decreto Bersani si basa su tre elementi strettamente correlati, la garanzia di una pluralità di produttori, l'accesso alla rete e la libertà di scelta per i clienti idonei. Affinché emerga una struttura effettivamente competitiva non basta infatti offrire la libertà di scelta ai clienti idonei, ma è indispensabile che anche dal lato dell'offerta vi sia un pluralità di operatori i quali devono poi essere posti in condizione di avere un accesso alla rete trasparente e non discriminatorio.

In Italia, al fine di garantire l'ingresso di nuovi produttori si è ricorsi ad uno strumento non previsto dalla normativa comunitaria la quale, come abbiamo visto, si

²⁸ R. Caiazzo: *Obblighi di servizio pubblico nei settori dell'elettricità e del gas in Italia*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 1/04.

limita a prevedere la liberalizzazione dell'attività di produzione di energia elettrica disciplinando le procedure per l'apertura di nuovi impianti.

Il decreto Bersani introduce invece lo strumento dei cosiddetti **tetti antitrust**, accompagnato dall'obbligo imposto all'Enel di cedere 15.000 MW della propria capacità produttiva: l'art. 8 del DLgs 79/99 prevede infatti che a partire dal 1° gennaio 2003 a nessun soggetto sia consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia.

A tale scopo, l'Enel SpA ha predisposto un *Piano per la cessione degli impianti*²⁹ approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 4 agosto 1999, il quale ha individuato gli impianti da attribuirsi entro il 2003 a tre società di produzione, dette Gen.Co³⁰, nonché l'elenco degli impianti convertibili a ciclo combinato. Tale cessione ha rappresentato la fine del monopolio legale dell'Enel, che tuttavia continua ad essere l'operatore dominante nel panorama nazionale dell'offerta di energia³¹. Tale situazione dovrebbe subire una evoluzione nei prossimi anni, a seguito sia dei piani di conversione a ciclo combinato degli impianti delle società di produzione cedute dall'Enel, sia delle previste realizzazioni di nuove centrali di produzione sul territorio italiano, da parte di operatori nazionali ed esteri.

Il processo di autorizzazione per la realizzazione di nuove centrali rappresenta dunque un tassello importante per l'ingresso di nuovi operatori nel mercato dell'offerta di energia.

²⁹ Approvato, su proposta del Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, di concerto con il Ministro dell'Industria, Commercio ed Artigianato, con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 4 agosto 1999 "Approvazione del Piano per le cessioni degli impianti Enel SpA", pubblicato nella GU n. 207 del 3 settembre 1999.

³⁰ Le Gen.Co, Generation Companies, sono le tre aziende elettriche tra le quali sono stati suddivisi i 15.000 MW di capacità produttiva che l'Enel ha dovuto cedere.

³¹ Secondo la Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, anno 2003, dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, la presenza di Enel, risulta contenuta al di sotto del 50 per cento della produzione destinata al consumo (la produzione netta meno la produzione destinata ai pompaggi) solo includendo nel bilancio elettrico l'energia prodotta in impianti CIP 6. Al netto dell'energia CIP 6 – ovvero calcolando le percentuali senza includere l'energia elettrica prodotta in impianti CIP 6 che non potranno partecipare direttamente alla definizione del prezzo orario nella borsa elettrica – il gruppo Enel copre il 56 per cento del mercato.

La normativa per il rilascio delle autorizzazioni è stata modificata con la legge 9 aprile 2002, n. 55³², la quale sottopone la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici – nonché gli interventi di modifica o ripotenziamento, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi – ad un regime di *autorizzazione unica*, rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive.

Il Ministero, con le modalità previste dalla nuova procedura e a conclusione dei procedimenti avviati prima di essa, ha rilasciato sinora numerose nuove autorizzazioni, riguardanti nella maggior parte dei casi, la costruzione di nuove centrali elettriche, in particolare con tecnologia a ciclo combinato.

In base ai dati pubblicati dallo stesso Ministero, nel periodo 2002-2004, sono state rilasciate autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW, dislocati in misura prevalente al Nord dove è già installato il 53% della potenza efficiente netta esistente (tabella 1.2).

Tabella 1.2 Autorizzazione per nuove centrali termoelettriche rilasciate nel periodo 2002-2004

Zone	MW	% su totale
NORD	7.957	40,3%
CENTRO-NORD	790	4,0%
CENTRO-SUD	1.580	8,0%
SUD	5.430	27,5%
CALABRIA	4.000	20,2%
SICILIA		
SARDEGNA		
TOTALE ITALIA	19.757	100,0%

Fonte: elaborazione AEEG su dati del Ministero delle attività produttive, aggiornamento 21/12/2004

³² Legge 9 aprile 2002 n. 55 "Conversione in legge, con modificazioni del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" (c.d. decreto sblocca centrali), in GU n. 84 del 10 aprile 2004. Tale normativa è stata successivamente integrata dall'art. 3 della legge 17 aprile 2003, n. 83, "Conversione in legge con modificazioni del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. Sanatoria degli effetti del decreto legge 23 dicembre 2002, n. 281", in GU n. 92 del 19 aprile 2003.

Un'altra misura di particolare importanza adottata dal decreto Bersani alla quale conviene accennare da subito, riservandoci di approfondire nel prosieguo la tematica, consiste nella disintegrazione verticale dell'Enel.

Questa è stata attuata tramite la sua trasformazione in società per azioni³³ e la creazione di una Holding con società separate a livello gestionale per le singole attività di produzione, distribuzione, vendita ai clienti finali nonché per l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione nazionale³⁴.

Tale misura, non imposta dalla direttiva 96/92/CE, è coerente con il principio della separazione verticale delle imprese (il c.d. *unbundling*), ed è stata adottata in modo da isolare le attività sottoposte alla concorrenza da quelle monopolistiche al fine di impedire alle imprese integrate di sfruttare il possesso delle reti per ostacolare l'ingresso nel mercato dei nuovi concorrenti³⁵. L'art. 13 del DLgs 79/99 attribuisce comunque all'Enel le funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle sue controllate.

Ad oggi, per quanto riguarda l'attività di produzione, Enel vanta un parco di generazione tecnologicamente diversificato, distribuito su tutto il territorio nazionale e composto da impianti sia termici che idroelettrici: nel 2003, attraverso le due società controllate Enel Produzione ed Enel Green Power, ha contribuito per il 49% della produzione nazionale netta³⁶.

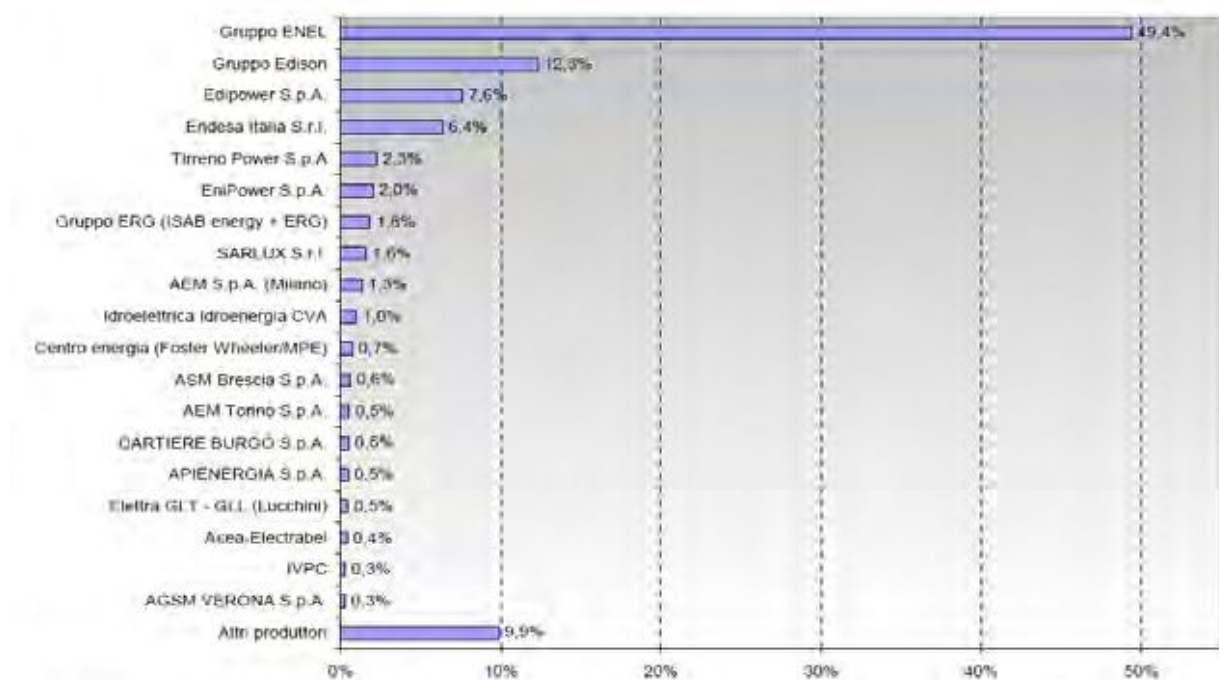
³³ La trasformazione dell'ente in SpA è stata prevista dall'art. 15 del decreto-legge n. 333/1992, convertito in legge n. 359/1992. Successivamente è stata disposta la parziale cessione del capitale a privati tramite collocamento in borsa di parte del capitale sociale di Enel SpA (legge n. 474/1994). Nonostante la trasformazione in società per azioni e l'avviato processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, l'Enel ha mantenuto natura pubblicistica ed i requisiti per essere qualificato come organismo di diritto pubblico.

³⁴ Come imposto dall'art. 13 del DLgs 79/99 sono state costituite le seguenti cinque società: Enel produzione SpA, Enel Distribuzione SpA, Enel Energia SpA, Terna SpA e Sogin – Società Gestione Impianti Nucleari SpA.

³⁵ L. De Paoli: *La riforma dei settori dell'elettricità e del gas in Italia e in Europa*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1/2002.

³⁶ Secondo l'*Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica* del 9 febbraio 2005, compilata dall'AGCM e dall'AEEG, circa quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali. In particolare, nel 2003, Enel ha contribuito al 49,4% della produzione nazionale netta (46,4% per Enel Produzione a cui si deve aggiungere il 2,9% di Enel Green Power); il secondo produttore è risultato Edison che, con le sue

Figura 1.1 Quota percentuale delle maggiori aziende elettriche sulla generazione netta. Anno 2003 (A)



(A) - Inclusive l'autoproduzione e l'energia ritirata dal Gestore della rete

Fonte: stime AEEG su dati forniti dagli operatori

1.2.2 La trasmissione

Le scelte relative all'assetto della rete di trasmissione ed alle sue modalità di gestione rappresentano uno dei temi più delicati del riassetto del sistema elettrico nazionale. Tra i vari compiti del gestore di rete vi è infatti anche la garanzia dell'equilibrio istantaneo e continuo tra domanda ed offerta di energia, indispensabile al corretto funzionamento del sistema elettrico. Poiché il suo operato è necessariamente discrezionale e determina le possibilità di accesso dei terzi al mercato, in un sistema di offerta pluralistico è necessario garantirne la neutralità ed indipendenza, separando la gestione della rete dagli interessi della generazione³⁷.

Questo è d'altra parte quanto richiesto dalla normativa comunitaria che, se con la direttiva 96/92/CE impone la sola separazione contabile e gestionale dalle altre

controllate, ha prodotto il 12,3% dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6%¹, Endesa Italia, 6,4%, Tirreno Power, 2,3% ed EniPower, 2%.

³⁷ C. Campidoglio e G. Vaciago: *La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, vol. 42, fasc. 2/1999 pag. 37.

attività non connesse alla trasmissione, con la direttiva 2003/54/CE, non ancora recepita in Italia³⁸, impone invece come livello minimo di separazione anche quella societaria.

Al termine di un lungo dibattito, l'Italia si è orientata verso la costituzione di un Gestore indipendente, incaricato di esercitare le attività di trasmissione sulla reti ad alta ed altissima tensione e di dispacciamento dell'energia elettrica, compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale.

L'art. 1 del decreto legislativo 79/99 riserva infatti le attività di trasmissione e dispacciamento allo Stato e le attribuisce in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Tale Gestore è una società per azioni costituita dall'Enel che, ai sensi dell'art. 3 del decreto Bersani, le ha conferito tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti: le azioni della nuova società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero dell'Economia e delle Finanze, il quale esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero delle Attività Produttive, che ne definisce gli indirizzi strategici ed operativi.

La proprietà della rete è stata invece attribuita alla neocostituita Terna SpA, società del gruppo Enel SpA, che ne detiene l'intero capitale sociale e a cui compete l'esercizio, la manutenzione e lo sviluppo della porzione di rete di sua proprietà. Terna detiene attualmente la proprietà di circa il 90 per cento della rete di trasmissione nazionale, mentre la restante quota è detenuta da società pubbliche e private³⁹.

Con il decreto Bersani, l'Italia ha fatto dunque una scelta di compromesso, a metà strada fra separazione societaria e proprietaria: la proprietà della rete non è stata modificata, ma la sua gestione è stata affidata ad un gestore indipendente. Tale assetto, implicando la distribuzione di funzioni e competenze tra più soggetti, può comportare delle difficoltà operative, in particolare per quanto riguarda gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete.

³⁸ La direttiva 2003/54/CE doveva essere recepita dagli Stati membri entro il 1° luglio 2004. L'Italia è rimasta inadempiente ma con la legge 18 aprile 2005, n. 62, recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2004" (GU n. 96 del 27-4-2005 - Suppl. Ord. n.76) la direttiva è stata recepita.

³⁹ Quali in particolare Edison; Aem Milano; Acea e Ferrovie dello Stato.

Tali interventi, deliberati dal GRTN nel rispetto degli indirizzi ministeriali⁴⁰, possono distinguersi in interventi che si effettuano a partire da infrastrutture esistenti e interventi che portano invece alla costruzione di nuove linee e/o stazioni.

Nel primo caso le opere sono a carico dei soggetti proprietari ed il gestore deve a sua volta stipulare anche con essi convenzioni che disciplinino l'intervento, conformandosi ad una convenzione-tipo adottata con il decreto ministeriale 22 dicembre 2000⁴¹. Nel secondo caso invece, ove il Gestore non intenda procedere direttamente, individua mediante gara il soggetto titolare del nuovo impianto con il quale stipula convenzioni per la costruzione e l'esercizio dello stesso. Questa soluzione è stata criticata da più parti in quanto comporta alcuni inconvenienti ed in particolare aumenta la conflittualità del sistema; i produttori proprietari delle reti hanno infatti interesse a sfruttare la propria posizione di gestori della manutenzione e dello sviluppo, per rallentare o indirizzare i relativi interventi in funzione del contenimento della concorrenza nel mercato della generazione⁴².

1.2.3 La riunificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione

L'attuale assetto è tuttavia destinato a modificarsi, perché l'art. 1 ter della legge n. 290 del 27 ottobre 2003⁴³ ha disposto l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale.

⁴⁰ La legge 23 agosto 2004 n. 239 – recante norme per il "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", in GU n. 21 del 13 settembre 2004 – attribuisce allo Stato la competenza per l'approvazione degli indirizzi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, considerati i piani regionali di sviluppo del servizio elettrico.

⁴¹ DM Industria, 22 dicembre 2000, Approvazione della convenzione tipo di cui all'art. 3, comma 8, del DLgs 16 marzo 1999, n. 79, recante in allegato la convenzione-tipo per la disciplina degli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete nazionale e dei dispositivi di interconnessione con altre reti, GU 19 gennaio 2001, n. 115. Secondo la ripartizione di competenze effettuata dalla legge 239/04, l'aggiornamento della Convenzione-tipo spetta allo Stato, sentita la Conferenza Unificata.

⁴² C. Campidoglio e G. Vaciago: *La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* vol. 42, fasc. 2/1999 pag. 39.

⁴³ Legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità", in GU n. 251 del 28 ottobre 2003.

Tale norma ha imposto infatti al Governo di definire, tramite un apposito decreto, i criteri per procedere alla riunificazione tra la proprietà della rete di trasmissione elettrica nazionale e la sua gestione, nonché alla successiva privatizzazione della nuova entità giuridica conseguente alla riunificazione tra Terna e GRTN.

Inoltre, il comma 4 del medesimo articolo ha previsto che le società di produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica, a decorrere dal 1° luglio 2007, non possano detenere quote superiori al 20% del capitale della società risultante dalla riunificazione.

In ottemperanza a quanto previsto da tale articolo, il Governo ha emanato il DPCM 11 maggio 2004⁴⁴, che definisce i tempi e le modalità della fusione di Terna con la società di gestione della rete di trasmissione nazionale e la successiva privatizzazione del soggetto risultante.

Viene dunque previsto che la riunificazione avvenga entro il 31 ottobre 2005 attraverso il trasferimento a titolo oneroso da parte del GRTN a Terna di attività, funzioni, beni e rapporti giuridici attivi e passivi e delle concessioni inerenti la gestione della rete, ad eccezione dei diritti relativi al CIP 6, del ruolo per l’emanazione dei Certificati Verdi e delle partecipazioni detenute dal GRTN nelle società Gestore del Mercato Elettrico ed Acquirente Unico⁴⁵. Con effetto dalla data di efficacia del trasferimento, Terna assume la titolarità e le funzioni di Gestore.

Il GRTN, entro il 31 dicembre 2004, era poi tenuto a predisporre un nuovo Codice di rete, contenente le regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, per l’accesso e l’uso della rete elettrica nazionale e delle apparecchiature direttamente connesse, per l’interoperabilità delle reti e per l’erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della rete elettrica nazionale e per gli interventi di manutenzione della stessa.

Tale legge anticipa alcune misure ritenute urgenti dal Governo e stralciate dal disegno di legge Marzano per il riordino del settore energetico che verrà analizzato nel prosieguo.

⁴⁴ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante “Criteri, modalità e condizioni per l’unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione”, in GU n. 115 del 18 maggio 2004.

⁴⁵ Il Gestore del Mercato elettrico e l’Acquirente Unico sono società per azioni costituite per effetto del decreto Bersani dal GRTN che ne è l’unico azionista. Per un’esposizione delle loro funzioni vedi il § 1.2.7.

Il Codice deve prevedere, inoltre, l'istituzione di un Comitato di Consultazione, competente a proporre modifiche ed integrazioni del Codice stesso, ad esprimere pareri non vincolanti e ad agevolare la risoluzione di eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole, affinché vengano garantite, con il suo operato, la non discriminazione e la trasparenza delle procedure di accesso.

Al fine di migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete nazionale di trasmissione, il DPCM prevede anche la completa unificazione, in capo a Terna, delle residue porzioni di rete possedute da operatori terzi. Un ruolo centrale in questa operazione è affidato alla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, la quale, ai sensi dell'art. 2 del DPCM, può disporre l'adozione di meccanismi – anche di natura tariffaria – volti a promuovere tale aggregazione, da realizzarsi entro il 30 aprile 2006.

Il soggetto risultante dall'unificazione tra Terna e GRTN dovrà operare secondo i principi di imparzialità e neutralità, senza operare discriminazioni tra gli utenti ed a tal fine il decreto prevede una serie di criteri, modalità e condizioni per la sua gestione. In particolare il decreto impone la modifica dello statuto di Terna, in modo da prevedere la nomina del consiglio di amministrazione tramite voto di lista, con un limite al diritto di voto al 5% del capitale sociale di Terna per tutti i soggetti operanti nel settore della produzione, importazione, distribuzione, vendita e trasmissione dell'energia elettrica, Enel compresa. Lo stesso limite del 5% è previsto per il possesso di azioni della nuova società in capo a tutti gli azionisti.

Quanto alla privatizzazione della futura società, già prevista dalla legge 290/03, il decreto ribadisce la necessità di assicurare gli obiettivi dell'azionariato diffuso e della stabilità dell'assetto proprietario, anche in considerazione della tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte da tale soggetto. Il decreto prevede dunque da una parte la costituzione di un nucleo stabile formato da uno o più azionisti e dall'altro l'apertura all'azionariato con uno sbarramento ai diritti di voto del 5%. A tal fine l'art. 4 prevede che Enel, entro il 1° luglio 2007, riduca la propria partecipazione nel capitale di Terna o del soggetto risultante dall'unificazione così da non detenerne più del 20% e permettere gradualmente a nuovi concorrenti di entrare nella proprietà della rete.

La riduzione progressiva delle quote potrà avvenire sia mediante l'assegnazione da parte di Enel a favore dei propri azionisti delle azioni di Terna, sia mediante trattativa

diretta con i potenziali acquirenti, fermo restando il limite del 5% e il rispetto dei principi di neutralità ed imparzialità. Ad esito di tali operazioni, si prevede che Enel possa cedere l'eventuale quota residua mediante procedure trasparenti e non discriminatorie, finalizzate all'ulteriore diffusione dell'azionariato tra i risparmiatori e/o investitori istituzionali, nel rispetto del limite del 5%.

La riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete elettrica può rappresentare un miglioramento della originaria impostazione del processo di liberalizzazione del settore elettrico, in particolare in quanto contribuisce a predisporre più stringenti incentivi ad effettuare gli investimenti in infrastrutture di trasmissione idonei a sostenere l'incremento di offerta necessario a coprire il crescente fabbisogno nazionale. Con la fusione, il soggetto unificato potrà infatti non solo programmare gli investimenti sulla rete ma realizzarli in proprio, con maggiore immediatezza di intervento sia nella manutenzione sia nelle nuove realizzazioni⁴⁶.

Così come strutturata tuttavia, tale riforma presenta anche problematiche di rilievo. Particolarmente interessanti risultano le osservazioni dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito al processo di privatizzazione previsto dalla legge 290/03, formulate nella segnalazione AS278⁴⁷, precedente all'emanazione del DPCM citato.

L'Autorità sostiene che sarebbe "preferibile attribuire la proprietà e la gestione della rete ad un soggetto mosso da strette finalità pubblicistiche, sia per quanto riguarda le decisioni relative all'accesso, sia soprattutto per quanto attiene alle scelte di investimenti strutturali di rete. Ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e della continuità del servizio, infatti, il sistema di rete dovrebbe dare adeguato risalto all'obiettivo di assicurare costantemente la disponibilità di un livello adeguato di capacità trasmissiva; obiettivo che, per altro verso, potrebbe essere non sempre agevolmente perseguibile da parte di operatori guidati da logiche privatistiche, con il conseguente rischio di una sistematica carenza delle dotazioni infrastrutturali".

⁴⁶ Come vedremo meglio in seguito, l'art. 1 sexies della legge n. 290 del 2003 prevede inoltre un unico procedimento per il rilascio, da parte dello Stato ed entro sei mesi dalla data di presentazione della domanda, dell'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di nuove linee elettriche. Tale articolo è stato tuttavia recentemente modificato dal comma 26, art. 1 della legge n. 239 del 2004, di cui parleremo diffusamente in seguito, vedi § 1.2.8.

Il DPCM, come abbiamo visto, non accoglie l'impostazione suggerita dall'Autorità: la società risultante dall'unificazione tra Terna e GRTN sarà caratterizzata infatti da un nucleo stabile di investitori istituzionali, ma lascerà ampio spazio anche all'azionariato diffuso.

In ogni caso, indipendentemente dalla scelta che attiene alla natura pubblica o privata della nuova società, le preoccupazioni dell'Autorità investono l'indipendenza dell'operatore di rete dagli interessi della generazione e dell'approvvigionamento. Secondo l'Autorità, infatti, "la completa separazione proprietaria tra rete di trasmissione elettrica ed operatori attivi nelle fasi a monte – generazione – ed a valle – distribuzione e vendita – è essenziale affinché l'operatore di rete mantenga, sia in materia di accesso alla rete, sia con riferimento al dispacciamento degli impianti di generazione, i profili di terzietà e di indipendenza necessari affinché nel mercato elettrico operino effettive condizioni concorrenziali".

La forte partecipazione di Enel – 20% dal 2007 – al capitale della società risultante dalla riunificazione, potrebbe invece determinare la possibilità per l'*incumbent* di influire sulla trasmissione e il dispacciamento di energia elettrica, con la conseguenza di una distorsione monopolistica delle funzioni sinora svolte dal GRTN. Per garantire la terzietà delle reti le società di produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica non dovrebbero poter detenere quote di capitale sociale della società risultante dalla fusione tra Terna e il GRTN.

1.2.4 La distribuzione

L'attività di distribuzione di energia elettrica, al pari di quella di trasmissione, si avvale di una rete che può essere considerata un monopolio naturale, anche se su scala locale. Per questo motivo, come abbiamo visto, le direttive comunitarie prevedono soluzioni analoghe a quelle adottate in materia di trasmissione; in particolare, la direttiva 96/92/CE prevedeva l'obbligo per gli Stati membri di designare, direttamente o attraverso le imprese proprietarie delle reti, un soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di distribuzione in una data zona e dei suoi relativi dispositivi di interconnessione

⁴⁷ Segnalazione 15 aprile 2004, AS278, "Riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale", Boll. 15/2004.

con altre reti. Successivamente la direttiva 2003/54/CE ha previsto norme più precise per garantire l'indipendenza dei gestori del sistema di distribuzione, imponendo la loro separazione societaria e gestionale dall'impresa elettrica integrata. Il decreto Bersani prevede che l'attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive ed impone alle imprese distributrici di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta. L'obiettivo della riforma delineata dal DLgs 79/99 in questo segmento, che per alcuni aspetti va oltre quanto stabilito dalla normativa comunitaria, consiste nella razionalizzazione dell'assetto della distribuzione attraverso la riduzione della posizione di preminenza dell'Enel sul territorio nazionale, almeno nei Comuni dove Enel e municipalizzate operano congiuntamente. In questo modo il decreto intende affrontare il problema del sottodimensionamento di un folto numero di aziende locali, operative, insieme con il monopolista Enel, all'interno dello stesso centro urbano.

L'art. 9 stabilisce dunque il principio dell'unicità della concessione per ambito comunale, prevedendo, nei Comuni dove sono presenti più distributori, iniziative di aggregazione negoziate tra le parti soggette all'approvazione del Ministero delle Attività Produttive. Nel caso in cui non sia possibile raggiungere l'accordo o in caso di diniego dell'approvazione da parte del Ministero, le società di distribuzione partecipate dagli enti locali possono chiedere all'Enel la cessione dei rami di azienda relativi ai Comuni dove servono almeno il 20% delle utenze.

La facoltà di avvalersi delle procedure di aggregazione consensuale viene riconosciuta, previo parere favorevole del Ministro delle Attività Produttive, anche alle società degli enti locali che distribuiscono energia elettrica ad almeno 100.000 clienti finali, relativamente ad ambiti territoriali contigui⁴⁸.

Il decreto prevede una durata trentennale delle concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001, lasso di tempo che potrebbe essere eccessivamente lungo a fronte del grado di ammortamento degli investimenti pregressi: la totale assenza di indicazioni

⁴⁸ La legge 5 marzo 2001, n. 57 recante "Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati" in GU n. 66 del 20 marzo 2001, favorisce ulteriormente tali iniziative prevedendo una procedura di silenzio assenso sul parere del Ministro dell'Industria e consentendo alle società di distribuzione, che abbiano un numero di clienti finali non inferiore ad un quarto dei clienti compresi nel bacino territoriale oggetto della richiesta, di avvalersi in ogni caso delle procedure senza la necessità di effettuare la richiesta al Ministro dell'Industria.

circa le modalità di rinnovo delle stesse a scadenza potrebbe inoltre pregiudicare un adeguato grado di concorrenza per il mercato⁴⁹.

Questo è tanto più vero se consideriamo che ad oggi gran parte del territorio nazionale è coperto da Enel Distribuzione SpA, società costituita dall'Enel ai sensi dell'art. 13 del decreto Bersani, ed alla quale era già stata trasferita la titolarità della concessione di esercizio delle attività elettriche precedentemente riservate all'Enel per la parte relativa alla distribuzione ed alla vendita ai clienti vincolati⁵⁰. Nell'ottobre del 2003 è stata riconfermata la concessione dell'attività di distribuzione⁵¹ ed è stata adeguata la convenzione con il Ministero delle Attività Produttive alle disposizioni di legge emanate dopo la stipula.

È interessante accennare in questa sede agli obblighi di servizio pubblico imposti ai distributori in materia di tutela ambientale, dei quali si parlerà diffusamente in seguito. L'art. 9 del decreto Bersani impone che le concessioni di distribuzione prevedano misure d'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministero delle Attività Produttive. La quota dell'obiettivo nazionale che deve essere conseguita dal singolo distributore è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica distribuita dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e l'energia complessivamente distribuita sul territorio nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso.

I decreti ministeriali 24 aprile 2001 emanati ai sensi dell'art. 9 del decreto Bersani sono stati recentemente aggiornati e sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 sull'efficienza energetica, i quali, come vedremo in seguito, istituiscono un innovativo sistema di promozione delle tecnologie energeticamente efficienti.

⁴⁹ C. Campidoglio e G. Vaciago: *op. cit.*, pag. 45.

⁵⁰ Art. 38 della legge 24 novembre 2000, n. 340, recante "Disposizioni per la delegificazione di norme e per la semplificazione di procedimenti amministrativi - Legge di semplificazione 1999", in GU n. 275 del 24 novembre 2000.

⁵¹ Ministero delle Attività Produttive, decreto 13 ottobre 2003: "Decreto afferente la conferma della concessione ad Enel Distribuzione SpA dell'attività di distribuzione di energia elettrica nei Comuni di cui agli allegati 1, 2 e 3, già attribuita all'Enel SpA con decreto del 28 dicembre 1995, e l'adeguamento della convenzione, stipulata il 28 dicembre 1995 tra il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e l'Enel SpA, alle disposizioni di legge emanate dopo tale data", in GU n. 269 del 11 novembre 2003 - Suppl. Ord. n. 176.

1.2.5 L'accesso alle reti

Abbiamo visto come la normativa comunitaria, per permettere ai fornitori non tradizionali di offrire i loro servizi ai clienti idonei, stabilisce il principio dell'accesso dei terzi, in condizioni obiettive, trasparenti e non discriminatorie, alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. La direttiva 96/92/CE disegnava due modelli alternativi tra i quali gli Stati membri potevano scegliere, il sistema di accesso dei terzi (TPA) ed il sistema dell'Acquirente Unico (AU). La direttiva 2003/54/CE ha semplificato il sistema optando per la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato. In tale sistema, come abbiamo visto, il prezzo di accesso alla rete non è liberamente negoziato dalle parti, ma è fissato autoritativamente sulla base di tariffe pubblicate, trasparenti e non discriminatorie, praticabili a tutti i clienti idonei.

In applicazione del principio di sussidiarietà, il legislatore italiano, già con il decreto Bersani, ha optato per la procedura dell'accesso dei terzi regolamentato ed ha assegnato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas⁵² la competenza a definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti nonché le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti. L'Autorità ha dunque il compito, nell'esercizio delle sue attività di regolazione, di garantire la fruibilità non discriminatoria delle infrastrutture essenziali e di promuovere l'efficienza e la concorrenza nel settore.

D'accordo con i principi comunitari, il gestore della rete e le imprese distributrici, concessionarie, rispettivamente, delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica nel proprio ambito territoriale, hanno l'obbligo di connessione, rispettivamente, alla rete di trasmissione nazionale ed alle reti di distribuzione di tutti i soggetti che ne facciano richiesta. L'eventuale rifiuto di accesso alle reti deve essere debitamente motivato.

⁵² L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità", in GU n. 27 del 18 novembre 1995, Suppl. Ord. n. 136. L'Autorità ha funzioni di regolazione e controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.

1.2.6 L'apertura alla concorrenza

Il terzo pilastro di un efficace processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica – accanto alla garanzia di una pluralità di operatori ed alla possibilità di un accesso trasparente e non discriminatorio alla rete – consiste nella libertà di scelta del fornitore da parte dei clienti idonei. Come abbiamo già visto in precedenza, il legislatore comunitario ha adottato un approccio graduale per completare il mercato interno dell'energia elettrica e ciò al fine di consentire alle imprese di adeguarsi in modo flessibile al nuovo contesto e garantire al tempo stesso che siano poste in essere misure e sistemi adeguati per proteggere gli interessi degli utenti. L'apertura non è stata da subito totale, ma scandata secondo tappe prestabilite: in ultimo la direttiva 2003/54/CE prevede che l'apertura completa del mercato dal lato della domanda avvenga entro il 1° luglio 2007.

Sul piano nazionale, l'art. 14 del decreto Bersani, recependo la direttiva 96/92/CE, attribuiva la qualifica di cliente idoneo ai clienti individuali con consumi non inferiori a 20 GWh e a 9 GWh a decorrere, rispettivamente dal 1° gennaio 2000 e 1° gennaio 2002. Successivamente la legge 5 marzo 2001 n. 57⁵³, ha abbassato la soglia di idoneità a 0,1 GWh a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva, cessione avvenuta in data 29 gennaio 2003⁵⁴.

L'art. 21 della direttiva 2003/54/CE ha tuttavia imposto successivi ampliamenti della categoria dei clienti idonei secondo due tappe fondamentali che, come abbiamo visto, prevedono l'allargamento a tutti i clienti non civili entro il 1° luglio 2004 e a

⁵³ Art. 10. comma 4 della legge 5 marzo 2001, n. 57, recante "Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati", in GU n. 66 del 20 marzo 2001, che recita: "All'articolo 14 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo il comma 5 è aggiunto il seguente: "5-bis. A decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'ENEL SpA, di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva ai sensi dell'articolo 8, comma 1, è cliente idoneo ogni cliente finale, singolo o associato, il cui consumo, misurato in un unico punto del territorio nazionale, destinato alle attività esercitate da imprese individuali o costituite in forma societaria, nonché ai soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 3 febbraio 1993, n. 29, è risultato, nell'anno precedente, superiore a 0,1 GWh. Con la medesima decorrenza cessano di avere applicazione i commi 2, 3, 4 e 5 del presente articolo".

⁵⁴ A decorrere dal 29 aprile 2003 è dunque cliente idoneo ogni cliente finale il cui consumo, misurato in un unico punto del territorio nazionale, è risultato, nell'anno precedente, superiore a 100.000 kWh.

tutti i clienti entro il 1° luglio 2007⁵⁵. La direttiva non è stata ancora recepita nell'ordinamento italiano, ma la disposizione contenuta nell'art. 21 è incondizionata e sufficientemente precisa, quindi, secondo uniforme e costante interpretazione della Corte di Giustizia, di diretta applicazione negli ordinamenti dei singoli Stati membri anche in assenza di recepimento.

Alla scadenza del primo termine per l'allargamento dunque, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, anche nelle more del suddetto recepimento, ha dovuto adeguare le proprie disposizioni in materia⁵⁶ svincolando la qualifica di cliente idoneo dalla verifica del raggiungimento di soglie di consumo annuo di energia elettrica: attualmente dunque tutti i clienti non civili sono liberi di scegliere il proprio fornitore indipendentemente dai propri consumi.

Lo status di cliente idoneo non è rinunciabile e conferisce ai clienti finali non civili il diritto potestativo di contrattare liberamente le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati, compresa la scelta della controparte contrattuale: al riconoscimento di tale diritto potestativo è correlato il riconoscimento del diritto a mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato.

Successivamente il legislatore italiano ha provveduto a recepire le disposizioni della direttiva 2003/54/CE in materia di apertura alla concorrenza sul versante della domanda con il comma 30 dell'articolo unico della legge 239/04⁵⁷, il quale formalizza l'apertura ai clienti domestici al 1° luglio 2004 e a tutti i clienti al 1° luglio 2007.

⁵⁵ Art. 21 comma 1 lettere b) e c) della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003.

⁵⁶ Delibera n. 107/04 in GU n. 174 del 27-7-2004 recante "Provvedimenti in materia di clienti idonei nel settore elettrico in attuazione dell'articolo 21, comma 1, lettera b), della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003" che abroga la deliberazione n. 20/03 che recava invece "Definizione di modalità per il riconoscimento e la verifica della qualifica di cliente idoneo ed altri obblighi di informazione" in GU serie generale n. 71 del 26 marzo 2003. I clienti idonei hanno dunque diritto ad esercitare il recesso di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 158/99: qualora tale diritto non venga esercitato, rimane valido, senza il bisogno di alcun adempimento, il contratto di fornitura in essere sul mercato vincolato.

⁵⁷ Legge 23 agosto 2004 n. 239 "Riordino del sistema energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" in GU n. 215 del 13 settembre 2004.

Figura 1.2 Regole per l'accesso alla qualifica di cliente idoneo

Fonte: AU

1.2.7 Il mercato e la borsa elettrica

Per agevolare la competizione nella generazione e favorire l'ingresso di nuovi operatori, il decreto Bersani istituisce un mercato per la gestione degli scambi di energia all'ingrosso. Si tratta ancora una volta di una scelta non imposta dalla direttiva 96/92/CE, ma in linea con le più evolute esperienze internazionali.

Ai sensi dell'art. 5 del decreto citato, la gestione economica del mercato elettrico è affidata ad una società per azioni costituita dal GRTN e denominata **Gestore del Mercato Elettrico** (GME)⁵⁸.

Il Gestore deve organizzare il mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì la gestione economica di una adeguata riserva di potenza.

La creazione di un mercato elettrico corrisponde essenzialmente a due esigenze, da una parte quella di stimolare la concorrenza nelle attività di produzione e vendita di energia elettrica attraverso la creazione di una piattaforma di mercato, dall'altra quella di favorire la massima efficienza nella gestione del dispacciamento dell'energia elettrica, attraverso la creazione di un mercato per l'acquisto delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Il mercato elettrico consente a produttori, consumatori e grossisti di stipulare contratti orari di acquisto e vendita di energia elettrica per il giorno successivo.

⁵⁸ Con il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, pubblicato nel Supplemento Ordinario alla GU n. 301 del 30 dicembre 2003, è stato approvato il testo integrato della disciplina del mercato, nonché la presa in carico del mercato elettrico da parte del GME a decorrere dall'8 gennaio 2004.

Le transazioni si svolgono su una piattaforma telematica alla quale gli operatori si connettono attraverso la rete internet, con procedure di accesso sicuro, tramite certificati digitali, per la conclusione on-line di contratti di acquisto e di vendita di energia elettrica. Il mercato elettrico organizzato dal GME, comunemente indicato come Borsa elettrica, si articola nei seguenti tre mercati:

- mercato del giorno prima (MGP), dove produttori, grossisti e clienti finali idonei possono vendere e acquistare energia elettrica per il giorno successivo. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna;
- mercato di aggiustamento (MA), dove gli operatori possono modificare i programmi definiti in esito al MGP presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio;
- un mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), dove gli operatori presentano offerte di disponibilità di aumento o riduzione della potenza immessa o prelevata in ogni ora e sul quale il GRTN si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico. A tale mercato possono partecipare solo gli utenti di dispacciamento dei punti di offerta abilitati dal GRTN.

Tabella 1.3 Schema di articolazione del mercato elettrico

	Mercato del Giorno Prima (MGP)	Mercato di Aggiustamento (MA)	Mercato del servizio di Dispacciamento (MSD)	
Risorsa scambiata	Energia	Energia	Energia per la soluzione delle congestioni e per i margini di riserva	Energia per il bilanciamento in tempo reale
Unità ammesse a partecipare	Tutti i punti di offerta in immissione + Tutti i punti di offerta in prelievo		Tutti i punti di offerta in immissione e prelievo abilitati dal GRTN alla fornitura dei servizi di dispacciamento	
Operatori ammessi a partecipare	Operatori di Mercato	Operatori di Mercato	Utenti di dispacciamento	Utenti di dispacciamento
Prezzo	Prezzo di Equilibrio	Prezzo di Equilibrio	Prezzo offerto	Prezzo offerto

Fonte: GME

La Borsa elettrica ed il dispacciamento delle unità di produzione secondo criteri di merito economico, hanno preso avvio solo nell'aprile del 2004, con notevole ritardo dunque rispetto alla tempistica prevista nel decreto Bersani⁵⁹. Tale avvio ha rappresentato un momento di svolta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico in quanto per la prima volta i diritti di immissione e di prelievo di energia elettrica nel/dal sistema elettrico nazionale sono stati assegnati secondo principi di mercato ed i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono stati determinati dalle dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica.

Sino all'avvio del dispacciamento di merito economico dell'energia, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato era stabilito dall'autorità di regolazione e rappresentava un riferimento anche per le cessioni di energia elettrica nel mercato libero. Dal 1° aprile 2004 i prezzi amministrati sono stati sostituiti da prezzi di mercato ed il prezzo di riferimento per la valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso è il prezzo registrato nella borsa elettrica.

Come vedremo successivamente, nell'ambito dell'organizzazione e gestione economica del mercato elettrico, al GME è affidata, inoltre, l'organizzazione delle sedi di contrattazione dei *Certificati Verdi*, attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, e dei *Titoli di Efficienza Energetica*, attestanti la realizzazione di politiche di riduzione dei consumi energetici⁶⁰.

Produttori e clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica non solo attraverso il mercato organizzato dal GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, attraverso i c.d. contratti bilaterali. In questo caso le forniture, nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia, sono liberamente determinati dalle parti. Tuttavia, anche i contratti bilaterali sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto. A tal fine il GRTN comunica al GME i programmi di immissione ed i programmi di prelievo relativi ai contratti bilaterali sotto forma di offerte di vendita e di acquisto.

⁵⁹ Secondo l'art. 5 del DLgs 79/99 "entro il 1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti è determinato, salvo quanto previsto dall'articolo 11, secondo il dispacciamento di merito economico. Dalla data in cui questo viene applicato, il gestore del mercato assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi".

⁶⁰ Vedi rispettivamente § 2.2.2 e § 3.2.2.

Al mercato elettrico e ai contratti bilaterali si aggiungono poi due altre importanti fonti di approvvigionamento di energia elettrica, ovvero l'energia di cui all'art. 3 comma 12 del decreto legislativo 79/99 – consistente nei ritiri obbligati dell'energia, in gran parte CIP 6⁶¹, da parte del GRTN – e l'energia elettrica proveniente dalle importazioni.

I clienti vincolati invece⁶² non hanno accesso diretto al mercato elettrico, dove sono "rappresentati" dall'**Acquirente Unico** (AU), società per azioni costituita dal GRTN per effetto del decreto Bersani⁶³. L'Acquirente Unico è concepito come un soggetto di tutela dei consumatori vincolati, autonomo ed esterno all'industria elettrica, al quale il legislatore ha attribuito il compito di aggregare tutti i consumatori vincolati e comperare in loro vece cercando di ottenere le migliori condizioni⁶⁴. La creazione di tale figura si giustifica sulla considerazione che la mancanza in Italia di una separazione proprietaria tra distribuzione e generazione, fa venir meno l'interesse dei distributori ad acquistare energia in modo efficiente per rifornire il mercato vincolato.

L'art. 4 del decreto legislativo n. 79/99 attribuisce dunque all'Acquirente Unico la funzione di assicurare la fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato – nonché per i clienti idonei che scelgono di non cambiare fornitore – in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza e parità di trattamento. Esso ha il compito di garantire la disponibilità di capacità produttiva e la fornitura di energia elettrica, con l'obiettivo di massimizzare, in termini di stabilità e livello dei prezzi, il benessere dei piccoli e medi consumatori.

⁶¹ Come vedremo meglio successivamente, il CIP 6 è il provvedimento attuativo della legge 9/91 di incentivazione delle fonti rinnovabili, che la legge stessa demandava al Comitato Interministeriale Prezzi.

⁶² Ricordiamo che, a partire dal 1° luglio 2004, con l'estensione dell'idoneità a tutti i clienti non civili, sono considerati vincolati solo i clienti domestici.

⁶³ Il GRTN detiene l'intero capitale sociale dell'AU. Ai sensi dell'art. 4, comma 7, del decreto n. 79/99 tuttavia, il Ministero delle Attività Produttive, sentita l'Autorità dell'energia elettrica e il gas, può autorizzare il gestore a cedere quote azionarie della società a soggetti che, in forma singola o associata, rappresentino componenti significative delle attività di distribuzione dell'energia elettrica. Nessuno di questi ultimi soggetti può controllare, direttamente o indirettamente, quote superiori al dieci per cento del capitale sociale. Il gestore mantiene in ogni caso la maggioranza di detto capitale.

⁶⁴ Con decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003, in GU 301 del 30 dicembre 2003, l'Acquirente Unico ha assunto, a partire dal 1° gennaio 2004, la titolarità del ruolo di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato, subentrando ad Enel SpA nella suddetta funzione.

Il medesimo articolo prevede che, sulla base delle direttive impartite dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, l'Acquirente Unico stipuli contratti di vendita con i distributori a condizioni non discriminatorie, consentendo l'applicazione della tariffa unica al mercato vincolato e garantendo il proprio equilibrio di bilancio. I distributori acquistano dunque dall'AU l'energia elettrica al costo medio di approvvigionamento e la rivendono ai clienti vincolati sulla base delle componenti tariffarie istituite dall'Autorità.

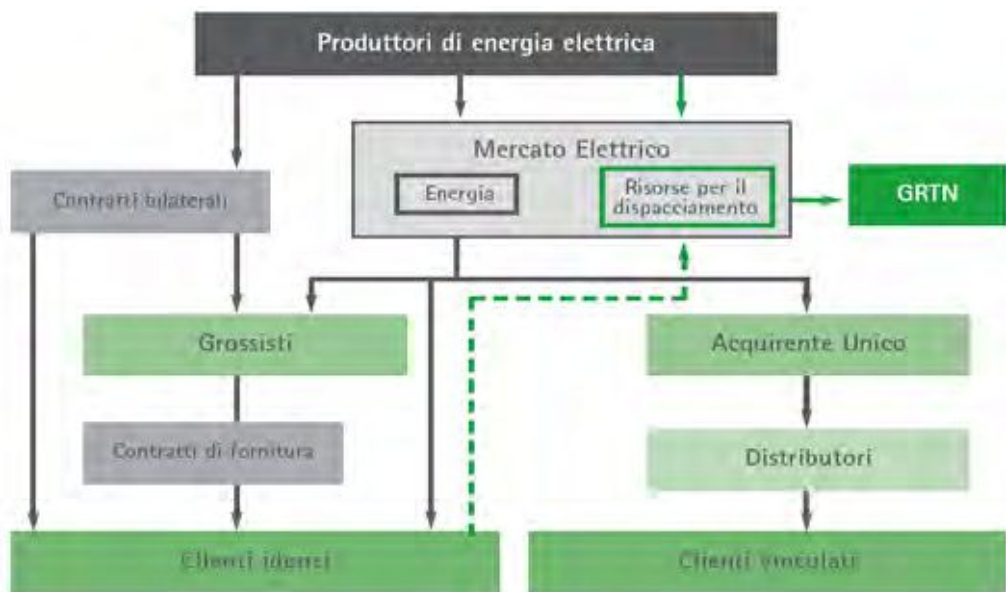
I clienti vincolati infatti, ai sensi dell'art. 2 del decreto legislativo 79/99, sono legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza: i distributori sono dunque concepiti come venditori per conto dell'AU. Questo meccanismo, come dicevamo, consente la conservazione dello strumento della perequazione tariffaria, non previsto dalle direttive comunitarie, le quali prevedono invece il più limitato diritto di essere forniti di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti⁶⁵.

L'Acquirente Unico si approvvigiona prevalentemente attraverso il sistema delle offerte nonché mediante contratti di approvvigionamento di energia elettrica direttamente con le imprese fornitrici al fine di raggiungere un livello più elevato di sicurezza ed economicità negli approvvigionamenti. Tali contratti vengono aggiudicati a tutti i produttori interessati sulla base di procedure trasparenti e non discriminatorie. Come per i clienti idonei anche l'AU può accedere all'energia elettrica di cui all'art. 3 del DLgs 79/99 e a quella proveniente dalle importazioni.

Di seguito riportiamo uno schema di funzionamento del mercato elettrico (figura 1.3).

⁶⁵ A dire il vero il meccanismo della perequazione tariffaria è stato criticato da molti, vedi tra gli altri C. Campidoglio e G. Vaciago: *La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* vol. 42, fasc. 2/1999, pag. 47, i quali evidenziano come la tariffa unica che non può scendere con il mercato non tuteli in realtà i consumatori: "Ammettere la differenziazione tariffaria in relazione ai diversi costi di distribuzione avrebbe un limitatissimo impatto sulle tariffe finali e incentiverebbe invece meccanismi di maggior efficienza nelle scelte degli operatori e dei consumatori". Tale meccanismo è comunque destinato a scomparire con l'apertura totale del mercato prevista dalla direttiva 2003/54/CE per il 1° luglio 2007.

Figura 1.3 Schema di funzionamento del mercato elettrico



Fonte: GME

1.2.8 La recente evoluzione del quadro normativo: dalla legge sblocca centrali alla legge di riordino del settore elettrico

Negli ultimi anni sono state adottate diverse misure di rilievo per il settore elettrico, che disegnano un quadro normativo complesso e non sempre organico e di facile lettura.

Con un primo importante provvedimento, adottato con decreto legge poi convertito nella **legge 55/02**⁶⁶, cui abbiamo già accennato nel § 1.2.1, vengono adottate misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, individuando nuove regole per evitare il pericolo di interruzione di fornitura di energia elettrica e per garantire la necessaria copertura del fabbisogno del Paese.

La legge disciplina la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, gli interventi di modifica o di ripotenziamento,

⁶⁶ Legge 9 aprile 2002 n. 55 "Conversione in legge, con modificazioni del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" (c.d. decreto sblocca centrali), in GU n. 84 del 10 aprile 2004. Tale normativa è stata successivamente integrata dalla legge 17 aprile 2003, n. 83.

nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, che sono dichiarati di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive. Tale autorizzazione sostituisce tutte le autorizzazioni, concessioni e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti: è previsto che il procedimento si concluda entro il termine di 180 giorni dalla data di presentazione della domanda.

La legge 55/02 mira dunque alla semplificazione dell'iter autorizzativo per la costruzione di nuove centrali al fine dichiarato di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Allo stesso fine, nell'agosto del 2003, il Governo ha adottato un decreto legge recante disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica.

Tale provvedimento, successivamente convertito nella **legge 290/03**⁶⁷ cui abbiamo accennato nel § 1.2.3, anticipa alcune misure ritenute urgenti dal Governo e stralciate dallo stesso disegno di legge Marzano per il riordino del settore elettrico, di cui parleremo in seguito. Il provvedimento affronta tematiche importanti ed eterogenee, tra le quali quella già analizzata della riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale⁶⁸.

Al fine di assicurare una produzione adeguata al fabbisogno nazionale e prevenire il rischio di black out, il provvedimento consente inoltre di aumentare la temperatura delle acque di scarico delle centrali termoelettriche fino al 30 giugno 2005 e, sempre entro tale termine, di poter autorizzare il lavoro di alcune centrali anche in deroga ai limiti previsti per le emissioni dei gas di scarico nell'atmosfera e relativi alla qualità dell'aria. L'art. 1 sexies prevede inoltre un unico procedimento per il rilascio, da parte dello Stato ed entro sei mesi dalla data di presentazione della domanda, dell'autorizzazione per la costruzione di nuove linee elettriche.

Come abbiamo detto i due provvedimenti anticipano misure stralciate dal disegno di legge sul riordino del settore elettrico, adottato con **legge 23 agosto 2004, n.**

⁶⁷ Legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità", in GU n. 251 del 28 ottobre 2003.

⁶⁸ Vedi § 1.2.3.

239⁶⁹ dopo un lungo iter durato oltre due anni. Il testo approvato, risultato di diversi rimaneggiamenti, è costituito da un solo articolo composto da 121 commi, che intervengono principalmente per porre ordine all'assetto istituzionale, introdurre correttivi al percorso di liberalizzazione ed incrementare l'efficienza del mercato interno.

Per quanto riguarda il primo aspetto, due sono i nodi cruciali: i rapporti con l'autorità di settore e quelli con le Regioni, alle quali la riforma costituzionale del 2001⁷⁰ ha trasferito notevoli poteri. Come vedremo successivamente⁷¹ infatti, tale riforma ha posto la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia tra le materie di legislazione concorrente tra Stato e Regioni, modificando ruoli e funzioni dei diversi livelli di governo. In tale contesto, la legge 239/04 cerca di tracciare una nuova linea di confine tra competenze statali e competenze delle Regioni sia fornendo una lunga lista di attività riservate allo Stato, sia individuando meccanismi di concertazione tra tutti gli attori cui la nuova formulazione della Costituzione attribuisce competenze. Per quanto riguarda l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas viene previsto l'aumento del numero dei suoi componenti da tre a cinque e il potere sostitutivo del Governo per gli atti e i provvedimenti di competenza dell'Autorità che questa non abbia adottato nemmeno a seguito del sollecito da parte del Ministro delle Attività Produttive.

A fini espositivi, sintetizziamo di seguito i principali provvedimenti adottati dalla legge relativamente al solo settore elettrico:

comma 26 - autorizzazione alla costruzione di elettrodotti: introduce delle modifiche alla legge 290/03 in materia di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di elettrodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica. Tale autorizzazione sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti e deve essere rilasciata, entro 180 giorni dalla presentazione del progetto preliminare, dal Ministero delle Attività

⁶⁹ Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", in GU 13 settembre 2004, n. 215. L'iter parlamentare di tale legge è stato particolarmente travagliato ed è durato oltre due anni.

⁷⁰ Legge costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 recante "Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione", in GU n 248 del 24 ottobre 2001.

⁷¹ Vedi § 1.2.9.

Produttive – previo concerto con il Ministero dell’ambiente e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate – attraverso una procedura semplificata⁷²;

comma 30 – estensione qualifica clienti idonei: conformemente a quanto disposto in sede comunitaria con la direttiva 2003/54/CE, estende la qualifica di cliente idoneo a tutti i clienti finali non domestici a partire dal 1° luglio 2004 e a tutti i clienti finali a partire dal 1° luglio 2007;

comma 34 – servizi post-contatore: impone alle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale il divieto di operare nei servizi post-contatore nelle aree geografiche in cui sono titolari delle concessioni di distribuzione. Questa disposizione implica che, in questo settore, i distributori di energia elettrica non possano conseguire i risparmi di energia previsti dal legislatore attraverso proprie iniziative imprenditoriali, ma debbano necessariamente ricorrere a soggetti terzi. Tale misura potrebbe compromettere il successo delle attività previste dai decreti ministeriali per l’incentivazione degli usi efficienti dell’energia e il risparmio energetico i quali impongono precisi obblighi in capo alle società distributrici⁷³;

comma 36 – indennizzi ai Comuni: prevede indennizzi ai Comuni che ospitano nuovi impianti di produzione di energia elettrica non inferiore a 300 MW. I proprietari di questi impianti daranno alla Regione in cui sono siti 0,20 euro per ogni MWh di energia prodotta, per i primi sette anni di servizio dell’impianto. La Regione dovrà ripartire il contributo tra il Comune sede dell’impianto, i Comuni limitrofi e la Provincia;

comma 45 – separazione delle attività di distribuzione: prevede che i soggetti titolari di concessioni di distribuzione possano costituire una o più società per azioni, di cui mantengono il controllo e a cui trasferiscono i beni e i rapporti in essere, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati. In realtà, la direttiva 2003/54/CE, come abbiamo visto al § 1.2, prevede un vero e proprio obbligo e non una mera facoltà di separazione dell’attività di

⁷² La costruzione e l’esercizio di tali reti sono considerate attività di preminente interesse statale e l’autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell’opera, l’eventuale dichiarazione di inamovibilità e l’apposizione del vincolo preordinato all’esproprio dei beni in essa compresi.

⁷³ In questo senso vedi Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas nelle sue “Osservazioni e proposte sul disegno di legge n. 3297 – B”, del 30 giugno 2004.

distribuzione dalle altre attività non connesse alla distribuzione. Agli Stati membri viene accordata la sola possibilità di non applicare le disposizioni in materia di separazione giuridica e funzionale alle imprese elettriche integrate che forniscono meno di 100.000 clienti allacciati o che forniscono piccoli sistemi integrati;

comma 71 – estensione del diritto all'emissione dei Certificati Verdi: la norma estende all'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno, delle celle a combustibile nonché a quella prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, il diritto all'emissione dei Certificati Verdi. Quest'ultima disposizione in particolare presenta degli aspetti critici in quanto potrebbe comportare la rapida saturazione delle quote di Certificati Verdi da immettere sul mercato ed allo stesso tempo ingiustificati aumenti di costo per i consumatori finali. Sarebbe forse stato più opportuno prevedere forme di incentivazione ad hoc per l'utilizzo dell'idrogeno ed il trattamento del teleriscaldamento all'interno delle normative di incentivazione previste per l'uso razionale dell'energia e lo sviluppo tecnologico⁷⁴;

comma 73 – fonti rinnovabili e risparmio energetico: il risparmio di energia primaria ottenuto mediante la produzione o l'utilizzo di calore da fonti energetiche rinnovabili costituisce misura idonea al conseguimento degli obiettivi di cui ai DM 20 luglio 2004;

comma 87 – valore dei Certificati Verdi: fissa il valore dei Certificati Verdi a 0,05 GWh o multipli di detta grandezza;

comma 109 – farine animali: estende sino al 31 dicembre 2007 il beneficio concesso agli impianti in co-combustione che impiegano farine animali, consistente nell'imputare, ai fini del riconoscimento dei Certificati Verdi, il 100% dell'energia elettrica prodotta con tale combustibile, contrariamente al 50% concesso agli altri combustibili;

comma 121 – delega al Governo: delega il Governo ad emanare entro 24 mesi dall'entrata in vigore della legge, uno o più decreti legislativi volti al riordino della norme vigenti in materia di energia mediante l'articolazione della normativa in

⁷⁴ Così anche l'AEEG nelle sue "Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas sul disegno di legge n. 3297 – B" del 30 giugno 2004.

settori, tenendo conto dell'adeguamento della disciplina nazionale alle disposizioni comunitarie ed agli accordi internazionali. Il Governo dovrà inoltre promuovere la concorrenza nei settori in cui si è avviata la liberalizzazione e l'innovazione tecnologica e la ricerca in campo energetico ai fini della competitività del sistema produttivo nazionale. A riguardo si può notare come l'ampiezza della delega potrebbe nuocere allo stesso processo di liberalizzazione il quale necessita di stabilità del quadro di riferimento e degli indirizzi generali. Come notato dalla stessa Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas nelle sue osservazioni del 30 giugno 2004 al disegno di legge, la certezza normativa costituisce una premessa indispensabile per il rapido superamento dell'attuale fase di transizione dei mercati da un contesto monopolistico ad uno concorrenziale, in particolare perché favorisce le decisioni di investimento da parte degli operatori⁷⁵.

1.2.9 La riforma del Titolo V della Costituzione e il nuovo riparto delle competenze tra Stato e Regioni in materia di energia

La regolazione del settore energetico coinvolge una pluralità di soggetti tra i quali sono ripartite competenze politiche, amministrative e tecniche. In via generale si può affermare che al Governo nella sua collegialità ed al Parlamento è riconosciuto il compito di definire le linee generali della politica energetica nazionale, mentre al Ministro delle Attività Produttive spetta il compito di determinare gli indirizzi di carattere settoriale. Rilevanti funzioni sono svolte poi dalla Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, istituita con legge 14 novembre 1995, n. 481⁷⁶, alla quale sono state conferite sia funzioni di governo del comparto di natura prettamente amministrativa, sia funzioni di garanzia di carattere paragiurisdizionale ed arbitrale⁷⁷.

⁷⁵ Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sul disegno di legge n. 3297 - B, del 30 giugno 2004.

⁷⁶ Legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità", in Suppl. Ord. alla GU del 18 novembre 1995, n. 270.

⁷⁷ Tra le competenze maggiormente significative dell'Autorità si ricordano la formulazione di osservazioni e proposte a Governo e Parlamento sui servizi da assoggettare a regime di concessione e di autorizzazione; la proposta ai ministri competenti degli schemi di rinnovo o variazione delle concessioni; il controllo sulle modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi; il potere di determinare ed aggiornare, in relazione all'andamento del mercato, le tariffe, nonché le modalità per il recupero dei costi

Ferma restando dunque la potestà di indirizzo degli organi politici – Governo, Parlamento e Ministro – le funzioni di regolamentazione ed amministrative risultano ripartite tra il Ministro delle Attività Produttive e l’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas. In linea generale, i compiti che implicano l’esercizio di discrezionalità amministrativa risultano conferiti al Ministro e quelli che comportano l’esercizio di discrezionalità tecnica all’Autorità⁷⁸.

Il quadro delle competenze è tuttavia ulteriormente complicato dalle attribuzioni delle Regioni e degli enti locali, i quali, a seguito del processo di decentramento amministrativo avviato con la **legge n. 59 del 1997**⁷⁹ – la c.d. legge Bassanini – ed i successivi decreti di attuazione, sono divenuti titolari di funzioni e compiti amministrativi, in particolare in materia di organizzazione dei servizi sul territorio e fonti energetiche rinnovabili.

Il conferimento è avvenuto con il **decreto legislativo n. 112 del 31 marzo 1998**⁸⁰, con il quale si è provveduto a rimodellare l’assetto complessivo delle relazioni intersoggettive tra lo Stato e il sistema delle autonomie territoriali. Il decreto ha valorizzato il ruolo delle Regioni lasciando tuttavia allo Stato le funzioni ed i compiti concernenti l’elaborazione e la definizione degli obiettivi e delle linee della politica energetica nazionale, nonché l’adozione degli atti di indirizzo e coordinamento ai fini di una articolata programmazione energetica a livello regionale.

Per quanto riguarda le funzioni amministrative, vengono assegnate allo Stato quelle che assecondano esigenze di politica unitaria e hanno interesse di carattere

sostenuti nell’interesse generale; l’adozione delle direttive per la separazione contabile ed amministrativa e la verifica dei costi delle singole prestazioni; il controllo dello svolgimento dei servizi con poteri di ispezione e di accesso; la valutazione di reclami, istanze e segnalazione presentate dagli utenti e dai consumatori.

⁷⁸ “Indagine conoscitiva della Camera sulla situazione e sulle prospettive del settore dell’energia”, documento conclusivo approvato dalla Commissione il 18 aprile 2002.

⁷⁹ Legge 15 marzo 1997, n. 59 recante “Delega al Governo per il conferimento di funzioni e compiti alle Regioni ed enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa”, in GU n. 63 del 17 marzo 1997.

⁸⁰ Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, recante “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli enti locali, in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”, in GU n. 92 del 21 aprile 1998 – s.o. n. 77, successivamente modificato dal DLgs 29 ottobre 1999, n. 443, in GU n. 281 del 30 novembre 1999. Il decreto ha previsto un capo specifico in materia di energia, il Capo V “Ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia”.

nazionale o sovraregionale. Alle Regioni ed ai Comuni sono state delegate le funzioni amministrative non espressamente riservate allo Stato, tra cui in particolare le funzioni concernenti la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore ai 300 MW termici e le reti di trasporto con tensione inferiore a 150 kV. Sono inoltre state delegate alle Regioni le competenze in materia di concessione di contributi ad impianti che utilizzano fonti alternative, di concessione di contributi per la costruzione o riattivazione di impianti idroelettrici e di emanazione di norme per la certificazione energetica degli edifici. La portata di tale delega è molto innovativa in quanto attribuisce alle Regioni competenze amministrative in una materia – l'energia – che la Costituzione non rimetteva alla competenza legislativa regionale.

L'art. 117 Cost. nella sua originaria formulazione, infatti, canonizzava il riparto delle competenze legislative tra Stato e le Regioni a statuto ordinario⁸¹ secondo il principio della concorrenza, nel senso che, date le leggi quadro dello Stato, le Regioni potevano legiferare in tutta una serie di materie tassativamente elencate, tra le quali non rientrava l'energia. In ossequio poi al principio del tendenziale *parallelismo tra funzioni legislative ed amministrative*, l'art. 118 Cost., sempre nella sua formulazione originaria, prevedeva che alle Regioni spettassero le funzioni amministrative nelle medesime materie indicate dall'art. 117.

La riforma avviata con la legge Bassanini ha rappresentato dunque un tentativo concreto di introdurre nel sistema italiano elementi di federalismo amministrativo a "Costituzione invariata"⁸² ed ha costituito un antecedente logico giuridico del processo riformatore che ha portato alla revisione del titolo V della Costituzione. Tale revisione è stata attuata con la **legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3**⁸³, con la quale il riparto delle competenze legislative ed amministrative tra Stato ed enti territoriali è stato profondamente modificato.

⁸¹ Alle Regioni ad autonomia speciale – Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Sardegna e Sicilia – era riconosciuta la titolarità della potestà legislativa esclusiva in alcune materie, come previsto nei rispettivi Statuti.

⁸² A. Crosetti, R. Ferrara, F. Fracchia, N. Olivetti Rason: *Diritto dell'ambiente*, Editori Laterza, Bari – Roma, 2002, pag 55.

⁸³ Legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3 recante "Modifiche al Titolo V della parte seconda della Costituzione", in GU n. 248 del 24 ottobre 2001. La riforma, che comporta la revisione degli articoli 114-133 della Carta Costituzionale, è stata confermata da referendum svoltosi il 7 ottobre 2001.

Il nuovo testo dell'art. 117 opera un'inversione del criterio di distinzione dei diversi ambiti di potestà legislativa, in quanto elenca una serie di materie di competenza esclusiva dello Stato, un gruppo di materie di competenza concorrente Stato-Regioni ed infine, con una norma a carattere residuale, attribuisce tutte le altre materie non menzionate alla piena potestà regionale. Per quanto riguarda la potestà regolamentare, lo stesso articolo prevede che questa spetti allo Stato nelle materie di legislazione esclusiva⁸⁴ ed alle Regioni in ogni altra materia.

In particolare, per quanto di nostro interesse, la riforma pone la *"produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia"* tra le materie di legislazione concorrente, caratterizzate dalla potestà legislativa delle Regioni, salvo per la determinazione dei principi fondamentali riservata invece alla legislazione dello Stato.

L'individuazione della portata concreta di tale attribuzione è tuttavia risultata da subito piuttosto complessa ed ha dato vita a diverse linee interpretative. In particolare ci si è chiesti se l'aggettivo "nazionale" sia da riferirsi alla sola distribuzione o all'intera materia oggetto della potestà legislativa concorrente e, in quest'ultimo caso, se individui un piano regionale e/o locale accanto ad uno nazionale.

L'interpretazione più aderente alla lettera della norma sembra suggerire l'attribuzione di una competenza legislativa concorrente Stato-Regioni nel caso di grandi reti di produzione, trasporto e distribuzione di energia, e l'attribuzione alla residuale competenza legislativa esclusiva delle Regioni allorché, per la dimensione degli impianti e delle infrastrutture, non siano coinvolti interessi di livello e rango nazionale. Tale lettura si scontra tuttavia con la difficoltà di attribuzione alle Regioni di competenze in materia di produzione e trasporto dell'energia, che, per le loro caratteristiche intrinseche e per motivi di buon funzionamento del sistema, dovrebbero invece essere attribuiti al superiore livello statale⁸⁵.

⁸⁴ Salvo delega alle Regioni.

⁸⁵ Nel senso del riferimento dell'aggettivo nazionale alla sola distribuzione vedi tra gli altri S. Cassese *"L'energia elettrica nella legge costituzionale 3/2001"* in Rassegna giuridica dell'energia elettrica fasc. 3/2002 pag. 497, in cui l'autore afferma che "l'uso dell'aggettivo nazionale va riferito alla distribuzione. Infatti il DLgs 79/99 ha individuato aree di distribuzione locale, affidate ad enti locali di distribuzione, per

Ma le difficoltà interpretative non si fermano qui, in quanto la mancata attribuzione di competenze esclusive allo Stato in relazione alle altre attività della filiera elettrica – quali importazione, esportazione, acquisto, vendita e dispacciamento – sembrerebbe attrarle nella sfera della competenza residuale regionale, conclusione questa che si presterebbe a forti obiezioni logiche e sistematiche⁸⁶. Appare dunque preferibile intendere l'espressione costituzionale come includente il più generale "governo dell'energia" rinunciando a difficili attività interpretative tese a collocare le singole aree della materia tra le competenze residuali regionali o tra quelle statali⁸⁷.

Una possibile soluzione a tale *impasse* potrebbe passare attraverso un'operazione ermeneutica che si richiami alle materie di competenza esclusiva dello Stato di natura trasversale, quali in particolare la tutela della concorrenza, la tutela dell'ambiente, la determinazione dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali e la tutela della sicurezza nazionale.

Per quanto concerne le competenze amministrative, in linea con il disegno già tracciato dalla riforma Bassanini, il nuovo articolo 118 Cost. incide anche sui criteri per il riparto delle funzioni amministrative tra Stato, Regioni ed enti locali, modificando il previgente principio del parallelismo tra funzioni legislative e funzioni amministrative. Tale genere di funzioni è ora attribuito in via generale ai Comuni "salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, siano conferite a Province, città metropolitane, Regioni e Stato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza"⁸⁸.

cui le Regioni potrebbero forse rivendicare una potestà legislativa piena sulla distribuzione non nazionale".

⁸⁶ Vedi in questo senso Ricerca Opef "Il federalismo possibile nel settore dell'energia", Convegno Opef, Roma 15 e 16 aprile 2003, pag. 98, in www.opef.it.

⁸⁷ In questo senso citiamo tra gli altri: B. Caravita "Taking Constitution seriously", in www.federalismi.it, S. da Empoli e A. Sterpa, "La Corte Costituzionale ed il federalismo energetico", in www.federalismi.it.

⁸⁸ Interessante notare che secondo la Corte Costituzionale (sent. 6/2004) l'art. 118 introduce per le funzioni amministrative un "meccanismo dinamico che finisce con il rendere meno rigida la stessa distribuzione delle competenze legislative". Il fatto che una funzione amministrativa possa essere esercitata dallo Stato quando l'istanza di esercizio unitario trascende anche l'ambito regionale, secondo la Corte si riflette sull'esercizio della funzione legislativa, per il principio di legalità.

In conclusione si può affermare che la riforma costituzionale ha inciso in modo significativo sulla competenza delle Regioni, attribuendo loro un ruolo nuovo e più attivo all'interno del processo di formazione della politica energetica del paese.

Un aspetto interessante è rappresentato in particolare dalla possibilità per le amministrazioni regionali di utilizzare i loro piani energetici come strumenti di programmazione dello sviluppo dell'intero sistema energetico, coerentemente con lo sviluppo socioeconomico e produttivo del loro territorio.

L'assetto del settore energetico disegnato dalla riforma presenta tuttavia diversi aspetti problematici ed ha incontrato non poche difficoltà nella sua attuazione: il riconoscimento di una competenza concorrente Stato-Regioni sembra infatti contrastare con le caratteristiche di struttura e di disciplina di matrice comunitaria del nostro sistema energetico ed allo stesso tempo sembra inevitabilmente destinata a dare luogo ad una accesa conflittualità istituzionale⁸⁹ con effetti di paralisi del sistema⁹⁰.

È dunque in questo contesto che la legge n. 239 del 2004, già analizzata al § 1.2.8 nei suoi aspetti più salienti, si propone di porre ordine all'assetto istituzionale in materia⁹¹.

In un'ottica di leale collaborazione tra Stato ed autonomie territoriali il legislatore nazionale manifesta in diverse disposizioni la volontà di favorire forme di collaborazione e di cooperazione tra Stato, Regioni ed enti locali in vista del conseguimento di obiettivi condivisi. In questa prospettiva va letto il terzo periodo del comma 1, laddove dispone che gli obiettivi e le linee della politica energetica

⁸⁹ Diverse sono state fin ora le controversie delle quali è stata investita la Corte Costituzionale, in particolare possiamo ricordare le sentenze nn. 6, 7 e 8 del 2004 con le quali la Corte Costituzionale ha sciolto alcuni nodi interpretativi relativi al rapporto fra le competenze legislative e le funzioni amministrative dello Stato, delle Regioni e degli enti locali in materia di energia elettrica.

⁹⁰ Elementi per l'intervento dell'on. Tabacchi al convegno "*Il federalismo energetico*", in www.opec.it.

⁹¹ Il provvedimento persegue esplicitamente l'obiettivo, indicato dall'articolo 1, comma 1, di porre, nell'ambito dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali, i principi fondamentali in materia energetica ai sensi dell'articolo 117 della Costituzione. La qualificazione da parte del Parlamento di tali principi come fondamentali non impedisce tuttavia alla Corte Costituzionale di sindacare se tali norme soddisfino o meno i requisiti necessari affinché possano condizionare legittimamente la potestà legislativa delle Regioni (fra le tante sentenze della Corte Costituzionale in tal senso, vedi le sentt. nn. 219/84, 482/95, 170/01).

nazionale, nonché i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale, sono *elaborati* e definiti dallo Stato che si avvale anche di "meccanismi di raccordo e di cooperazione con le autonomie regionali"; nonché il successivo comma 3 del medesimo articolo 1, laddove dispone che il *conseguimento* degli obiettivi generali di politica energetica del Paese è "assicurato, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione, dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli enti locali"⁹². La menzione di tutti i livelli di governo interessati alla definizione delle politiche energetiche appare coerente sia con l'impostazione generale del provvedimento, sia con la logica "a rete" che presiede l'intero sistema energetico⁹³.

Nell'ambito di un rafforzamento delle procedure partecipative tra i diversi livelli di governo vanno letti, inoltre, i commi 9 e 10 del provvedimento, i quali introducono meccanismi di raccordo e coordinamento tra lo Stato e le Regioni, nonché i commi da 24 a 27, che novellano le disposizioni introdotte dal decreto legge n. 239/03.

La legge affronta poi il nodo della distribuzione dei compiti e funzioni amministrativi tra lo Stato e le Regioni, ai sensi dell'art. 118 Cost. Il comma 7 individua le competenze amministrative riservate allo Stato, che le esercita anche avvalendosi dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Dall'elencazione sembra potersi evincere che la programmazione delle infrastrutture energetiche prive di interesse nazionale spetti ad altri livelli di governo⁹⁴; in particolare, ai sensi del comma 6 del medesimo articolo spetta alle Regioni determinare con proprie leggi l'attribuzione dei compiti e delle funzioni amministrativi non attribuite allo Stato.

Nell'esercizio delle proprie funzioni, lo Stato si trova in numerose occasioni ad interagire con il mondo delle autonomie territoriali, spesso attraverso lo strumento del parere o dell'intesa con la Conferenza Stato-Regioni o con quella Unificata. Il legislatore ha cercato infatti da un lato di coinvolgere il più possibile le Regioni e

⁹² Camera dei deputati, Osservatorio sulla Legislazione: "*Tendenze della legislazione tra Stato, Regioni ed Unione Europea nel settore energia*", Estratto dal Rapporto 2003 sullo stato della legislazione, XIV Legislatura, novembre 2004.

⁹³ Camera dei deputati, cit.

⁹⁴ Camera dei Deputati, cit.

dall'altro di garantire le esigenze di gestione unitaria del settore⁹⁵. La definizione di un quadro di principi e regole condivisi dai diversi attori istituzionali in campo è d'altra parte funzionale al corretto funzionamento del sistema e rappresenta dunque l'aspirazione di fondo della legge di riordino del settore energetico.

Tale approccio è reso necessario dalle stesse peculiarità del nostro comparto energetico, caratterizzato, come abbiamo visto, da una struttura produttiva e logistica concentrata su un numero limitato di siti non uniformemente dislocati sul territorio nazionale e da un sistema a rete strettamente interconnesso ed interdipendente, sia a livello nazionale che internazionale, ai fini della copertura energetica del paese.

Nonostante l'intervento della legge n. 239 del 2004 tuttavia, il processo di riordino del comparto dell'energia non è ancora giunto a compimento, ma anzi viene posto in crescente discussione. Da oramai diverso tempo è infatti in discussione alle Camere un disegno di legge di riforma costituzionale nell'ambito del quale si è cercato di superare le perduranti incertezze sul piano della ripartizione delle competenze tra i diversi livelli di governo del settore energetico. In particolare, il disegno di legge ricollocherebbe l'energia fra le competenze esclusive dello Stato venendo così incontro alle istanze di gestione unitaria delle esigenze sovraregionali attraverso l'attribuzione delle relative competenze amministrative all'apparato centrale.

⁹⁵ In diverse occasioni il legislatore ha previsto termini temporali precisi per la conclusione delle procedure amministrative, alla scadenza dei quali la decisione viene assunta dall'autorità competente o dallo Stato attraverso l'esercizio dei propri poteri sostitutivi ai sensi dell'art. 120 Cost.

2. LE FONTI RINNOVABILI

2.1 Il contesto comunitario

Lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile rappresenta un obiettivo fondamentale della politica energetica comunitaria cui la Commissione ha dedicato negli anni una crescente attenzione sia attraverso programmi di intervento nel campo della ricerca, sviluppo e dimostrazione delle nuove tecnologie⁹⁶, sia attraverso azioni legislative dirette alla loro introduzione e al loro sviluppo nei paesi membri. La loro promozione è considerata infatti un fattore importante per il conseguimento dei tre grandi obiettivi di politica energetica comunitaria⁹⁷, e cioè una migliore competitività, la sicurezza dell'approvvigionamento e la protezione dell'ambiente.

Preso atto del loro sfruttamento disomogeneo ed insufficiente nell'Unione Europea, nel 1997 la Commissione ha elaborato un **Libro Verde** dal titolo "Energia per il futuro: le fonti di energia rinnovabile"⁹⁸. In tale documento la Commissione si propone di raddoppiare la quota di energia rinnovabile nei consumi interni dell'Unione, raggiungendo l'obiettivo indicativo del 12% entro il 2010⁹⁹. Data la scarsa dotazione di risorse energetiche che caratterizza la maggior parte dei paesi europei, il conseguimento di tale obiettivo contribuirebbe a ridurre la dipendenza dell'Unione dalle importazioni e ad aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili potrebbe inoltre contribuire attivamente alla creazione di posti di lavoro, soprattutto a livello delle piccole e medie imprese e ad una maggiore coesione economica e sociale nella Comunità. Una penetrazione più celere di tali fonti risulta infine indispensabile per ridurre l'intensità di carbonio e quindi le emissioni di CO₂, contribuendo così al rispetto degli impegni assunti dall'Unione Europea con il Protocollo di Kyoto.

⁹⁶ In particolare si possono citare i programmi Joule-Termie, Inco e Fair i quali hanno contribuito non solo a creare un'industria europea in tutti i settori delle fonti energetiche rinnovabili, ma anche a raggiungere una posizione leader in questo campo. Nel 1993 inoltre, con il Programma Altener, il Consiglio ha adottato uno strumento finanziario specifico per la promozione delle rinnovabili.

⁹⁷ Come individuati nel Libro Bianco della Commissione "*Una politica energetica per l'Unione europea*", COM(95) 682 del 13 dicembre 1995.

⁹⁸ COM(96) 576 del 20.11.1996.

⁹⁹ Nel 1995 le fonti energetiche rinnovabili rappresentavano il 5,2%, nel 1997 il 5,4% e nel 2001 avevano raggiunto il 6%.

Il raggiungimento dell'obiettivo del 12% richiede tuttavia l'adozione di politiche incisive a livello nazionale, il potenziamento della cooperazione tra gli Stati membri ed un rafforzamento della politica comunitaria nel settore, nonché la valutazione e la sorveglianza dei risultati conseguiti.

Gli obiettivi del Libro Verde sono stati confermati con l'adozione del provvedimento comunitario "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili – **Libro Bianco** per una strategia ed un Piano di Azione della Comunità"¹⁰⁰, il quale si propone di superare gli ostacoli ad una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato dell'energia. A tal fine è cruciale il ruolo degli Stati membri i quali devono fissare propri obiettivi specifici nell'ambito del quadro più generale ed elaborare conseguenti strategie nazionali per conseguirli. La scelta delle fonti di energia rinnovabile da promuovere deve infatti rispondere alla particolare situazione socioeconomica, ambientale, energetica e geografica di ciascuno Stato.

In particolare il documento prevede un Piano di azione comprendente una serie di misure prioritarie e di sostegno mirate a fornire eque possibilità di mercato per le energie rinnovabili, senza oneri finanziari eccessivi. È inoltre prevista un'apposita campagna per il decollo di progetti su larga scala, in particolare concernenti un milione di sistemi fotovoltaici¹⁰¹, 10.000 MW di grandi centrali eoliche, 10.000 MW_{th} di impianti di biomassa, e l'integrazione a titolo sperimentale delle energie rinnovabili in 100 comunità, Regioni, città ed isole.

Per quanto riguarda in particolare la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il Libro Bianco prevede che, qualora vengano adottate tutte le misure opportune, questa potrebbe aumentare notevolmente dal 14,3% del 1995 fino al 23,5% del 2010. L'elettricità è il settore energetico singolarmente più importante in quanto rappresenta circa il 40% del consumo lordo di energia nell'Unione Europea: l'accesso delle rinnovabili alle reti di elettricità a prezzi equi è pertanto una tappa critica per il loro sviluppo.

¹⁰⁰ Libro Bianco COM 1997 (599) intitolato "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità", adottato il 20 novembre 1997, in GU C 198 del 24.6.1998.

¹⁰¹ In particolare la campagna prevedeva 500.000 tetti e facciate fotovoltaici per il mercato interno e un'iniziativa a livello di esportazioni concernente 500.000 sistemi fotovoltaici per villaggi, al fine di avviare con decisione l'elettrificazione decentrata nei paesi in via di sviluppo.

Tabella 2.1 Produzione di elettricità da fonti rinnovabili nell'Unione Europea nel 1995 e prevista nel 2010

TIPO DI ENERGIA	ATTUALE 1995		PREVISTA NEL 2010	
	TWh	% del totale	TWh	% del totale
Totale	2.366		2.870 (Pre-Kyoto)	
1. Energia eolica	4	0,2	80	2,8
2. Totale energia idroelettrica	307	13	355	12,4
2.a. Grandi dimensioni (compreso immagazzinamento mediante pompaggio)	(270)		(300)	
2.b. Piccole dimensioni	(37)		(55)	
3. Energia fotovoltaica	0,03	-	3	0,1
4. Biomassa	22,5	0,95	230	8,0
5. Energia geotermica	3,5	0,15	7	0,2
Totale energie rinnovabili	337	14,3	675	23,5

Fonte: Libro Bianco COM 1997 (599)

2.1.1 La direttiva 96/92/CE

Il raddoppio al 2010 della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili richiede misure di sostegno ed incentivazione che devono inserirsi nel processo di graduale integrazione e liberalizzazione dei mercati dell'energia. In tale ottica, l'emanazione della direttiva 96/92/CE ha rappresentato una importante occasione per coniugare l'apertura del mercato con l'espansione delle fonti di energia rinnovabile e per promuovere il loro contributo all'approvvigionamento globale di elettricità, a livello comunitario e nazionale.

Come già visto al § 1.1.1 la direttiva inquadrava le disposizioni in materia di rinnovabili nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico che gli Stati membri potevano imporre, in deroga al principio di parità di trattamento, ai fini di protezione ambientale¹⁰².

¹⁰² Nei considerando della direttiva, al punto 28, è espressamente affermato che "per motivi di protezione dell'ambiente, può essere data la priorità alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili".

In particolare l'art. 8 della direttiva prevedeva la possibilità per gli Stati membri di imporre al gestore della rete incaricato del dispacciamento degli impianti di generazione, l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegassero fonti energetiche o rifiuti rinnovabili, ovvero che assicurassero la produzione mista di calore e di energia elettrica. Allo stesso modo l'art. 11, paragrafo 3, prevedeva la possibilità di imporre analogo obbligo al Gestore della rete di distribuzione. Altre forme di promozione delle rinnovabili potevano comunque essere adottate dagli Stati membri in virtù dell'art. 3 della direttiva, relativo alla possibilità di imporre, a motivo di protezione ambientale, obblighi di servizio pubblico alle imprese operanti nel settore dell'energia elettrica.

Nel recepire la direttiva comunitaria, gli Stati membri hanno introdotto nei loro ordinamenti diversi regimi di incentivazione delle rinnovabili: ciascuno Stato membro ha adottato infatti diverse combinazioni di sistemi in 'conto energia' (*feed-in tariffs*), obbligazioni o gare d'appalto, sussidi in conto capitale e meccanismi fiscali. Nel 2001 i livelli di sovvenzione complessivi sono stati particolarmente elevati in Germania ed in Italia, ove si è erogato più di 1 miliardo di euro, in particolare nella forma di sistemi in 'conto energia'¹⁰³.

L'esistenza di differenze significative tra gli Stati circa l'entità del sostegno assegnato all'energia rinnovabile e le modalità dei relativi finanziamenti possono dare adito a notevoli distorsioni commerciali non legate all'efficienza ed ostacolare così la realizzazione di un mercato unico dell'elettricità: in considerazione di ciò, la Commissione sta valutando la possibilità di adottare in futuro un quadro armonizzato in materia.

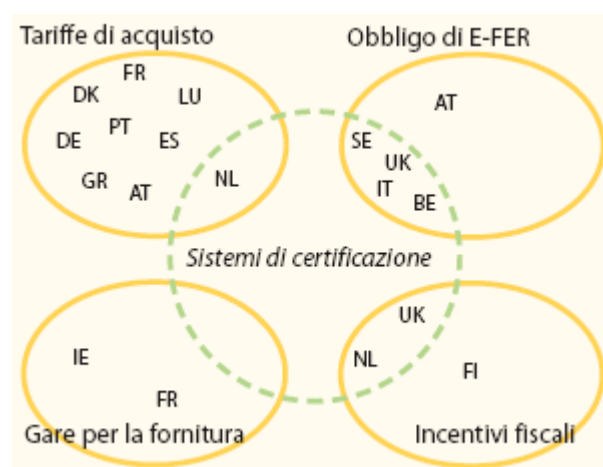
¹⁰³ EEA Briefing n. 2/2004: *Sovvenzioni per l'energia e fonti di energia rinnovabile*.

Tabella 2.2 Politiche di sostegno per le tecnologie rinnovabili (UE-15)

Paese	Sovvenzioni in conto capitale	Sistemi in 'conto energia'	Certificati/ obbligazioni	Gara d'appalto	Meccanismi fiscali
Austria	X	X	P		X
Belgio	X	X	X		X
Danimarca	P	X			X
Finlandia	X				X
Francia	X	X		X	X
Germania	X	X			X
Grecia	X	X			X
Irlanda	X			X	X
Italia	X	P	X		X
Lussemburgo	X	X			
Paesi Bassi	X	X	X		X
Portogallo	X	X			X
Regno Unito	X	X			X
Spagna	X		X		X
Svezia	X		X	P	X

Nota: X = meccanismo attualmente applicato, P = politica praticata in passato, ora variata.

Fonte: AEA adattato da Stenzel, Foxon e Gross (2003)

Figura 2.1 Sistemi di sostegno per l'energia elettrica verde (UE-15)

Fonte: Commissione Europea - Promuovere l'elettricità verde in Europa

2.1.2 I regimi di sostegno per l'energia elettrica verde

Gli Stati membri utilizzano diverse combinazioni di sistemi di sostegno delle fonti rinnovabili. Tra i principali, oltre alla possibilità di utilizzare bandi di gara specifici, troviamo:

- *tariffe di acquisto incentivate* - si tratta di misure riguardanti l'offerta, che fissano un prezzo favorevole e garantito per i produttori di elettricità verde e impongono agli operatori della rete l'obbligo di acquistare l'energia prodotta. Al fine di incentivare gli investimenti nel settore il prezzo è normalmente garantito per un lungo periodo di tempo;
- *Certificati Verdi negoziabili* - si tratta di un meccanismo agente sul lato della domanda basato sull'obbligo, posto a carico di compagnie elettriche e grandi consumatori, di immettere nella rete o di consumare una quota variabile di energia elettrica da rinnovabili. L'obbligo si può soddisfare mediante auto-produzione dell'elettricità da fonti rinnovabili oppure attraverso l'acquisto di Certificati Verdi;
- *misure di ordine fiscale e finanziario* - in questa categoria rientrano diverse misure che possono agire sia sul lato domanda sia sul lato offerta. Particolare rilievo rivestono le riduzioni fiscali per gli investimenti, la produzione o il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili (es:«carbon tax») e la riduzione dei tassi di interesse sui prestiti per incentivare l'avvento di nuove capacità di produzione di energia rinnovabile;
- *sostegno agli investimenti* - il sostegno agli investimenti comporta l'erogazione di sovvenzioni finanziarie dirette per la creazione di capacità di produzione di energia rinnovabile. Si tratta di una misura atta a stimolare l'offerta, che può facilmente essere indirizzata per incentivare di volta in volta particolari forme di energia rinnovabile in linea con le politiche nazionali.

Tabella 2.3 Stima delle sovvenzioni complessive per l'energia nel 2001 nei paesi UE 15 (miliardi di euro)

	Combustibili solidi	Petrolio e gas	Nucleare	Fonti di energia rinnovabili	Totale
A bilancio	> 6,4	> 0,2	> 1,0	> 0,6	> 8,2
Fuori bilancio	> 6,6	> 8,5	> 1,2	> 4,7	> 21,0
Totale	> 13,0	> 8,7	> 2,2	> 5,3	> 29,2

Nota: le sovvenzioni per l'elettricità sono allocate ai combustibili sulla base delle quantità utilizzate per la generazione. Sono esclusi i costi esterni.

Fonte: AEA

2.1.3 La direttiva 2001/77/CE

Il Libro Bianco del 1997 prevedeva l'eventualità di adottare una direttiva che fornisse agli Stati membri un quadro armonizzato tale da garantire un contributo sufficiente delle fonti rinnovabili all'approvvigionamento globale di elettricità, a livello comunitario e nazionale. Coerentemente, nel 2001 è stata adottata la direttiva 2001/77/CE¹⁰⁴ con l'obiettivo dichiarato di promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato interno e creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia. In particolare la direttiva conferma l'ambizioso obiettivo stabilito nel Libro Bianco di raggiungere il 12%¹⁰⁵ di energia ed il 22,1% di elettricità prodotta da fonti rinnovabili entro il 2010¹⁰⁶.

A tal fine la direttiva adotta innanzi tutto alcune definizioni comuni, indispensabili per il corretto funzionamento del mercato interno e per il perseguimento degli obiettivi comunitari. Particolare rilevanza riveste naturalmente la definizione di fonti energetiche rinnovabili, identificate nelle fonti "eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas". In particolare per biomassa si intende "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani".

Il riferimento ai rifiuti come fonti energetiche comporta una serie di preoccupazioni concernenti il coordinamento con la normativa di settore e riguardanti la loro corretta gestione.

¹⁰⁴ Direttiva 2001/77/CE del Parlamento e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, in GUCE L 283 del 27 ottobre 2001.

¹⁰⁵ L'obiettivo di portare al 12% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili nel consumo globale di energia si riferisce all'Unione a 15.

¹⁰⁶ Anche i dieci nuovi Stati membri dell'UE devono ottemperare alle disposizioni della direttiva 2001/77/CE sull'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Gli obiettivi indicativi nazionali per la quota di elettricità prodotta da rinnovabili in ogni Stato membro sono stabiliti nel trattato di adesione. Nel complesso, l'obiettivo collettivo per l'UE a 25 è una quota del 21% di energia rinnovabile nel 2010.

Negli stessi *considerata* della direttiva si ribadisce che gli Stati membri sono tenuti a rispettare la normativa comunitaria vigente in materia di gestione dei rifiuti e che il sostegno dato alle fonti energetiche rinnovabili dovrebbe essere compatibile con gli altri obiettivi comunitari, specie per quanto riguarda la gerarchia di trattamento dei rifiuti. Il legislatore comunitario osserva dunque che "nel contesto di un futuro sistema di sostegno alle fonti energetiche rinnovabili non bisognerebbe promuovere l'incenerimento dei rifiuti urbani non separati, se tale promozione arrecasse pregiudizio alla gerarchia". In proposito possiamo sin da ora notare, riservandoci di approfondire in seguito la tematica, che l'art. 2, punto 15 del DLgs 79/99 include tra le fonti rinnovabili anche la trasformazione in energia elettrica dei rifiuti inorganici.

Per garantire una maggiore penetrazione sul mercato dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili la direttiva richiede agli Stati membri di adottare **obiettivi indicativi nazionali di consumo** di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2010 che tengano conto dei valori di riferimento riportati nell'allegato I alla direttiva¹⁰⁷.

L'art. 3 della direttiva prevede poi che gli Stati membri pubblichino per la prima volta entro il 27 ottobre 2002 e successivamente ogni due anni una relazione contenente un'analisi del raggiungimento degli obiettivi indicativi nazionali che indichi il grado di coerenza tra le misure adottate e gli impegni nazionali sui cambiamenti climatici.

Sulla base di tali relazioni il 26 maggio 2004 la Commissione ha adottato una **Comunicazione** riguardante la quota delle fonti energetiche rinnovabili nell'Unione¹⁰⁸ contenente le sue conclusioni e le sue proposte in materia. La Commissione riconosce in primo luogo che tutti gli Stati membri hanno adottato propri obiettivi nazionali per conseguire la quota di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, e che tali obiettivi sono generalmente conformi ai valori di riferimento di cui all'allegato I alla direttiva 2001/77/CE, che di seguito riportiamo.

¹⁰⁷ Come vedremo successivamente per l'Italia il valore di riferimento è calcolato in misura del 25%, ma in sede di redazione della direttiva, è stata inserita una nota che dichiara realistica la misura del 22%, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh.

¹⁰⁸ Comunicazione della Commissione al Consiglio ed al Parlamento Europeo "La quota di fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea - La legislazione e le politiche comunitarie per aumentare la quota di fonti energetiche rinnovabili nell'UE: valutazione della loro efficacia e proposte di azioni concrete", COM (2004) 366.

ALLEGATO

Valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali degli Stati membri relativi al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 (*)

Il presente allegato fornisce valori di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali relativi all'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (elettricità FER), di cui all'articolo 3, paragrafo 2:

	Elettricità FER TWh 1997 (**)	% Elettricità FER 1997 (***)	% Elettricità FER 2010 (****)
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0 (1)
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7 (2)
Paesi Bassi	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1 (3)
Portogallo	14,30	38,5	39,0 (4)
Finlandia	19,03	24,7	31,5 (5)
Svezia	72,03	49,1	60,0 (6)
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
Comunità	338,41	13,9 %	22 % (****)

(*) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, gli Stati membri partono necessariamente dall'ipotesi che la disciplina degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente consente regimi nazionali di sostegno alla promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

(**) I dati si riferiscono alla produzione nazionale di elettricità FER nel 1997.

(***) Le percentuali relative all'elettricità FER nel 1997 e nel 2010 si basano sulla produzione nazionale di elettricità FER divisa per il consumo interno lordo di elettricità. In caso di scambi interni di elettricità FER (con certificazione riconosciuta od origine registrata), il calcolo di tali percentuali inciderà sui dati per il 2010 relativi ai singoli Stati membri, ma non sul totale per la Comunità.

(****) Cifra arrotondata risultante dai valori di riferimento sopra indicati.

(1) L'Italia dichiara che il 22 % potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh.

Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, l'Italia muove dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. Al riguardo si rileva che la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010.

(2) Tenuto conto dei valori indicativi di riferimento enunciati nel presente allegato, il Lussemburgo ritiene che l'obiettivo fissato per il 2010 possa essere conseguito soltanto se:

- in tale anno il consumo complessivo di energia elettrica non supererà quello del 1997,
- sarà possibile moltiplicare per 15 l'energia elettrica di origine eolica,

- sarà possibile moltiplicare per 208 l'energia elettrica prodotta con biogas,
 - l'energia elettrica prodotta dall'unico inceneritore di rifiuti urbani del Lussemburgo, che nel 1997 ha rappresentato la metà dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, potrà essere computata integralmente,
 - sarà possibile aumentare a 80 GWh l'elettricità prodotta con procedimenti fotovoltaici,
- sarà stato tecnicamente possibile realizzare i punti precedenti entro i tempi previsti.

Data la mancanza di risorse naturali, è escluso qualsiasi ulteriore aumento dell'elettricità prodotta da centrali idroelettriche.

(3) L'Austria dichiara che il 78,1 % potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 56,1 TWh. Poiché l'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili consiste in massima parte nella produzione delle centrali idroelettriche e dipende quindi dalle precipitazioni annuali, le cifre per il 1997 e il 2010 dovrebbero essere calcolate secondo un modello a lungo termine basato sulle condizioni idrologiche e climatiche.

(4) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, il Portogallo dichiara che per mantenere la quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili del 1997 quale obiettivo indicativo per il 2010 si è partiti dalle seguenti ipotesi:

- sarà possibile continuare il Piano nazionale per l'elettricità costruendo nuove capacità idroelettriche superiori a 10 MW,
- le altre capacità provenienti da fonti rinnovabili, possibili soltanto con l'aiuto finanziario statale, registreranno un incremento annuo otto volte superiore a quello ultimamente registrato.

Queste ipotesi implicano che la nuova capacità prodotta da fonti rinnovabili, escluse le grandi centrali idroelettriche, aumenterà del doppio rispetto all'aumento del consumo interno lordo di elettricità.

(5) Il piano d'azione per le fonti energetiche rinnovabili della Finlandia fissa per il volume delle fonti energetiche rinnovabili cui affidarsi nel 2010 degli obiettivi che si basano su studi approfonditi della situazione. Il governo ha approvato il piano d'azione nell'ottobre 1999. Il piano d'azione finlandese prevede che nel 2010 la quota di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili si attesti sul 31 %. Si tratta di un obiettivo indicativo molto ambizioso, la cui realizzazione implicherà per il paese misure di promozione generalizzate.

(6) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, la Svezia rileva che la capacità di conseguire l'obiettivo dipende pesantemente dai fattori climatici che incidono notevolmente sul livello della produzione idroelettrica, in particolare dalle variazioni nella pluviometria, nella stagionalità delle precipitazioni e nell'afflusso idrico. La quantità di energia prodotta dalle centrali idroelettriche può subire grosse variazioni: in anni molto asciutti può ammontare a 51 TWh, mentre in annate piovose potrebbe arrivare a 78 TWh. Il dato relativo al 1997 andrebbe quindi calcolato partendo da un modello a lungo termine basato su risultanze scientifiche in materia di idrologia e cambiamenti climatici.

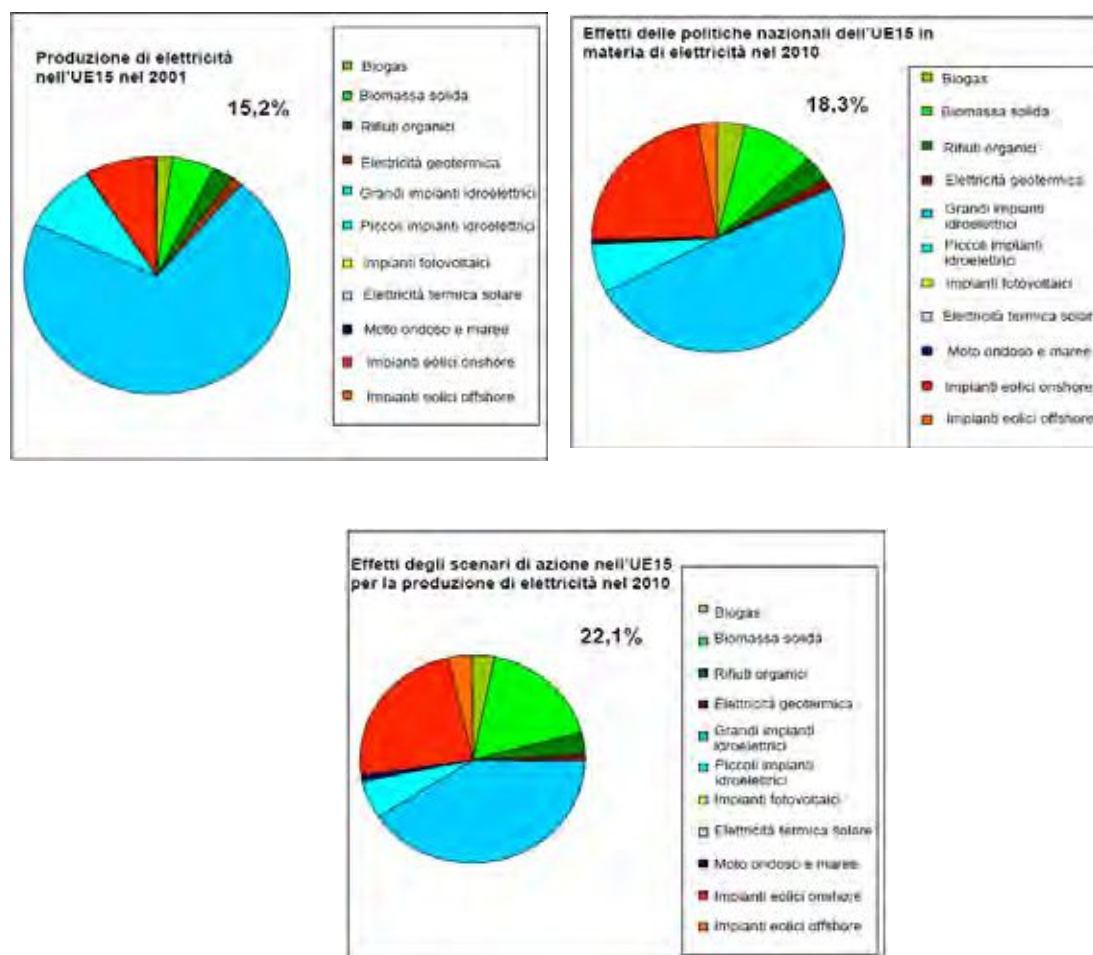
Nei paesi con quote consistenti di produzione idroelettrica un metodo di applicazione generalizzata consiste nel riferirsi a statistiche sull'afflusso idrico che coprono un arco di 30-60 anni. Pertanto, secondo la metodologia seguita in Svezia e viste le condizioni nel periodo 1950-1999, corrette per tener conto delle differenze in termini di capacità complessiva di produzione idroelettrica e di afflusso idrico nel corso degli anni, la produzione idroelettrica media ammonta a 64 TWh, il che corrisponde al 46 % per il 1997. La Svezia reputa quindi che il 52 % sia una cifra più realistica per il 2010.

Inoltre, la capacità svedese di conseguire l'obiettivo è limitata dal fatto che i fiumi non ancora sfruttati sono protetti per legge e dipende pesantemente dai fattori seguenti:

- espansione della produzione combinata calore energia (PCCE) in funzione della densità di popolazione, della domanda di energia per riscaldamento e dall'evoluzione tecnologica, in particolare per quanto riguarda la gassificazione dei bagni di macerazione,
- autorizzazione di centrali eoliche in conformità della normativa nazionale, accettazione da parte della popolazione, evoluzione tecnologica ed espansione delle reti.

Secondo la Commissione tuttavia, malgrado i progressi compiuti per realizzare gli obiettivi prefissati, la quota di energia rinnovabile nel 2010 raggiungerà solo il 10%, e questo a causa della lenta crescita dei mercati dell'energia rinnovabile per il riscaldamento ed il raffreddamento. Anche l'obiettivo del 22% di elettricità da rinnovabili non potrà essere conseguito con le politiche e le misure attualmente in vigore, neppure nell'ipotesi in cui la domanda di elettricità subisse un calo per effetto di nuove misure di efficienza energetica. Secondo la Commissione, con le attuali misure il risultato sarà invece probabilmente compreso tra il 18% e il 19%¹⁰⁹.

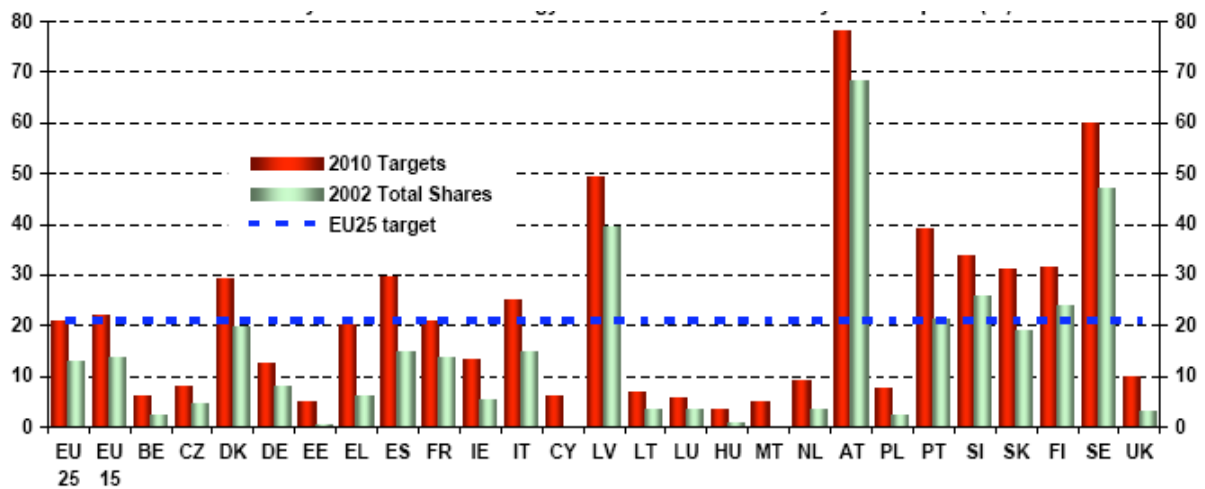
Figura 2.2 Dati e stime sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nell'UE a 15



Fonte: COM (2004) 366

¹⁰⁹ Ricordiamo che nel 2000 tale quota era del 14%.

Figura 2.3 Quota (%) di energia da fonti rinnovabili rispetto al consumo lordo di energia elettrica



Fonte: Commissione Europea – Promuovere l'elettricità verde in Europa

Secondo la Commissione, il mancato conseguimento dell'obiettivo è dovuto essenzialmente al fatto che la produzione di elettricità da biomassa non ha raggiunto i livelli previsti e che non tutti gli Stati membri hanno ancora dato corso ad efficaci politiche e misure nazionali¹¹⁰.

Oltre al requisito riguardante gli obiettivi indicativi nazionali, la direttiva impone agli Stati membri una serie di requisiti volti ad assicurare condizioni stabili di investimento per la generazione di elettricità da fonti rinnovabili. In primo luogo è prevista l'attuazione di **piani di sostegno** il più possibile efficienti.

¹¹⁰ Secondo la Comunicazione della Commissione, dalle relazioni nazionali balzano in evidenza differenze considerevoli tra i vari Stati membri. In particolare è possibile suddividere gli Stati membri in tre gruppi: "Il primo gruppo, composto da Germania, Danimarca, Spagna e Finlandia è sulla buona strada per il raggiungimento dell'obiettivo prefissato. Gli Stati membri del secondo gruppo – Austria, Belgio, Irlanda, Paesi Bassi, Svezia, Regno Unito e Francia – hanno cominciato a mettere in atto politiche adeguate. Per questo gruppo sussistono elementi al tempo stesso positivi e negativi quanto al conseguimento degli obiettivi fissati per il 2010. Gli Stati membri del terzo gruppo – Grecia e Portogallo – sono in ritardo rispetto agli obiettivi nazionali. Nel marzo del 2004 l'Italia e il Lussemburgo hanno adottato nuove leggi di cui non è ancora stato possibile valutare i possibili effetti. Tuttavia, negli ultimi tre anni questi due Stati membri hanno fatto registrare solo progressi limitati".

La necessità di un sostegno da parte delle pubbliche autorità alle fonti energetiche rinnovabili è riconosciuta nella disciplina comunitaria degli aiuti di Stato¹¹¹ per la tutela dell'ambiente che, tra le altre opzioni, tiene conto della necessità di internalizzare i costi esterni della produzione di energia elettrica.

La direttiva prevede dunque la possibilità per gli Stati membri di applicare meccanismi diversi di sostegno delle fonti energetiche rinnovabili, tra cui Certificati Verdi, aiuti agli investimenti, esenzioni o sgravi fiscali, restituzioni d'imposta e regimi di sostegno diretto dei prezzi. Allo scopo di mantenere la fiducia degli investitori gli Stati membri dovrebbero impegnarsi a garantire il buon funzionamento di questi meccanismi fino all'introduzione di un quadro comunitario¹¹².

Allo stesso fine l'art. 6 della direttiva richiede agli Stati membri, o agli organismi competenti da questi designati, di razionalizzare le procedure di autorizzazione o gara applicabili agli impianti per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili allo scopo di ridurre gli ostacoli legislativi e regolamentari al loro sviluppo.

Un'altra importante disposizione della direttiva è quella contenuta nell'art. 5 e riguardante l'introduzione, a partire dal 27 ottobre 2003, di un sistema di garanzia di origine delle fonti di elettricità prodotte da fonti rinnovabili secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori stabiliti da ciascuno Stato membro. Tale sistema presuppone l'individuazione da parte degli Stati membri di un organismo responsabile per il rilascio di tali garanzie, il quale deve essere indipendente dalle attività di produzione e distribuzione. Le garanzie di origine devono specificare la fonte energetica da cui è stata prodotta l'elettricità, nonché le date e i luoghi di produzione: a tali condizioni esse vengono reciprocamente riconosciute tra gli Stati membri. Di seguito (tabella 2.4) viene mostrato lo stato di attuazione del sistema delle garanzie.

¹¹¹ La disciplina degli aiuti di Stato è contenuta negli articoli 87 e ss del Trattato CE. La nozione di aiuti statali ricomprende non solo gli aiuti concessi direttamente o indirettamente dagli Stati, ma anche quelli attribuiti da enti pubblici o privati designati o istituiti all'interno dello stato di appartenenza che abbiano l'effetto di alleviare gli oneri normalmente gravanti sul bilancio di un'impresa, falsando così il libero gioco della concorrenza.

¹¹² Al punto 15 dei considerando si afferma che "è prematuro istituire un quadro comunitario per i regimi di sostegno, data l'esperienza limitata maturata con i regimi nazionali e la percentuale relativamente bassa di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili che beneficia attualmente nella Comunità di un sostegno dei prezzi".

Tabella 2.4 Realizzazione sistema garanzie di origine nell'Unione a 15. Situazione a marzo 2004

	Normativa	Organismi responsabili per il rilascio delle garanzie	Pronti
Austria		DSO	
Belgio, BR		Altri	
Belgio, FI		Regolatore	
Belgio, W		Regolatore	
Danimarca		TSO	
Finlandia		TSO	
Francia		Altri	
Germania		Organismi di controllo	
Grecia		DSO e TSO	
Irlanda		Regolatore	
Italia		TSO	
Lussemburgo		Regolatore	
Portogallo		TSO	
Spagna		Regolatore	
Svezia		TSO	
Paesi Bassi		TSO	
Regno Unito		Regolatore	

	Attuazione completata
	In preparazione
	Non attuata
DSO	Operatore del sistema di distribuzione
TSO	Operatore del sistema di trasmissione

Fonte: COM (2004) 366

FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)	
Misura	Principali previsioni
Direttiva 2001/77/CE sulla promozione di energia elettrica da FER nel mercato interno dell'elettricità	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adozione di obiettivi indicativi nazionali al 2010 di consumo di energia elettrica da FER ▪ Possibilità per gli Stati membri di applicare diversi meccanismi di sostegno delle FER ▪ Razionalizzazione delle procedure di autorizzazione o gara applicabili agli impianti per la produzione di elettricità da FER. ▪ Introduzione di un sistema di garanzia di origine delle fonti di elettricità prodotte da FER ▪ Possibilità per gli Stati membri di garantire un accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta da fonti rinnovabili

La direttiva si preoccupa infine di garantire e promuovere la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Ribadendo quanto già stabilito dalla direttiva 96/92/CE, l'art. 7 della direttiva prevede la possibilità per gli Stati membri di garantire all'elettricità prodotta da fonti rinnovabili un accesso prioritario alla rete nella misura consentita dal funzionamento del sistema elettrico nazionale. La direttiva impone infine agli Stati membri di definire regole standardizzate relative all'assunzione dei costi e degli adeguamenti tecnici necessari per integrare nella rete elettrica i nuovi produttori da fonti rinnovabili.

2.2 Il contesto nazionale

I primi interventi organici a favore delle fonti rinnovabili risalgono ai primi anni 80, quando, con l'emanazione della legge n. **308 del 29 maggio 1982**¹¹³, venne adottato uno strumento legislativo finalizzato espressamente all'obiettivo di un contenimento dei consumi di energia e dell'utilizzazione delle fonti di energia rinnovabile.

Il provvedimento forniva innanzitutto una prima definizione di tali energie, intese come "il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali". Venivano inoltre considerate come fonti rinnovabili "il calore recuperabile negli impianti di produzione di energia elettrica, nei fumi di scarico e da impianti termici e processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi o impianti".

La normativa si ispirava alle due *direttrici* che saranno proprie anche dei successivi provvedimenti in materia, nominativamente la valorizzazione delle fonti energetiche diverse dagli idrocarburi e la loro esclusione, se pure parziale, dal regime della riserva disposta a favore dell'Enel. L'utilizzazione delle fonti rinnovabili veniva infatti considerata di pubblico interesse e pubblica utilità e la loro produzione veniva dunque incentivata attraverso un parziale processo di liberalizzazione. Tale produzione, compresa quella derivante da impianti combinati di energia e calore, fu quindi esentata dal regime della riserva, a condizione però che la potenza degli impianti non fosse superiore a 3 MW. Veniva così introdotta una innovazione di grande rilievo, che ha cominciato ad aprire uno spazio per l'attività dei privati.

Un ulteriore passo verso la promozione delle rinnovabili e la liberalizzazione della generazione di energia elettrica è stata realizzata con le **leggi del 9 gennaio 1991 n. 9**¹¹⁴ e **n. 10**¹¹⁵ e negli atti di normazione secondaria ad esse susseguenti.

¹¹³ Legge 29 maggio 1982, n. 308 recante "Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi", in gran parte abrogata dall'art. 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

¹¹⁴ Legge 9 gennaio 1991, n. 9 recante "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", in GU Suppl. Ord. n° 13 del 16 gennaio 1991.

Numerose sono le disposizioni interessanti delle due normative, ma per motivi di sintesi ci limiteremo a segnalare le più rilevanti ai fini del nostro discorso.

La legge n. 10, conferma sostanzialmente la definizione di fonti rinnovabili di energia fornita dalla legge 308/82, ma specifica meglio la nozione di produzione di energia elettrica realizzata con impianti combinati di energia e calore mediante l'introduzione del termine "cogenerazione". Questa viene ora considerata una **fonte assimilata alle rinnovabili** propriamente dette, insieme con "il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti".

Al fine di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, di ridurre i consumi e migliorare le condizioni di compatibilità ambientale del suo utilizzo, la legge 10/91 prevedeva *incentivi in conto capitale* per diversi tipi di interventi. In particolare venivano erogati contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia¹¹⁶, per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario¹¹⁷, per studi di fattibilità tecnico-economica e per progetti esecutivi¹¹⁸, per progetti dimostrativi¹¹⁹, per la produzione di energia

¹¹⁵ Legge 9 gennaio 1991, n. 10 recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia", in GU Suppl. Ordin. n. 13 del 16 gennaio 1991.

¹¹⁶ L'art. 8 prevedeva contributi in conto capitale a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento ammissibile documentata per ciascuno degli interventi ammessi.

¹¹⁷ L'art. 10 prevedeva contributi in conto capitale fino al 30% della spesa ammissibile preventivata per realizzare o modificare impianti fissi, sistemi o componenti, nonché mezzi per il trasporto fluviale di merci nei settori industriale, artigianale e terziario e nella movimentazione dei prodotti. Potevano essere ammessi a contributo interventi riguardanti impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici relativi ai servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguissero risparmi di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili.

¹¹⁸ L'art. 11 prevedeva la possibilità di concedere contributi in conto capitale alle Regioni, enti locali e determinate imprese e consorzi nel limite massimo del 50% della spesa ammissibile prevista, fino ad un massimo di 50 milioni di lire per gli studi di fattibilità tecnico economica e di 300 milioni di lire per i progetti esecutivi.

da fonti rinnovabili nel settore agricolo¹²⁰ e per la riattivazione e costruzione di nuovi impianti idroelettrici¹²¹.

Ma è la legge 9/91 a contenere le disposizioni più interessanti ed innovative. L'art. 22 liberalizza infatti completamente la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, superando il limite di potenza di 3 MW imposto dalla legge 308/82. Tale liberalizzazione riguarda tuttavia la sola generazione e non anche la sua circolazione, in quanto permane il vincolo di destinazione dell'energia prodotta all'uso proprio, a quello di gruppo¹²² ed alla cessione dell'eccedenza all'Enel.

Anche il regime di autorizzazione per l'installazione di tali impianti viene semplificato attraverso il ricorso alla procedura di comunicazione da effettuarsi all'allora Ministero dell'Industria, all'Enel ed all'ufficio tecnico delle imposte di fabbricazione competente per territorio.

Coerentemente con le direttrici già delineate dalla legge 308/82, l'art. 20 della legge 9/91 prevedeva poi la valorizzazione dell'energia così prodotta da fonti rinnovabili o assimilate e ceduta all'Enel, attraverso la previsione di *prezzi di cessione incentivati* da stabilirsi con delibera del Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP).

Questi interveniva con **provvedimento n. 6 del 29 aprile 1992**¹²³ – meglio **noto come CIP 6** – applicabile sia agli impianti esistenti, sia alla nuova energia prodotta da impianti entrati in servizio successivamente al 30 gennaio 1991.

¹¹⁹ L'art. 12 prevedeva la possibilità di erogare contributi ad aziende pubbliche e private e loro consorzi, ed a consorzi di imprese ed enti pubblici nel limite del 50% della spesa ammissibile preventivata.

¹²⁰ L'art 13 prevedeva l'erogazione di contributi per la realizzazione di impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici per la produzione o il recupero di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili di energia, nella misura massima del 55 per cento della spesa ammessa, elevabile al 65 per cento per le cooperative.

¹²¹ I contributi previsti dall'art. 14 potevano essere concessi nella misura massima del 30% della spesa ammissibile documentata.

¹²² L'art. 23 prevede infatti la libera circolazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o assimilate "all'interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale (...) aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione".

¹²³ Comitato Interministeriale dei Prezzi, deliberazione 29 aprile 1992 recante "Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile", in GU n. 109 del 12 maggio 1992.

L'incentivazione era finalizzata al recupero accelerato del capitale investito, calcolato attraverso parametri diversi per ogni specifica tipologia di impianto, in modo da favorire le tecnologie non ancora in grado di essere prodotte a prezzi di mercato. In particolare i prezzi venivano determinati sulla base dei costi della produzione elettrica evitati¹²⁴ e dei maggiori costi attribuibili alla specifica tipologia di impianto. Le due voci si differenziavano in termini temporali: mentre la componente di incentivo era riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, quella relativa ai costi evitati era concessa per tutto il periodo di durata del contratto di fornitura, che poteva raggiungere i quindici anni.

Figura 2.4 Prezzo di cessione per gli impianti di nuova realizzazione ed entrata in servizio (30 gennaio 1991) utilizzando fonti rinnovabili o assimilate



Fonte: Gestore Mercato elettrico

Il CIP doveva procedere all'aggiornamento dei prezzi con periodicità biennale; a seguito della sua soppressione avvenuta con legge n. 537 del 24 dicembre 1993¹²⁵ tuttavia, tale funzione è stata attribuita al Ministero dell'Industria e successivamente trasferita, con legge 481/95¹²⁶, all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

¹²⁴ In particolare si fa riferimento al costo evitato di impianto, di esercizio e manutenzione e di combustibile.

¹²⁵ Legge 24 dicembre 1993, n. 537, recante "Interventi correttivi di finanza pubblica" in GU 28 dicembre 1993, n. 303, Suppl. Ord.

¹²⁶ Legge 14 novembre 1995, n. 481, recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità" in s.o. alla GU del 18 novembre 1995, n. 270.

Il decreto del Ministero dell'Industria del 25 settembre 1992¹²⁷ ha fornito una convenzione-tipo per la cessione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'Enel e previsto l'istituzione di una graduatoria di priorità per l'ammissione delle iniziative all'incentivazione prevista dal provvedimento CIP 6. Tale graduatoria teneva essenzialmente conto delle fonti utilizzate, del risparmio energetico atteso e dei vantaggi realizzabili in termini di protezione dell'ambiente ed era finalizzata ad una programmazione degli interventi e dei relativi mezzi finanziari. Il decreto prevedeva dunque che all'interno della graduatoria di priorità le diverse fonti fossero ordinate secondo le seguenti quattro categorie di impianti:

- categoria A comprendente: impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette; impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10 MW;
- categoria B comprendente: impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
- categoria C comprendente: impianti con potenza maggiore di 10 MW che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, sia per ragioni tecniche che economiche, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabile all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui, impianti utilizzanti fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- categoria D comprendente: altri impianti, con potenza maggiore di 10 MW, ordinati in funzione dell'indice energetico.

Se il sistema sinteticamente descritto ha effettivamente contribuito alla promozione delle fonti rinnovabili, ha tuttavia evidenziato anche delle importanti criticità. Innanzitutto il sistema di sostegno si è rivelato particolarmente oneroso per i

¹²⁷ Decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 25 settembre 2002 recante "Approvazione della convenzione-tipo prevista dall'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", in GU n. 235 del 6 ottobre 1992.

consumatori che lo hanno finanziato negli anni attraverso una apposita maggiorazione tariffaria¹²⁸.

In secondo luogo, come abbiamo visto, il sistema non è servito a finanziare solamente le fonti rinnovabili in senso stretto, ma anche impianti alimentati da fonti assimilate, ovvero impianti efficienti alimentati da fonti di origine fossile a basso impatto ambientale. Tra queste il CIP 6 annoverava anche gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano combustibili fossili prodotti esclusivamente da giacimenti minori isolati.

Di fatto negli anni, una quota molto elevata dei contributi erogati, è stata indirizzata a questo tipo di impianti: come è possibile notare a titolo esemplificativo nella tabella 2.5, nel 2002 le fonti cosiddette assimilate hanno rappresentato ben l'80% dell'energia generata con il meccanismo CIP 6.

La grande offerta di energia generata dal provvedimento CIP 6, in parte inattesa, ha imposto la sospensione di fatto del programma: con l'adozione del DM 24 gennaio 1997¹²⁹, il Ministero dell'Industria sospendeva la procedura di ammissione agli incentivi, tranne che per gli impianti già realizzati e in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto nonché per le iniziative prescelte alla data del 19 novembre 1995 ai fini della stipula delle convenzioni con l'Enel. Gli impianti allora ammessi nelle graduatorie del CIP 6 continueranno dunque a beneficiare degli incentivi fino alla scadenza delle relative convenzioni. L'esperienza del programma CIP 6, pur mostrando evidenti limiti applicativi, ha prodotto effetti molto positivi, permettendo di fatto la nascita del mercato della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia.

¹²⁸ Le risorse necessarie alla remunerazione degli impianti CIP 6, superiori ai ricavi della cessione della loro energia al mercato, vengono raccolte dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico (CCSE) grazie all'introduzione, in tariffa elettrica, della componente A3, parte degli oneri di sistema. Il CIP 6 nel 2003 ha determinato un costo complessivo di 1.647 milioni di euro di cui 1.033 imputabili all'incentivazione di fonti assimilate e 614 all'incentivazione di fonti rinnovabili.

¹²⁹ DM 24 gennaio 1997 del Ministero dell'Industria, commercio ed artigianato, in GU, Serie generale, n. 44 del 22 febbraio 1997.

Tabella 2.5 Quantità e prezzi medi di ritiro dell'energia elettrica da parte del GRTN. Anno 2002

TIPO DI INCENTIVAZIONE	GWh RITIRATI NEL 2002	PREZZO MEDIO DI RITIRO c€/kWh	DI CUI COMPONENTE INCENTIVANTE SPECIFICA PER TECNOLOGIA	DI CUI COSTO EVITATO DI IMPIANTO E COMBUSTIBILE
1) Energia CIP6	49 751	9,348	2,650	6,699
di cui assimilata	41 216	8,548	1,837	6,711
- di cui impianti esistenti assimilati	6 046	6,841	-	6,841
- di cui impianti nuovi assimilati	35 170	8,904	2,152	6,751
di cui rinnovabile	8 528	13,214	6,582	6,638
- di cui impianti esistenti rinnovabili	746	5,780	0,054	5,726
- di cui impianti nuovi rinnovabili	7 782	13,927	7,209	6,726
2) Eccedenze n. 108/97	1 450	6,996	-	-
3) Mini idro n. 62/02	2 899	6,066	-	-
Totale (1+2+3)	54 100	9,109	-	-

Fonte: Grtn.

Tabella 2.6 Energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2003 (GWh)

	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Idroelettrico	37.781	41.213	45.358	44.205	46.810	39.519	36.674
Idroelettrico < 10 MW	7.440	8.320	8.602	8.117	8.657	8.048	7.192
Idroelettrico > 10 MW	30.341	32.893	36.756	36.088	38.154	31.472	29.483
Eolico	10	231	403	563	1.179	1.404	1.458
Solare fotovoltaico*	13	14	15	16	16	18	23
Geotermoelettrico	3.436	4.214	4.403	4.705	4.507	4.662	5.341
Rifiuti solidi urbani	168	464	653	804	1.259	1.428	1.812
Legna	116	271	587	537	644	1.052	1.648
Biogas	103	494	583	566	684	943	1.033
A - Totale	41.627	46.901	52.002	51.396	55.100	49.027	47.989
B - Consumo interno lordo (TWh)	279	301	308	321	327	336	345
A/B (%)	15	16	17	16	17	15	14

* Stime ENEA

Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN

2.2.1 Il Libro Bianco per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili

Nell'aprile del 1999, in attuazione di una specifica disposizione della deliberazione CIPE di approvazione delle "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra"¹³⁰, è stato adottato il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili¹³¹. Il documento dà attuazione, a livello nazionale, al Libro Bianco comunitario sulle rinnovabili – di cui al § 2.1 – nel quale, come abbiamo visto, si sottolinea l'importanza del ruolo degli Stati membri nell'attuazione del Piano d'azione della Comunità.

Il Libro Bianco considera le fonti rinnovabili come fonti strategiche in relazione al contributo che possono offrire per la maggior sicurezza del sistema energetico, la riduzione del relativo impatto sull'ambiente e le opportunità in termini di tutela del territorio e sviluppo sociale.

Coerentemente, il documento individua, per ciascuna fonte rinnovabile, gli obiettivi che devono essere conseguiti per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra previste dalla delibera CIPE ed indica altresì le strategie e gli strumenti necessari allo scopo. Dando seguito a quanto previsto a livello comunitario, viene individuato l'obiettivo di incremento del contributo delle rinnovabili al bilancio energetico nazionale al 2008-2012, quantizzato nella misura di circa 20,3 Mtep, rispetto ai 11,7 Mtep del 1997. La potenza elettrica alimentata da fonti rinnovabili passerebbe, dal 1997 al 2008-2012, da 17.100 MW a 24.700 MW, con un incremento di oltre 7.600 MW. Per conseguire questo obiettivo il Libro Bianco individua diverse linee ed azioni¹³², tra le quali, nel contesto delle misure per l'integrazione dei mercati energetici, rivestono un ruolo fondamentale le misure adottate con il decreto Bersani che esamineremo nel prossimo paragrafo.

¹³⁰ Deliberazione CIPE n. 137/98 del 19 novembre 1998.

¹³¹ Il Libro Bianco segue l'elaborazione da parte dell'ENEA di un Libro Verde nazionale sulle fonti rinnovabili di energia, documento di discussione contenente gli elementi conoscitivi di base e le ipotesi di obiettivi e di strategie di intervento in materia.

¹³² In particolare si prevede: l'istituzione, presso il Ministero dell'Industria, di un tavolo permanente di consultazione; la promozione di un ampio e crescente coinvolgimento delle Regioni e degli enti locali nell'amministrazione dei programmi di diffusione; la valorizzazione del ruolo della ricerca; la diffusione di una consapevole cultura energetico-ambientale; la promozione dell'integrazione nei mercati energetici;

Tabella 2.7 Situazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 1997 e previsioni di sviluppo al 2008-2012 ¹⁰

Tecnologia	1997		2002			2006			2008-2012		
	MWe ¹¹	Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep
Idro > 10 MW	13942	7,365	14300	7,550	0,186	14500	7,656	0,292	15000	7,920	0,556
Idro ≤ 10 MW	2187	1,787	2400	1,954	0,166	2600	2,116	0,329	3000	2,442	0,655
Geotermia	559	0,859	650	1,051	0,192	700	1,132	0,273	800	1,294	0,435
Eolico	119	0,026	700	0,308	0,282	1400	0,616	0,590	2500	1,100	1,074
Fotovoltaico ¹²	16	0,003	25	0,006	0,003	100	0,024	0,021	300	0,073	0,069
Biomasse & Biogas ¹³	192	0,125	380	0,502	0,377	800	1,056	0,931	2300	3,036	2,911
Rifiuti	89	0,055	350	0,385	0,330	500	0,550	0,495	800	0,880	0,825
Totale	17104	10,221	18805	11,756	1,535	20600	13,151	2,930	24700	16,744	6,524

¹⁰ L'energia elettrica è convertita in Mtep usando il principio di sostituzione, con l'equivalenza 2200 Mcal/MWh (convenzione italiana) e tenendo conto che 1 Mtep = 10³⁰ Mcal. Questo criterio è stato usato anche per l'elettricità secondaria da biomasse e biogas e rifiuti, in quanto più idoneo (rispetto alla trasformazione in Mtep del potere calorifico inferiore della materia prima) ai fini del calcolo del combustibile fossile primario sostituito e delle emissioni di gas serra evitate.

Tranne che per il 1997, per il quale i dati sono reali, sono stati assunti i seguenti dati di produzione annua media: idroelettrico > 10 MW: 2400 kWh/kW; idroelettrico ≤ 10 MW: 3700 kWh/kW; geotermia: 7350 kWh/kW; eolico: 2000 kWh/kW; fotovoltaico 1100 kWh/kW; biomasse e biogas: 6000 kWh/kW; rifiuti: 5000 kWh/kW. Tali dati sono riferiti all'anno tipo Enel (idroelettrico, geotermia), o desunti dalla letteratura (biomasse e rifiuti, eolico e fotovoltaico). Per queste ultime fonti, i valori di produttività annua relativi al 1997 sono più bassi di quelli sopra elencati, in quanto si tratta, per lo più, di impianti in avviamento.

¹¹ Potenza efficiente lorda, anche per i valori relativi agli anni successivi. Per il 1997, i dati indicati sono di fonte Enel, ad esclusione del fotovoltaico (fonte Eurostat).

¹² Il valore al 2006 tiene conto dei programmi in avvio; il valore al 2008-2012 è calcolato sulla base di una crescita media del mercato, nell'intero periodo, analoga a quella registrata negli ultimi anni e pari a circa il 25 % l'anno. In caso di ampio successo dei programmi di sviluppo tecnologico, è prevedibile una più marcata diffusione.

¹³ Include impianti di produzione di elettricità e cogenerazione che usano legno e residui legnosi, impianti di produzione di elettricità da biogas di discariche, fanghi e deiezioni animali.

Tabella 2.8 Situazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili al 1997 e previsioni di sviluppo al 2008-2012 ¹⁴

Tecnologia	1997	2002		2006		2008-2012	
	Mtep ¹⁵	Mtep	Δ Mtep	Mtep	Δ Mtep	Mtep	Δ Mtep
Biocombustibili ¹⁶	0,060	0,280	0,220	0,544	0,484	0,940	0,880
Solare termico ¹⁷	0,008	0,056	0,048	0,111	0,103	0,222	0,214
Geotermia ¹⁸	0,213	0,250	0,037	0,300	0,087	0,400	0,187
Biomasse & Biogas ¹⁹	1,070	1,400	0,330	1,600	0,530	1,750	0,680
Rifiuti	0,096	0,120	0,024	0,160	0,064	0,200	0,104
Totale	1,447	2,106	0,659	2,715	1,268	3,512	2,065

¹⁴ I dati in Mtep fanno riferimento al corrispondente consumo medio evitato di combustibile fossile (principio della sostituzione), con le precisazioni indicate nelle note successive.

¹⁵ Elaborazione su dati Eurostat

¹⁶ Si è utilizzato il potere calorifico inferiore medio pesato di biodiesel e ETBE, sulla base dei valori di produzione previsti.

¹⁷ I valori in Mtep sono ottenuti considerando i valori complessivi di superficie installata indicata nel testo, con una insolazione media di 1500 kWh/m² ed un rendimento medio di sistema pari al 50%. La capacità di sostituzione è calcolata considerando un'efficienza energetica dei dispositivi a fonte fossile sostituiti del 90%.

¹⁸ Include anche calore per balneologia e balneoterapia. Il contributo è dato dalla differenza tra l'entalpia del fluido a bocca di pozza e l'entalpia del fluido di scarico.

¹⁹ Include la legna da ardere dei circuiti commerciali, legna e residui per impianti di teleriscaldamento, la frazione di legna e residui efficace per la produzione di calore in impianti di cogenerazione. Data la sostanziale differenza di efficienza dei vari dispositivi di utilizzo (10-15% dei camini, fino all'80-85% degli impianti industriali) il dato è ottenuto considerando una capacità media di sostituzione rispetto agli impianti alimentati a combustibili fossili pari al 50%.

l'istituzione di un Osservatorio sulle rinnovabili e la revisione della normativa tecnica e giuridica; l'avviamento di progetti quadro ed iniziative di sostegno.

2.2.2 Il decreto Bersani e il sistema dei Certificati Verdi

Il recepimento della direttiva 96/92/CE, attraverso il decreto legislativo 79/99, ha costituito l'occasione per promuovere un più ampio contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento del fabbisogno nazionale di elettricità e per rivedere il meccanismo di incentivazione sinteticamente descritto al § 2.2. Coerentemente con le indicazioni della direttiva 96/92/CE e della politica comunitaria in materia¹³³, la legge comunitaria del 1998¹³⁴ ha infatti delegato il Governo ad emanare norme che prevedessero, tra l'altro, di "incentivare, attraverso una adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili ed il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO₂".

Il decreto legislativo 79/99 ha dunque riordinato i sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in un'ottica di integrazione tra obiettivi economici ed ambientali ponendo particolare attenzione alla promozione delle fonti rinnovabili. La loro individuazione rimane invariata secondo la definizione già fornita dalla legge 10/91, ma viene meno la categoria delle fonti assimilate. Per fonti rinnovabili ai sensi dell'art. 2 del decreto si intendono dunque "il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici".

Le fonti rinnovabili vengono dunque incentivate con diverse misure ad hoc. In primo luogo, aderendo alla possibilità offerta dalla direttiva 96/92/CE, il decreto Bersani ha previsto la garanzia di priorità di dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per gli impianti qualificati come cogenerativi¹³⁵, nonché per gli impianti CIP 6.

¹³³ Il riferimento è in particolare al Libro Verde e al Libro Bianco della Commissione.

¹³⁴ Art. 36, lettera e) della legge del 24 aprile 1998, n. 128, recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - legge comunitaria 1995 - 1997", in GU del 7 maggio 1998 n. 104.

¹³⁵ La definizione di cogenerazione ha richiesto una specifica dell'AEEG adottata con delibera n. 42/02 del 19 marzo 2002 recante "Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79", successivamente modificata dalle delibere AEEG 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione e deliberazione 11 novembre 2004, n. 201.

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) è tenuto ad assicurare infatti la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.

Il decreto prevede inoltre altri importanti strumenti, quali la priorità all'uso delle fonti di energia rinnovabile nelle piccole reti isolate e la subordinazione del rinnovo delle concessioni idroelettriche a programmi di aumento di energia prodotta o di potenza installata.

La previsione di maggior rilievo è contenuta tuttavia nell'art. 11 del decreto, dove sono disegnati due sistemi di promozione dell'energia da fonti rinnovabili, le *procedure di gara* per l'attribuzione di incentivi da parte delle Regioni e delle Province Autonome e l'introduzione del sistema dei c.d. "*Certificati Verdi*".

Per quanto riguarda il primo tipo di incentivi lo stesso articolo prevedeva che con deliberazione del CIPE, adottata su proposta dell'allora Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, sentita la Conferenza Unificata, fossero determinati per ciascuna fonte gli obiettivi pluriennali e fosse effettuata la ripartizione tra gli enti territoriali delle risorse da destinare all'incentivazione. Alle stesse Regioni e Province Autonome veniva attribuito il compito di favorire, anche con risorse proprie, il coinvolgimento delle comunità locali nelle iniziative e provvedere, attraverso procedure di gara, all'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Il sistema di incentivazione dei **Certificati Verdi** invece, consiste in un meccanismo di mercato competitivo che raccoglie l'eredità e le funzioni del vecchio CIP 6. La transizione al mercato e la creazione di assetti concorrenziali operata dal decreto Bersani ha imposto infatti la creazione di strumenti di incentivazione meno costosi e meno rigidi e soprattutto non distorsivi della concorrenza tra produttori¹³⁶.

Il sistema si basa sull'obbligo imposto alle imprese che producono o importano elettricità da fonti non rinnovabili, di immettere in rete – a decorrere dal 2001 – una

¹³⁶ C. Campidoglio e G. Vaciago: *La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* vol. 42, fasc. 2/1999 pag. 42.

quota di energia elettrica prodotta da impianti nuovi o ripotenziati alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999.

Tale quota è stata inizialmente fissata al 2% dell'energia eccedente i 100 GWh, al netto della cogenerazione¹³⁷, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, ma lo stesso decreto Bersani prevedeva l'adozione di successivi decreti per incrementare tale percentuale per gli anni successivi al 2002, al fine di contenere le emissioni di gas inquinanti ed onorare gli impegni internazionali previsti dal Protocollo di Kyoto. Il decreto legislativo 387/03, di attuazione della direttiva 2001/77/CE, di cui parleremo diffusamente al § 2.2.4, ha fissato tale incremento nella misura dello 0,35 per cento annuo per il periodo 2004-2006 ed ha individuato le scadenze entro le quali saranno aggiornati gli incrementi per i periodi 2007-2009 e 2010-2012¹³⁸.

I produttori o importatori possono adempiere al suddetto obbligo di immissione in rete di energia rinnovabile anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti – i Certificati Verdi appunto – da altri produttori¹³⁹ o dal Gestore della rete di trasmissione nazionale. I Certificati Verdi sono dei titoli annuali che vengono rilasciati dal GRTN ai titolari degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999, per i primi otto anni di esercizio. Si tratta di titoli "al portatore", totalmente disgiunti dalla corrispondente energia elettrica prodotta, i quali possono essere negoziati liberamente cambiando proprietario più volte prima del loro annullamento.

La vendita dei Certificati da parte dei titolari permette di ottenere un reddito aggiuntivo a quello derivante dalla vendita di energia elettrica. In linea di principio, il prezzo dei Certificati Verdi, come vedremo meglio in seguito¹⁴⁰, si forma sul mercato sulla base della libera contrattazione tra le parti. Il trasferimento sui clienti finali degli oneri derivanti dall'acquisto dei Certificati Verdi avviene, secondo una logica di mercato, tramite l'incorporazione di tali oneri nel prezzo di vendita dell'energia

¹³⁷ La cogenerazione, in virtù dei benefici ambientali che comporta, è esentata dal rispetto dell'obbligo.

¹³⁸ Il decreto individua al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2007 le scadenze entro le quali devono essere aggiornati gli incrementi della quota minima rispettivamente per i periodi 2007-2009 e 2010-2012.

¹³⁹ L'obbligo di immissione in rete può essere soddisfatto anche importando in tutto o in parte l'elettricità prodotta da impianti aventi le stesse caratteristiche purché ubicati in Paesi che adottino analoghi strumenti di incentivazione e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati in Italia.

¹⁴⁰ Vedi § 2.2.3.

liberamente contrattato. Nel caso di energia destinata ai clienti del mercato vincolato invece, tale trasferimento può verificarsi solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrative definite dall'Autorità, nell'ambito del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso¹⁴¹.

Le direttive per l'attuazione del sistema dei Certificati Verdi sono state stabilite dal **DM 11 novembre 1999**¹⁴², la cui emanazione era prevista dallo stesso art. 11 del decreto Bersani¹⁴³.

Secondo gli articoli 4 e 5 del DM citato, per poter richiedere al GRTN l'emissione dei Certificati Verdi, il proprietario dell'impianto deve ottenere il riconoscimento di Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili (**IAFR**). Possono ottenere la qualifica IAFR quegli impianti, entrati o che entreranno in esercizio in data successiva al 1° aprile 1999 a seguito di potenziamento/ripotenziamento, rifacimento, riattivazione, nuova costruzione ed incremento dell'alimentazione da biomasse oppure da combustibili, anche gassosi, derivati dai rifiuti, degli impianti termoelettrici esistenti. Il GRTN provvede all'esame ed al riconoscimento della qualifica attraverso una apposita Commissione di qualificazione.

Una volta che l'impianto è stato qualificato, il GRTN può emettere i Certificati Verdi richiesti. Tale richiesta può essere di due tipi:

- *a consuntivo*: relativa alla produzione di energia elettrica rinnovabile nell'anno precedente;
- *a preventivo*: relativa all'anno in corso o al successivo per un quantitativo di energia elettrica rinnovabile ancora da produrre, in base ad una producibilità attesa.

¹⁴¹ Per tale ragione, la delibera n. 227/02 ha istituito un'apposita componente tariffaria, VE, espressa in centesimi di euro per kilowattora, da incorporare nella CCA (la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica), e nel PV (la componente tariffaria a copertura dei costi di combustibile per l'utenza domestica).

¹⁴² Decreto 11 novembre 1999, recante "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79", in GU n. 292 del 14 dicembre 1999.

¹⁴³ Il decreto 11 novembre 1999 è stato successivamente modificato dal DM 18 aprile 2002, che tra le altre cose ha consentito la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche in impianti termoelettrici entrati in esercizio prima del 1° aprile 1999, ma che successivamente a tale data operino in co-combustione.

Ogni certificato si riferisce dunque alla produzione attuale o attesa di un determinato anno.

Ciascun Certificato Verde ha un valore unitario di 100 MWh¹⁴⁴, è valido solo per l'anno di rilascio ed una volta emesso viene depositato sul "Conto Proprietà" aperto dal GRTN a favore del produttore IAFR nel sistema informatico creato appositamente per il trasferimento dei Certificati Verdi dai produttori ai soggetti tenuti all'obbligo.

Questi ultimi possono dunque adempiere secondo le seguenti diverse modalità:

- acquisto di Certificati Verdi, pari alla quota soggetta all'obbligo, attraverso contratti bilaterali oppure sulla piattaforma telematica di negoziazione organizzata del Gestore del Mercato Elettrico;
- messa in esercizio di nuovi impianti a fonte rinnovabile in modo da poter disporre di Certificati Verdi propri;
- importazione di nuova energia rinnovabile proveniente da paesi che adottino analoghi strumenti di incentivo su basi di reciprocità.

A decorrere dal 2003, entro il 31 marzo di ciascun anno, i produttori e importatori soggetti all'obbligo sono tenuti a trasmettere al Gestore della Rete di Trasmissione l'equivalente quantitativo di Certificati Verdi. Il GRTN verifica l'adempimento dell'obbligo sulla base dell'autocertificazione della quantità di energia elettrica importata o prodotta con fonti convenzionali ricevuta l'anno precedente, e, in caso di riscontro positivo, procede all'annullamento dei Certificati Verdi consegnati.

Nel caso in cui il soggetto obbligato non abbia rispettato la quota minima, questi avrà a disposizione un periodo di 30 giorni, successivi alla comunicazione da parte del GRTN, per acquistare e trasmettere il necessario quantitativo.

¹⁴⁴ Come vedremo meglio in seguito la legge 239/04 riduce l'ammontare dei Certificati Verdi da 100 a 50 MWh o multipli di questo valore ed estende il riconoscimento dei Certificati all'energia termica da teleriscaldamento prodotta dagli impianti a cogenerazione.

Tabella 2.9 Domanda di Certificati Verdi in relazione al consumo interno lordo e stima delle esenzioni. Anno 2002 (GWh)

Consumo interno lordo (A+B-C)	334.998
(A) Produzione lorda	284.401
(B) Import	51.519
(C) Export	922
Energia sotto obbligo CV	172.755
Domanda di certificati verdi	3.455
Esenzioni da obbligo di cui:	162.243
<i>Servizi produzione</i>	<i>12.935</i>
<i>Franchigia primi 100 GWh per i produttori in obbligo</i>	<i>4.200</i>
<i>Rinnovabili</i>	<i>49.013</i>
<i>Esenzioni all'import</i>	<i>38.204</i>
<i>Esenzioni al termoelettrico (cogenerazione e franchigia 100 GWh)</i>	<i>50.069</i>
<i>Energia prodotta da pompaggio</i>	<i>7.743</i>

Fonte: AEEG, relazione annuale 2004

Tabella 2.10 Sintesi degli impianti qualificati al 31 maggio 2004, suddivisi per fonte rispetto al numero, alla potenza e alla producibilità

NUMERO			
<i>FONTI</i>	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
Idrica	376	296	80
Geotermica	10	9	1
Eolica	169	34	135
Prod.vegetali o rifiuti	123	90	33
Fotovoltaica	6	4	2
TOTALE	684	433	251

POTENZA [MW]			
<i>FONTI</i>	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
Idrica	3 310.1	2 677.8	632.3
Geotermica	315.0	280.0	35.0
Eolica	4 332.0	225.7	4 106.4
Prod.vegetali o rifiuti	683.8	563.1	120.7
Fotovoltaica	1.2	1.0	0.2
TOTALE	8 642.1	3 747.5	4 894.6

PRODUCIBILITA' * [GWh]			
<i>FONTI</i>	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
Idrica	2 488.0	1 384.1	1 103.9
Geotermica	781.0	636.6	144.4
Eolica	10 479.5	509.7	9 969.8
Prod.vegetali o rifiuti	2 428.6	1 586.9	841.7
Fotovoltaica	1.4	1.2	0.2
TOTALE	16 178.6	4 118.6	12 059.9

* Producibilità riconosciuta alla categoria di intervento che ha diritto ai Certificati Verdi:
- per la cat. A tale valore è il delta di producibilità rispetto alla media storica degli ultimi 5 anni
- per le cat. B, C, D tale valore è la produzione totale dell'impianto
- per le cat. BP, E tale valore si calcola attraverso le formule riportate nella procedura tecnica di qualificazione

Fonte: GRTN - Energia Elettrica da fonti rinnovabili - Bollettino 2003

Tabella 2.11 Sintesi degli impianti qualificati al 31 maggio 2004, suddivisi per categoria di intervento rispetto al numero, alla potenza ed alla producibilità

NUMERO			
CATEGORIA	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
A - Potenziamento / Ripotenziamento	82	79	3
B - Rifacimento Totale	13	10	3
BP - Rifacimento Parziale	79	44	35
C - Riattivazione	45	39	6
D - Nuova Costruzione	463	259	204
E - Co-combustione	2	2	0
TOTALE	684	433	251

POTENZA [MW]			
CATEGORIA	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
A - Potenziamento / Ripotenziamento	2 530.3	2 527.0	3.3
B - Rifacimento Totale	15.9	4.6	11.3
BP - Rifacimento Parziale	840.6	223.3	617.3
C - Riattivazione	82.4	40.1	42.2
D - Nuova Costruzione	4 830.1	609.6	4 220.5
E - Co-combustione	342.9	342.9	0.0
TOTALE	8 642.1	3 747.5	4 894.6

PRODUCIBILITA' * [GWh]			
CATEGORIA	TOTALE	ESERCIZIO	PROGETTO
A - Potenziamento / Ripotenziamento	548.1	545.2	2.9
B - Rifacimento Totale	108.4	22.4	86.0
BP - Rifacimento Parziale	1 604.4	542.1	1 062.2
C - Riattivazione	532.5	247.0	285.5
D - Nuova Costruzione	13 289.2	2 665.8	10 623.4
E - Co-combustione	96.0	96.0	0.0
TOTALE	16 178.6	4 118.6	12 059.9

* Producibilità sconosciuta alla categoria di intervento che ha diritto ai Certificati Verdi:
- per la cat. A tale valore è il delta di producibilità rispetto alla media storica degli ultimi 5 anni
- per le cat. B, C, D tale valore è la produzione totale dell'impianto
- per le cat. BP, E tale valore si calcola attraverso le formule riportate nella procedura tecnica di qualificazione

Fonte: GRTN – Energia Elettrica da fonti rinnovabili – Bollettino 2003

2.2.3 I Certificati Verdi e il CIP 6/92

Il meccanismo incentivante dei Certificati Verdi sopra sinteticamente descritto, non si è sostituito, ma affiancato a quello già esistente, previsto dal provvedimento CIP 6. Come esposto al § 2.2, tale provvedimento era stato di fatto interrotto con l'adozione del DM 24 gennaio 1997, con il quale il Ministero dell'Industria sospese la procedura di ammissione agli incentivi, tranne che per gli impianti già realizzati e in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto, nonché per le iniziative prescelte alla data del 19 novembre 1995 ai fini della stipula delle convenzioni con l'Enel. Gli impianti allora ammessi nelle graduatorie del CIP 6 continuano a beneficiare degli incentivi fino al termine della scadenza delle relative convenzioni,

percependo una tariffa inclusiva di una remunerazione per l'energia elettrica ceduta e di un'incentivazione specifica per tecnologia¹⁴⁵.

La revisione dello schema di incentivazione proposto dal CIP 6 ha presentato dunque aspetti di difficoltà dovuti all'impossibilità di intervenire su diritti acquisiti fissati in contratti di lungo termine. Per assicurare continuità al sistema, il DLgs 79/99 ha quindi previsto il passaggio dall'Enel al GRTN di tutti i diritti e gli obblighi di acquisto dell'energia prodotta da impianti incentivati in base al provvedimento CIP 6, nonché il ritiro delle eccedenze al prezzo del costo evitato. L'energia prodotta dagli impianti CIP 6 viene ora ritirata a prezzi agevolati e fissati per via regolamentare dal GRTN, il quale procede successivamente ad assegnare tale energia agli operatori grossisti a prezzi più bassi di quelli di acquisto¹⁴⁶.

Il GRTN non si comporta dunque come un operatore di mercato in senso stretto, quanto, piuttosto, come una sorta di regolatore nell'assegnazione di una fonte di energia. Infatti, al fine di incentivare l'uso di queste tipologie di fonti per le forniture ai clienti idonei, il GRTN compra energia CIP 6 dagli impianti convenzionati a prezzi più alti, quindi non a condizioni "di mercato", rispetto a quelli ai quali la rivende ai grossisti¹⁴⁷.

Agli impianti CIP 6 entrati in funzione dopo il 1° aprile 1999¹⁴⁸ è stato attribuito il diritto all'emissione dei Certificati Verdi, i quali vengono tuttavia assegnati direttamente al Gestore della rete di trasmissione nazionale¹⁴⁹.

¹⁴⁵ L'art. 15 del DLgs 79/99 prevede che gli impianti approvati ed autorizzati ma non entrati in esercizio entro la data stipulata nelle convenzioni con l'Enel perdono diritto agli incentivi, così come quelli approvati ma non autorizzati entro il 2000. Il comma 75 della legge 239/04 è tuttavia intervenuto su questo punto, ammettendo la possibilità per i soggetti destinatari degli incentivi, in caso di mancato rispetto della data di entrata in esercizio dell'impianto, di non perdere il diritto agli incentivi stessi qualora si fornisca idonea prova all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas di avere concretamente avviato la realizzazione dell'iniziativa.

¹⁴⁶ Nel 2004, l'energia ritirata dal GRTN da impianti CIP 6 è stata pari a 56 TWh, a fronte di un fabbisogno nazionale di 322 TWh (circa il 17%).

¹⁴⁷ AEEG e AGM: Indagine conoscitiva dello stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, 9 febbraio 2005.

¹⁴⁸ Per i quali la richiesta di ammissione al regime CIP 6 era stata promossa antecedentemente a tale data.

¹⁴⁹ Con l'adozione del DM 21 novembre 2000 – recante disposizioni in materia di "cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte

Tabella 2.12 Ritiri di energia del GRTN negli anni 2001-2004 (GWh)

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
CIP6	47 153	49 751	50 351	50 021
di cui assimilata	38 789	41 177	40 722	40 693
di cui rinnovabile	8 365	8 574	9 629	9 328
Minidro delibera n. 62/02	2 769	2 899	2 395	2 389
Eccedenze delibera n. 108/97	3 603	1 450	1 136	843
Totale ritiri	53 525	54 100	53 882	53 315

(A) Previsioni Fonte: elaborazione AEEG su dati GRTN

Il disegno del nuovo meccanismo incentivante prevede infatti che, in caso di scarsità di offerta di Certificati da parte dei produttori IAFR, il GRTN emetta Certificati Verdi a fronte dell'energia prodotta da impianti CIP 6.

Il Gestore della rete emette dunque i Certificati a proprio favore e li colloca sul mercato ad un prezzo determinato anno per anno e pari alla differenza tra il costo medio dell'energia CIP 6 acquistata nel corso dell'anno precedente e il ricavo derivante dalla cessione della stessa¹⁵⁰.

Il prezzo dei Certificati Verdi del Gestore della rete è il prezzo di riferimento delle transazioni sul mercato: le negoziazioni con i produttori di energia rinnovabile da impianti qualificati IAFR, sono generalmente a sconto di tale prezzo, ritenuto prezzo massimo. Non si tratta dunque ancora di un mercato in cui il prezzo è determinato dall'incontro tra domanda e offerta, poiché il prezzo dei Certificati Verdi offerti da Gestore della rete è fissato amministrativamente.

dell'Enel SpA al Gestore della rete di trasmissione SpA", in GU n. 280 del 30.11.2000 – i diritti e le obbligazioni relative al ritiro dell'energia incentivata ai sensi del provvedimento CIP 6, sono passati dall'Enel al GRTN.

¹⁵⁰ Nel 2004 questa differenza è stata fissata a 9,739 eurocent/kWh. Il prezzo di riferimento per il 2003 e il 2002 è stato rispettivamente di 8,24 e 8,418 eurocent/kWh. Per i clienti del mercato vincolato tuttavia, i ricavi dalla cessione dei Certificati Verdi da parte del GRTN, non si sono tramutati in via immediata in una diminuzione complessiva degli oneri di incentivazione per le energie rinnovabili; i costi di acquisto dei Certificati sostenuti dalle società soggette a obbligo sono stati compensati attraverso l'introduzione in tariffa elettrica della componente VE.

Il GRTN è dunque titolare di un numero consistente di Certificati Verdi¹⁵¹, che è tenuto a vendere sulla piattaforma del Gestore del Mercato Elettrico: al fine di compensare le fluttuazioni produttive annuali o l'offerta insufficiente, l'art. 11, co. 3 del decreto Bersani ha inoltre attribuito al GRTN la facoltà di acquistare e vendere diritti di produzione da fonti rinnovabili, prescindendo dalla effettiva disponibilità, con l'obbligo di compensare su base triennale le eventuali emissioni di diritti in assenza di disponibilità.

Il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi è pienamente compatibile, e dunque cumulabile, con qualsiasi altra forma di contributo o incentivazione prevista, tranne che con i contributi del CIP 6.

Tabella 2.13 Costi totali delle incentivazioni CIP 6 nel 2003 (milioni di euro)

	TOTALE REMUNERAZIONE	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA
	AGLI IMPIANTI	ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	RECUPERARE IN TARIFFA
Impianti assimilati	3 281,4	2 248,3		1 033,1
Impianti rinnovabili	1 341,9	531,6	196,2	614,0
Totale CIP6	4 623,2	2 779,9	196,2	1 647,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

Tabella 2.14 Costi di generazione da fonti rinnovabili: confronto CIP 6 e Certificati Verdi. Anno 2003

	Producibilità (GWh)	Costo CIP6 (ipotesi) (M€)	Costo CV (M€)
Produzioni vegetali e rifiuti	231.098,40	24,93	19,04
Idrica	586.634,40	35,19	48,33
Geotermica	482.936,40	27,09	39,79
Eolica	180.730,80	10,13	14,89
Incentivazione indiretta impianti rinnovabili pre-esistenti e pompaggi			74,16
Incentivazione indiretta cogenerazione			61,80
Incentivazione energia d'importazione qualificata come rinnovabile			49,96
Scarto tra costo evitato e ricavi di cessione		22,2	
Totale costo	1.481.400,00	119,54	307,97

Fonte: ENEA – Rapporto Energia e Ambiente 2004

¹⁵¹ L'offerta di Certificati Verdi da parte del gestore della rete nel 2002 è stata pari a 2,3 TWh. Entro la fine del 2008-2009, tuttavia, le incentivazioni CIP 6 si esauriranno e il GRTN non avrà più Certificati Verdi intestati a se stesso.

Tabella 2.15 Principali differenze tra il sistema di incentivazione CIP 6 ed il sistema dei Certificati Verdi

	Sistema di incentivazione CIP 6	Sistema di incentivazione Certificati Verdi
Fonti incentivate	Oltre alle fonti rinnovabili vengono incentivate anche le fonti assimilate	Vengono incentivate esclusivamente le fonti rinnovabili ¹⁵²
Garanzia acquisto energia immessa in rete	l'energia immessa in rete ha la garanzia di essere acquistata	La cessione dell'energia è separata da quella dei Certificati Verdi
Prezzo	Il prezzo dell'acquisto dell'energia prodotta da impianti CIP 6 è definito per legge	Il prezzo di cessione dei Certificati Verdi e dell'energia immessa sono regolati da meccanismi di mercato
Differenziazione tra diverse tecnologie	Il meccanismo prevede una incentivazione specifica per tecnologia di impianto in modo da favorire le tecnologie non ancora in grado di essere prodotte a prezzi di mercato	Il meccanismo non prevede differenziazioni per tipologia di impianto di produzione e di conseguenza viene favorito lo sviluppo degli impianti con tecnologie maggiormente redditive ¹⁵³
Aggravio per i consumatori	Le risorse necessarie alla remunerazione degli impianti CIP 6, superiori ai ricavi della cessione della loro energia al mercato, vengono recuperate grazie all'introduzione, in tariffa elettrica, della componente A3, parte degli oneri di sistema	Il trasferimento sui clienti finali degli oneri derivanti dall'acquisto dei Certificati Verdi avviene, secondo una logica di mercato, tramite l'incorporazione di tali oneri nel prezzo di vendita dell'energia liberamente contrattato. Nel caso di energia destinata ai clienti del mercato vincolato invece, tale trasferimento può verificarsi solo nei limiti consentiti dalle tariffe amministrative definite dall'Autorità

¹⁵² Il diritto all'emissione dei Certificati Verdi è però esteso all'energia elettrica prodotta con l'utilizzo della frazione inorganica dei rifiuti, del cdr dal DLgs 387/03 e a quella prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e delle celle a combustibile nonché a quella prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento dalla l. 239/04.

¹⁵³ Al fine di promuovere in maniera adeguata la produzione di elettricità per mezzo di tecnologie meno competitive, in particolare gli impianti alimentati da biomassa e rifiuti, il DLgs 387/03 ha previsto la possibilità per il Ministero delle Attività Produttive di adottare un decreto attuativo che innalzi il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi a nove anni (vedi § 2.2.4).

Durata dell'incentivo	La componente di incentivo viene riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, quella relativa ai costi evitati viene concessa per tutto il periodo di durata del contratto di fornitura	Per un impianto è possibile richiedere l'emissione di Certificati Verdi solo per i primi 8 anni di piena produzione ¹⁵⁴
Assegnazione dell'incentivo	Solo in seguito a specifiche autorizzazioni e graduatorie	I Certificati Verdi sono emissibili a favore di chiunque ne faccia regolare domanda, dimostrando di avere i requisiti richiesti

2.2.4 Il decreto legislativo 387/2003

Con il decreto legislativo del 29 dicembre 2003 n. 387¹⁵⁵ è stata recepita nell'ordinamento italiano la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Il decreto rappresenta lo strumento per promuovere l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili nella produzione interna di elettricità e conseguire dunque gli obiettivi indicativi nazionali previsti dalla stessa direttiva.

Come abbiamo già accennato al § 2.1.3, questa considerava un valore di riferimento del contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 del 25%, mentre in nota all'Allegato, l'Italia dichiarava il "22% come cifra realistica, nell'ipotesi in cui nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh"¹⁵⁶.

¹⁵⁴ Vedi nota 153.

¹⁵⁵ Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 recante "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", pubblicato in GU n. 25 del 31 gennaio 2004 – Supplemento Ordinario n. 17. La direttiva doveva essere recepita nell'ordinamento degli Stati membri entro il 27 ottobre 2003.

¹⁵⁶ Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nell'Allegato, l'Italia muoveva dall'ipotesi che "la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti". Al riguardo si rilevava poi che "la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010".

In vista del perseguimento di tale risultato, opportunamente l'art. 10 del DLgs 387/03 prevede che la Conferenza Unificata effettui una congrua ripartizione dell'obiettivo nazionale tra le Regioni tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale. La stessa Conferenza Unificata può poi aggiornare la ripartizione effettuata in relazione ai progressi delle conoscenze relative alle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale ed all'evoluzione dello stato dell'arte delle tecnologie di conversione.

La ripartizione dell'impegno nazionale tra le Regioni è sicuramente una misura di grande importanza in quanto contribuisce a responsabilizzare le Regioni lasciandole tuttavia libere nella scelta delle tecnologie ritenute più opportune. Tale misura, indispensabile anche in vista di un necessario coordinamento a livello nazionale, non è stata tuttavia ad oggi ancora adottata, evidenziando un vuoto di responsabilità tra Stato e Regioni.

Il decreto 387/03 reca comunque numerose novità lungamente attese dagli operatori del settore, alcune delle quali stralciate dal disegno di legge di riordino del settore elettrico¹⁵⁷. Viene innanzitutto fornita una nuova definizione di fonti rinnovabili che le delimita alle fonti non fossili, quali le fonti eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare viene specificata la definizione di biomasse, intese come la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

La nuova definizione, coerentemente a quanto previsto dalla normativa comunitaria, esclude dunque dalla categoria delle fonti rinnovabili i rifiuti inorganici, i quali però, come vedremo in seguito, vengono poi ugualmente ammessi a beneficiare del regime previsto per tali fonti.

Le innovazioni di maggior rilievo ai fini della nostra analisi concernono il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi, al quale il decreto, coerentemente con quanto disposto dalla direttiva 2001/77/CE, si propone di apportare miglioramenti.

¹⁵⁷ Disegno di legge AS 2421, ora legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", in GU 13 settembre 2004, n. 215.

Tale direttiva infatti richiede agli Stati membri l'adozione piani di sostegno delle fonti rinnovabili il più possibile efficienti, allo scopo di mantenere la fiducia degli investitori. Come già accennato nel § 2.2.2, l'articolo 4 del decreto 387/03 ha dunque previsto un incremento della quota d'obbligo di elettricità rinnovabile da immettersi nel sistema elettrico nazionale dello 0,35% annuo per il periodo 2004-2006, rispetto all'originario 2% fissato dal decreto Bersani. In tal modo la quota minima obbligatoria passa dal 2 per cento del 2003, al 3,05 per cento del 2006.

Il decreto individua inoltre al 31 dicembre 2004 e 31 dicembre 2007 le scadenze entro le quali devono essere aggiornati gli incrementi della quota minima rispettivamente per i periodi 2007-2009 e 2010-2012¹⁵⁸. Lo stesso articolo, ai commi 2 e 3, prescrive infine che, a seguito di comunicazione del GRTN, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas applichi sanzioni ai soggetti inadempienti gli obblighi relativi alla consegna dei Certificati Verdi, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481 e s.m.i.

L'incremento della quota minima e la previsione di sanzioni certe sono misure di particolare rilevanza in quanto contribuiscono a dare certezze sulla remuneratività dell'investimento agli eventuali finanziatori di nuovi impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La difficoltà di accesso ai finanziamenti per sostenere i gravosi investimenti iniziali rappresenta infatti uno dei principali ostacoli alla diffusione delle fonti rinnovabili¹⁵⁹.

Un'altra misura di particolare rilevanza prevista dal decreto consiste nell'estensione della validità dei Certificati Verdi a tre anni piuttosto che ad uno solo, come originariamente fissato dal decreto legislativo n. 79/99. Tale modifica permette di ridurre la volatilità del prezzo dei titoli con significative ripercussioni sulla finanziabilità dei progetti. In sostanza, nel caso in cui un anno la domanda di Certificati fosse inferiore all'offerta, i Certificati Verdi non utilizzati potrebbero essere collocati sul mercato per i successivi due anni.

¹⁵⁸ Il termine per il primo aggiornamento è già scaduto senza che sia stato adottato il decreto attuativo previsto. Alla fine del paragrafo è riportata una tabella con i principali provvedimenti attuativi del DLgs 387/03 ed il loro stato di avanzamento.

¹⁵⁹ D. La forgia e A. S. Traversi: *Sviluppo della produzione elettrica da fonti rinnovabili: nuove opportunità e certezze normative*, in *La termotecnica*, settembre 2004, pag. 35.

In questo modo si ridurrebbe la volatilità dei prezzi, in quanto il loro processo di determinazione nel breve termine sconterebbe le aspettative sui prezzi di lungo termine.

L'articolo 20 introduce infine un'ultima disposizione in materia di Certificati Verdi, tesa a promuovere in maniera adeguata la produzione di elettricità per mezzo di tecnologie meno competitive, in particolare gli impianti alimentati da biomassa e rifiuti, con esclusione delle centrali ibride. Il comma 6 prevede infatti la possibilità per il Ministero delle Attività Produttive di adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, un decreto attuativo che innalzi il periodo di riconoscimento dei Certificati Verdi a nove anni, anche mediante rilascio di Certificati su una quota dell'energia prodotta. Allo stesso fine potranno anche essere utilizzati i Certificati Verdi attribuiti al GRTN derivanti da impianti CIP 6¹⁶⁰. Tale beneficio non potrà tuttavia essere concesso per la produzione di elettricità da impianti che hanno già beneficiato di incentivi pubblici in conto capitale.

Al fine di promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie, assicurando condizioni favorevoli e stabili di investimento, il decreto prevede poi dei **regimi specifici** mirati ad alcune tipologie di impianto. Una delle criticità del sistema di incentivazione previsto dal DLgs 79/99 consiste infatti nel non sufficiente sostegno a tecnologie molto promettenti, ma non ancora pienamente pronte per il mercato. Tale meccanismo infatti, a differenza del CIP 6, non essendo differenziato per tecnologia e per tipologia di fonte, tende ad essere remunerativo solo per le fonti più competitive dal punto di vista economico¹⁶¹, mentre risulta ancora inadeguato per le altre.

¹⁶⁰ Interessante notare che il GRTN nell'Audizione presso la Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, tenutasi a Roma nell'ottobre del 2003 in relazione alla bozza di decreto di recepimento della direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili, propose l'abrogazione della possibilità di utilizzo dei Certificati Verdi attribuiti al GRTN (ex CIP 6) per incentivare gli impianti alimentati da biomassa e rifiuti. Il GRTN faceva notare infatti come tale misura avrebbe fatto aumentare i costi sulla bolletta elettrica, per due ordini di motivi. Innanzitutto, al 2011, data di prima attuazione di tale agevolazione, gli incentivi CIP 6 si saranno fortemente ridotti, con conseguente drastica diminuzione per il GRTN del numero di Certificati Verdi disponibili. In secondo luogo il GRTN utilizza gli introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Verdi per abbattere la componente A3 della tariffa energetica.

¹⁶¹ In particolare l'eolico e la geotermia.

Il decreto legislativo 387/03 prevede dunque l'emanazione di decreti attuativi che differenzino il sistema degli incentivi in base al diverso grado di maturità raggiunto dalle diverse fonti, in particolare quella solare, le biomasse e gli impianti di potenza non superiore a 20 kW. L'articolo 5 del DLgs 387/03 prevede dunque l'adozione, entro due mesi dalla data di entrata in vigore dello stesso, di un decreto del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali che nomini una Commissione di esperti responsabile della predisposizione, entro un anno dall'insediamento, di una Relazione sulle **biomasse**. Tale relazione sarà propedeutica all'adozione di uno o più decreti con i quali definire i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

L'articolo 6 prevede invece l'emanazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, della disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto¹⁶² dell'energia elettrica prodotta da **impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW**. Tale possibilità, già prevista per i soli impianti fotovoltaici con delibera AEEG del 6 dicembre 2000, n. 224¹⁶³, costituirebbe una misura promozionale per la diffusione di impianti di piccola taglia. Il 15 luglio 2005 l'Autorità ha adottato un documento di consultazione ai fini dell'emanazione della suddetta disciplina¹⁶⁴. Tale documento prevede l'estensione del servizio di scambio sul posto a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 20 kW – anche diversi dagli impianti fotovoltaici – ed a tutti i clienti finali, sia del mercato libero sia di quello vincolato. Nel caso in cui il saldo tra le immissioni e i prelievi in rete sia positivo, questo verrà riportato a credito per la compensazione in energia nell'anno successivo, senza dar luogo a remunerazione. Qualora il saldo sia negativo invece, il documento distingue tra clienti finali del mercato libero e clienti vincolati.

¹⁶² Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente di operare un saldo netto (net metering) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW e i prelievi di energia elettrica dalla rete nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidono.

¹⁶³ Delibera n. 224/00, recante "Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW", in G.U. serie generale n. 19 del 24 gennaio 2001.

¹⁶⁴ Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas: *Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03*, del 15 luglio 2005.

Nel primo caso il trattamento ed i corrispettivi previsti dai contratti di compravendita, distribuzione e dispacciamento in prelievo vengono applicati al solo saldo dalle rispettive controparti contrattuali del mercato libero. Nel caso il richiedente il servizio di scambio sia invece un cliente vincolato, il gestore di rete applica al solo saldo il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto di fornitura in essere, quindi con tariffe commisurate al solo saldo e non al totale dei prelievi.

Per quanto riguarda infine la produzione di energia elettrica dalla **fonte solare**, l'art. 7 del DLgs 387/03 prevedeva l'istituzione di criteri di incentivazione specifici per mezzo di decreti da adottarsi dal Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata. Tali decreti dovevano stabilire:

- a) i requisiti dei soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione;
- b) i requisiti tecnici minimi dei componenti e degli impianti;
- c) le condizioni per la cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi;
- d) le modalità per la determinazione dell'entità dell'incentivazione. In particolare, per l'elettricità prodotta mediante conversione fotovoltaica della fonte solare tali criteri dovranno prevedere una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio¹⁶⁵;
- e) un obiettivo della potenza nominale da installare;
- f) il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione;
- g) l'eventuale utilizzo dei Certificati Verdi attribuiti al Gestore della rete.

Gli opportuni decreti sarebbero dovuti uscire entro il 15 agosto 2004, ma il percorso per la loro approvazione ha subito consistenti ritardi. Solo il 14 luglio 2005 la Conferenza Unificata ha sancito un'intesa sullo schema di decreto¹⁶⁶, il quale è stato

¹⁶⁵ Per l'energia fotovoltaica è dunque prevista l'introduzione di un'incentivazione in conto energia, e dunque non più in conto capitale come originariamente previsto nel progetto "10.000 tetti fotovoltaici".

¹⁶⁶ Intesa sullo schema di decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, recante criteri per l'incentivazione della produzione di energia da impianti fotovoltaici, in attuazione dell'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sancita dalla Conferenza Unificata nella seduta del 14 luglio 2005.

successivamente adottato il 28 luglio successivo¹⁶⁷. L'art. 3 del decreto individua i beneficiari delle incentivazioni previste nelle persone fisiche e giuridiche – inclusi i soggetti pubblici ed i condomini di edifici – responsabili degli impianti progettati, realizzati ed eserciti in conformità con le disposizioni del decreto. Sono ammessi al beneficio gli impianti entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento¹⁶⁸ in data successiva al 30 settembre 2005.

La domanda di ammissione deve essere presentata trimestralmente al GRTN¹⁶⁹ entro le date fissate dal decreto al 31 marzo, 30 giugno, 30 settembre e 31 dicembre di ciascun anno.

Il decreto distingue tre categorie di impianti a seconda della loro potenza: quelli di potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore a 20 kW, quelli di potenza compresa tra i 20 e i 50 kW e quelli superiori ai 50 kW ma inferiori ai 1000 kW. L'incentivazione viene erogata per un periodo di 20 anni, al termine del quale l'energia elettrica prodotta, immessa nella rete elettrica, continuerà ad essere ritirata con le modalità ed alle condizioni stabilite con delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas¹⁷⁰.

Le tariffe incentivanti¹⁷¹ e le modalità di ritiro previste dal decreto sono sintetizzate nello schema che segue.

¹⁶⁷ Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 28 luglio 2005 recante "Criteri per l'incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare", in GU n. 181 del 5 agosto 2005.

¹⁶⁸ Solo limitatamente alla produzione aggiuntiva ottenuta a seguito dell'intervento.

¹⁶⁹ Delibera AEEG n. 188/05, recante "Definizione del Soggetto Attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'art. 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.

¹⁷⁰ Delibera AEEG n. 34/05, modificata con delibera n. 49/05.

¹⁷¹ L'aggiornamento delle tariffe incentivanti viene effettuato a decorrere dal 1° gennaio di ogni anno sulla base del tasso di inflazione (dato ISTAT) riferito ai dodici mesi precedenti.

Potenza	Modalità di ritiro	Tariffa incentivante	
		Domande inoltrate negli anni 2005-6	Domande inoltrate negli anni successivi al 2006
Compresa tra 1 e 20 kW	Servizio di scambio sul posto come definito dall'emananda delibera AEEG da adottarsi ai sensi dell'art. 6 del DLgs 387/03. Fino a tale adozione resta in vigore la delibera AEEG 224/00	0,445 euro per 20 anni	0,445 euro per 20 anni soggette a decurtazioni del 2% per ciascuno degli anni successivi al 2006
Compresa tra 20 e 50 kW	In conformità a quanto previsto dalla delibera AEEG n. 34/05, come modificata dalla delibera n. 49/05	0,460 euro per 20 anni	0,460 euro per 20 anni soggette a decurtazioni del 2% per ciascuno degli anni successivi al 2006
Compresa tra 50 e 1000 kW	In conformità a quanto previsto dalla delibera AEEG n. 34/05, come modificata dalla delibera n. 49/05	0,490 euro per 20 anni	0,490 euro per 20 anni soggette a decurtazioni del 2% per ciascuno degli anni successivi al 2006

L'ammissione agli incentivi previsti dal decreto non è tuttavia senza limiti. L'art. 12 prevede infatti che le tariffe incentivanti siano riconosciute fino a quando la potenza cumulativa di tutti gli impianti che le ottengono raggiungerà la quota di 100 MW, valore suddiviso in 60 MW per gli impianti di potenza nominale fino a 50 kW e in 40 MW per gli impianti di potenza nominale compresa tra i 50 e i 1.000 kW.

Il criterio di soddisfazione delle richieste da parte del GRTN differisce secondo la taglia dell'impianto. Mentre le richieste relative ad impianti di potenza nominale inferiore a 50 kW sono ordinate sulla base della data di ricevimento della domanda, le richieste relative ad impianti di taglia superiore a 50 kW sono ordinate invece sulla base del valore della tariffa incentivante richiesta.

Per questi ultimi impianti è previsto infatti un meccanismo di gara che premia gli operatori che richiederanno le tariffe di incentivazione più basse.

Un ulteriore aggravio per gli impianti di potenza nominale superiore consiste nella necessità di costituire una cauzione – pari a 1.500 euro per kW da installare – a

titolo di penale in caso di mancata realizzazione dell'impianto nei termini previsti dal decreto¹⁷².

Il decreto prevede infine specifiche condizioni per la cumulabilità del conto energia con altri incentivi: in particolare è prevista la riduzione del 30% delle tariffe riconosciute, nel caso in cui il soggetto che realizza l'impianto benefici già della detrazione fiscale prevista per gli interventi di ristrutturazione¹⁷³.

Le tariffe incentivanti non sono invece cumulabili con gli incentivi pubblici in conto capitale eccedenti il 20% del costo dell'investimento e con gli incentivi previsti nel quadro del programma "Tetti fotovoltaici", né sono compatibili con l'attribuzione di Certificati Verdi o Bianchi.

Le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti non saranno a carico dello Stato, ma verranno coperte con un prelievo sulle tariffe elettriche di tutti i consumatori attraverso la componente A3, secondo quanto stabilito dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con propri provvedimenti¹⁷⁴.

Il DLgs 387/03 prevede poi un'ulteriore misura specifica di incentivazione mirata alle **centrali ibride**, ovvero quelle centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili. L'articolo 8 del decreto prevede infatti che il produttore che gestisce centrali ibride possa chiedere al GRTN il riconoscimento del diritto alla precedenza nel dispacciamento, nell'anno solare in corso, per la produzione imputabile dalle medesime centrali.

Il produttore può inoltrare domanda al Gestore della rete qualora la stima della produzione imputabile di ciascuna centrale, nel periodo per il quale è richiesta la precedenza nel dispacciamento, sia superiore al 50% della produzione complessiva di energia elettrica dell'impianto nello stesso periodo.

¹⁷² La cauzione deve essere prestata sotto forma di fidejussione bancaria o polizza assicurativa rilasciata da istituti bancari o assicurativi o da intermediari finanziari iscritti nell'elenco speciale di cui all'art. 107 del DLgs 395/93, che svolgono in via esclusiva o prevalente attività di rilascio di garanzie. La cauzione è costituita a favore del Soggetto attuatore.

¹⁷³ La legge 47/04 ha prorogato fino al 31 dicembre 2005 la detrazione di imposta sulle spese sostenute per i lavori di recupero del patrimonio edilizio, tra cui rientrano anche quelli in questione. La quota di spesa detraibile è del 36%; il limite massimo di spesa sul quale calcolare la detrazione è di 48.000 euro.

¹⁷⁴ Vedi delibere AEEG nn. 183/05 e 188/05. L'art. 5 dei quest'ultima delibera prevede che le tariffe incentivanti siano poste a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili assimilate.

La priorità di dispacciamento è concessa dal Gestore solo per la produzione imputabile, sulla base di un programma settimanale di producibilità complessiva e della relativa quota settimanale di producibilità imputabile, dichiarata dal produttore allo stesso Gestore. La quota di produzione settimanale imputabile deve garantire almeno il funzionamento della centrale alla potenza di minimo tecnico. La disponibilità residua della centrale non impegnata nella produzione imputabile è soggetta alle regole di dispacciamento di merito economico in atto.

Dopo aver regolato l'adozione di sistemi di supporto – generali e specifici – alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili, il DLgs 387/03 passa a dare attuazione alle disposizioni della direttiva 2001/77/CE relative all'istituzione di un sistema di **garanzia d'origine** delle fonti di elettricità prodotte da fonti rinnovabili.

La direttiva richiedeva in particolare l'adozione di un sistema improntato a criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. Coerentemente con quanto richiesto dal legislatore comunitario, il decreto prevede il riconoscimento del diritto al rilascio, su richiesta del produttore, della garanzia di origine per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la produzione imputabile da impianti misti.

Il soggetto designato al rilascio della garanzia è il GRTN, il quale la rilascia qualora la produzione annua, ovvero la produzione imputabile, non sia inferiore a 100 MWh, arrotondata con criterio commerciale. La garanzia di origine deve riportare l'ubicazione dell'impianto, la fonte energetica rinnovabile da cui è stata prodotta l'elettricità, la tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta di energia elettrica, ovvero, nel caso di centrali ibride, la produzione imputabile, riferite a ciascun anno solare.

Su richiesta del produttore e qualora ne ricorrano i requisiti, essa riporta, inoltre, l'indicazione di avvenuto ottenimento dei Certificati Verdi o di altro titolo rilasciato nell'ambito delle regole e modalità di sistemi di certificazione di energia da fonti rinnovabili nazionali e internazionali, coerenti con le disposizioni della direttiva 2001/77/CE e riconosciuti dal Gestore della rete.

La garanzia di origine è rilasciata ai produttori affinché essi possano dimostrare che l'elettricità così garantita è prodotta da fonti energetiche rinnovabili ed è funzionale all'istituzione sia di mercati volontari di acquisto di energia rinnovabile, sia di un

mercato europeo delle energie rinnovabili caratterizzato da un primo livello di reciprocità tra Stati membri.

A seguito del recepimento della direttiva 2001/77/CE, la garanzia di origine di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili rilasciata in altri Stati membri dell'Unione europea è infatti riconosciuta anche in Italia. Le condizioni e modalità di riconoscimento di un'analogia garanzia di origine rilasciata da Stati esteri con cui esistano accordi internazionali bilaterali in materia, sono invece subordinate all'adozione di un decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Un'ultima disposizione del decreto cui è importante accennare è quella relativa alla razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative. Al fine di accelerare le procedure di **autorizzazione**, il decreto dispone infatti che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla loro costruzione ed esercizio siano considerati opere di pubblica utilità indifferibili e urgenti. È previsto pertanto il rilascio di un'autorizzazione unica che deve essere concessa dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato entro 180 giorni dalla data della domanda.

Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto. L'autorizzazione non può essere subordinata a misure di compensazione a favore di Regioni e Province.

Per lo svolgimento del procedimento, in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, si dovranno approvare le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione.

Tali linee guida saranno volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le Regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti.

Tabella 2.16 Principali provvedimenti attuativi previsti dal DLgs 387/03

Provvedimento	Base giuridica	Responsabile dell'adozione	Scadenza fissata dal D.Lgs 387/03	Stato di avanzamento
Relazione raggiungimento obiettivi fonti rinnovabili	art. 3	MAP, di concerto con il MATT, il MEF sentiti gli altri ministri interessati e la Conf. Unif.	30 giugno 2005	Termine non scaduto
Incremento quota minima fonti rinnovabili per il triennio 2007-2009	art. 4	MAP, di concerto con il MATT, d'intesa la Conf. Unif.	31 dicembre 2004	Non ancora adottato
Incremento quota minima fonti rinnovabili per il triennio 2010-2012	art. 4	MAP, di concerto con il MATT, d'intesa la Conf. Unif.	31 dicembre 2007	Termine non scaduto
Nomina Commissione Biomasse	art. 5	Ministero Politiche agricole e forestali (MPAF)	15 aprile 2004	Non ancora adottato
Definizione dei criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse, gas residuati da processi di depurazione e biogas	art. 5	MAP, di concerto con il MATT, il MPAF e gli altri ministri interessati, d'intesa la Conf. Unif.	Nessuna scadenza	Non ancora adottato
Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti FER con potenza nominale non superiore a 20 kW	art. 6	AEEG	15 agosto 2004	Non ancora adottato: l'AEEG ha tuttavia adottato un documento per la consultazione
Tariffa incentivante Fonte solare fotovoltaica	art. 7	MAP, di concerto con il MATT, d'intesa la Conf. Unif.	15 agosto 2004	Decreto MAP 28 luglio 2005
Accordo di programma quinquennale con l'ENEA per l'attuazione di misure a sostegno della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia	art. 9	MAP, di concerto con il MATT, sentito il MPAF, d'intesa con la Conf. Unif.	Nessuna scadenza	Non ancora adottato

Ripartizione obiettivi nazionali tra le Regioni	art. 10	Conf. Unif.	Nessuna scadenza	Non ancora realizzata
Condizioni e modalità di riconoscimento della Garanzia d'origine di elettricità da FER rilasciata da Stati esteri	art. 11	MAP, di concerto con il MATT	Nessuna scadenza	-
Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica di cui all'art. 12, comma 3	art. 12	In Conf. Unif., su proposta del MAP, di concerto con il MATT e del Ministro per i beni e le attività culturali	Nessuna scadenza	Non ancora adottato
Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4	art. 13	AEEG	Nessuna scadenza	Delibera AEEG n. 34/05, modificata con delibera n. 49/05
Direttive relative alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione ad impianti FER alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi	art. 14	AEEG	15 maggio 2004	Non ancora adottato
Nomina Osservatorio Rinnovabili	art. 16	MAP e MATT, di concerto con il Ministro dell'economia, sentita la Conf. Unif.	15 aprile 2004	Decreto MAP 16.12.04
Individuazione rifiuti e cdr ammessi a beneficiare del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili	art. 17	MAP, di concerto con il MATT, sentite le competenti Commissioni parlamentari e d'intesa con la Conf. Unif.	15 giugno 2004	Non ancora adottato
Aggiornamento direttive art. 11 comma 5 DLgs 79/99	art. 20	MAP, di concerto con il MATT	15 agosto 2004	Non ancora adottato

2.2.5 I Certificati Verdi e i rifiuti

Come abbiamo visto nell'exkursus delle misure adottate a livello nazionale, sin dai primi provvedimenti adottati negli anni 80, la definizione di fonti rinnovabili di energia ha sempre compreso anche la trasformazione in energia dei rifiuti sia organici che inorganici, che hanno dunque beneficiato delle misure incentivanti susseguitesesi nel tempo. Lo stesso decreto Bersani, all'art. 2 co. 15, annoverava tra queste fonti "la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici", ammettendo di conseguenza tale fonte al meccanismo dei Certificati Verdi.

È la direttiva 2001/77/CE ad imporre un cambiamento di rotta. Riconoscendo la necessità di adottare delle definizioni comuni ai fini del corretto funzionamento del mercato interno e del perseguimento degli obiettivi comunitari, la direttiva fornisce infatti una definizione comunitaria di fonti energetiche rinnovabili. Queste vengono identificate nelle fonti "eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas". In particolare per biomassa viene intesa "la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali ed urbani". La parte inorganica dei rifiuti viene così esclusa dalla definizione comunitaria.

D'altra parte, a parere del legislatore comunitario, il riferimento ai rifiuti come fonti energetiche comporta una serie di preoccupazioni concernenti il coordinamento con la normativa di settore¹⁷⁵ e riguardanti la loro corretta gestione.

Negli stessi *considerata* della direttiva si ribadisce che gli Stati membri sono tenuti a rispettare la normativa comunitaria vigente in materia di gestione dei rifiuti e che il sostegno dato alle fonti energetiche rinnovabili dovrebbe essere compatibile con gli

¹⁷⁵ In particolare facciamo riferimento ai tre pilastri della normativa comunitaria di settore, la direttiva 91/156/CEE (direttiva del Consiglio del 18 marzo 1991 che modifica la direttiva 75/442/CEE relativa ai rifiuti, in GUCE L 78, del 26 marzo 1991), la direttiva 91/689/CEE (direttiva del Consiglio, del 12 dicembre 1991, relativa ai rifiuti pericolosi, in GUCE L 377, del 31 dicembre 1991) e il Regolamento (CEE) 259/93 (Regolamento relativo alla sorveglianza ed al controllo delle spedizioni di rifiuti all'interno della Comunità europea, nonché in entrata e in uscita dal suo territorio, in GUCE n. L 30 del 6 febbraio 1993), così come interpretati dalla copiosa giurisprudenza della Corte di Giustizia in materia.

altri obiettivi comunitari, specie per quanto riguarda la gerarchia di trattamento dei rifiuti.

Questa – come rivisitata nella nuova Strategia comunitaria in materia¹⁷⁶ – riconosce la preferenza che in termini generali bisognerebbe dare alla prevenzione, al riutilizzo, riciclo e recupero di materia rispetto al recupero di energia ed allo smaltimento sicuro. Il legislatore comunitario osserva dunque che “nel contesto di un futuro sistema di sostegno alle fonti energetiche rinnovabili non bisognerebbe promuovere l’incenerimento dei rifiuti urbani non separati, se tale promozione arrecasse pregiudizio alla gerarchia”.

Coerentemente a quanto previsto dalla normativa comunitaria, la nuova definizione di fonti rinnovabili introdotta dal DLgs 387/03, non comprende i rifiuti inorganici, i quali non dovrebbero contribuire dunque all’obiettivo nazionale di sviluppo delle energie rinnovabili. In una nota all’Allegato unico della direttiva 2001/77/CE¹⁷⁷ tuttavia, l’Italia dichiarava di muovere dall’ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili avrebbe rappresentato nel 2010 fino a 76 TWh – equivalenti al 22% del consumo lordo di elettricità – solo comprendendo in tale cifra anche l’apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani ed industriali, da utilizzarsi in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti.

Nell’ottica della promozione di questa fonte di energia l’art. 43, comma 1, lettera e) della legge comunitaria 2001¹⁷⁸, con la quale si disponeva il recepimento della direttiva, imponeva al legislatore delegato di “includere tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili, i rifiuti, ivi compresa la frazione non biodegradabile”.

¹⁷⁶ I principi affermati nella nuova Strategia comunitaria sulla gestione dei rifiuti – adottata con Risoluzione del Consiglio del 24 febbraio 1997, in GUCE n. C 76 dell’11 marzo 1997 – sono stati poi sanciti in maniera definitiva nel Sesto programma d’azione per l’ambiente approvato nel 2002.

¹⁷⁷ Questa considerava un valore di riferimento di elettricità prodotta da fonti rinnovabili del 25% al 2010.

¹⁷⁸ Legge 1° marzo 2002, n. 39, recante “Disposizioni per l’adempimento di obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2001” in GU n. 72 del 26 marzo 2002 – Supplemento ordinario n. 54.

L'art. 17 del DLgs 387/03 estende dunque tale regime ai rifiuti, "ivi compresa, anche tramite il ricorso a misure promozionali, la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti, di cui ai decreti previsti dagli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 e alle norme tecniche UNI 9903-1"¹⁷⁹. Pertanto, agli impianti alimentati dai suddetti rifiuti e combustibili – comprese le centrali ibride – si applicano sia il regime dei Certificati Verdi che le procedure autorizzative semplificate. Diversamente, per espressa riserva, non è prevista l'estensione della disciplina della garanzia di origine da fonte rinnovabile di cui all'art. 11 del decreto.

La norma conferma il principio comunitario della gerarchia di trattamento dei rifiuti in base alla quale si prevede di privilegiare il riutilizzo, il riciclaggio e il recupero di materia al recupero di energia, ma ammettendo tali rifiuti al meccanismo dei Certificati Verdi, introduce una incentivazione economica che, di fatto, rende più conveniente il gradino gerarchico inferiore, cioè la loro combustione.

Tale ricostruzione non sembra dunque coerente con quanto previsto dalla normativa comunitaria in materia di fonti rinnovabili ed in materia di rifiuti e potrebbe compromettere l'efficacia del meccanismo dei Certificati Verdi in relazione all'obiettivo della direttiva 2001/77/CE¹⁸⁰.

Interessante notare che anche l'AEEG nel suo esame dello schema di decreto legislativo recante recepimento della direttiva 2001/77/CE, dopo aver evidenziato le difformità tra le previsioni nazionali e la disciplina comunitaria, evidenziava l'opportunità, al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi nazionali di produzione di energia da fonti rinnovabili al 2010, "di sviluppare meccanismi di

¹⁷⁹ Decreto legislativo 5 febbraio 1997 n. 22, recante "Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e rifiuti di imballaggio", in GU n. 38 del 15 febbraio 1997, Suppl. Ord. n. 33.

¹⁸⁰ La Commissione europea per mezzo della Commissaria ai trasporti e energia Loyola de Palacio, in risposta ad un'interrogazione parlamentare (E-2935/031T), ha affermato che "ai sensi della definizione dell'art 2, lettera b) della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, la frazione non biodegradabile dei rifiuti non può essere considerata fonte di energia rinnovabile" e che "le disposizioni specifiche della disciplina comunitaria relative agli aiuti destinati alle fonti energetiche rinnovabili sono applicabili soltanto alle fonti rinnovabili che rispondono alla definizione dell'articolo 2 della direttiva 2001/77/CE".

incentivazione speciale per i rifiuti non biodegradabili (...), escludendoli dal meccanismo dei Certificati Verdi¹⁸¹.

Passando ora ad analizzare la portata della assimilazione operata dall'art. 17 del DLgs 387/03, vediamo che la norma prevede le seguenti esclusioni dal regime riservato alle fonti rinnovabili:

a) le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 10¹⁸²;

b) i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia¹⁸³;

c) i prodotti energetici che non rispettano le caratteristiche definite nel decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, e successive modifiche ed integrazioni¹⁸⁴.

Tali esclusioni, formulate in maniera piuttosto indefinita, non sembrano eliminare il rischio di una nuova incentivazione a scapito delle fonti rinnovabili propriamente dette. L'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili è comunque subordinata all'entrata in vigore di un decreto da adottarsi da parte del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, non ancora adottato.

¹⁸¹ Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: Memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati Roma, 30 ottobre 2003.

¹⁸² Ai sensi dell'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 19 sono considerate fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.

¹⁸³ Vengono dunque sicuramente esclusi i sottoprodotti ed i residui delle lavorazioni delle raffinerie, ma non sembrano potersi escludere ai sensi di questa lettera i sottoprodotti/rifiuti delle lavorazioni del petrolio per la fabbricazione di prodotti destinati ad impieghi civili e industriali.

2.2.6 La legge Marzano e la promozione delle fonti rinnovabili

La legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico, annovera tra gli obiettivi generali di politica energetica del Paese il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, nel rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili. Nel disegno del legislatore nazionale, la promozione dell'uso di tali energie deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale.

Come già accennato nei paragrafi precedenti, alcune delle misure originariamente previste nel disegno di legge di riordino del settore energetico sono state stralciate e assorbite in altri provvedimenti emanati nel corso del suo lungo processo di approvazione. In particolare, in materia di fonti rinnovabili, la fissazione degli incrementi minimi della quota da immettere nel sistema elettrico nazionale, originariamente prevista dal disegno di legge, è stata inserita nel DLgs 387/03.

Tra le disposizioni in materia di rinnovabili adottate dalla legge Marzano troviamo:

- *comma 41*: completa quanto previsto dai commi 3 e 4 dell'art. 13 del DLgs 387/03. Il produttore di energia che rientri nell'ambito di applicazione delle due norme¹⁸⁵ può richiedere al gestore di rete cui è connesso il ritiro dell'energia prodotta;

¹⁸⁴ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002 recante "Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione", in GU n. 60 del 12-3-2002.

¹⁸⁵ 1. L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, ad eccezione di quella ceduta nell'ambito di convenzioni di cessione pluriennali;

2. l'energia prodotta da impianti di potenza qualsiasi, anche maggiore di 10 MVA, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali di cui sopra;

3. l'energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;

4. l'energia ritirata da impianti alimentati da fonti assimilate e rinnovabili programmabili di potenza superiore o uguale a 10 MVA ai sensi dell'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente a quella prodotta da impianti nella titolarità di autoproduttori.

- *comma 71*: La norma estende all'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno, delle celle a combustibile nonché a quella prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, il diritto all'emissione dei Certificati Verdi. Quest'ultima disposizione in particolare presenta degli aspetti critici in quanto potrebbe comportare la rapida saturazione delle quote di Certificati da immettere sul mercato ed allo stesso tempo ingiustificati aumenti di costo per i consumatori finali. Sarebbe forse stato più opportuno prevedere forme di incentivazione ad hoc per l'utilizzo dell'idrogeno e il trattamento del teleriscaldamento all'interno delle normative di incentivazione previste per l'uso razionale dell'energia e lo sviluppo tecnologico¹⁸⁶;

- *comma 75*: consente la possibilità per impianti non ancora realizzati di accedere agli incentivi CIP 6. La norma prevede infatti che in caso di mancato rispetto della data di entrata in esercizio dell'impianto, indicata nella convenzione e nelle relative modifiche ed integrazioni, i soggetti destinatari degli incentivi possano comunque evitare di essere considerati rinunciatari qualora forniscano idonea prova¹⁸⁷ all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas di avere concretamente avviato la realizzazione dell'iniziativa;

¹⁸⁶ Così anche l'AEEG nelle sue "Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas sul disegno di legge n. 3297 - B" del 30 giugno 2004.

¹⁸⁷ Viene considerata come prova idonea l'acquisizione della disponibilità delle aree destinate ad ospitare l'impianto, nonché l'accettazione del preventivo di allacciamento alla rete elettrica formulato dal gestore competente, ovvero l'indizione di gare di appalto o la stipulazione di contratti per l'acquisizione di macchinari o per la costruzione di opere relative all'impianto, ovvero la stipulazione di contratti di finanziamento dell'iniziativa o l'ottenimento in loro favore di misure di incentivazione previste da altre leggi a carico del bilancio dello Stato.

- *comma 87*: fissa il valore dei Certificati Verdi a 0,05 GWh o multipli di detta grandezza;
- *comma 109*: estende sino al 31 dicembre 2007 il beneficio concesso agli impianti in co-combustione che impiegano farine animali, consistente nell'imputare, ai fini del riconoscimento dei Certificati Verdi, il 100% dell'energia elettrica prodotta con tale combustibile contrariamente al 50% concesso agli altri combustibili.

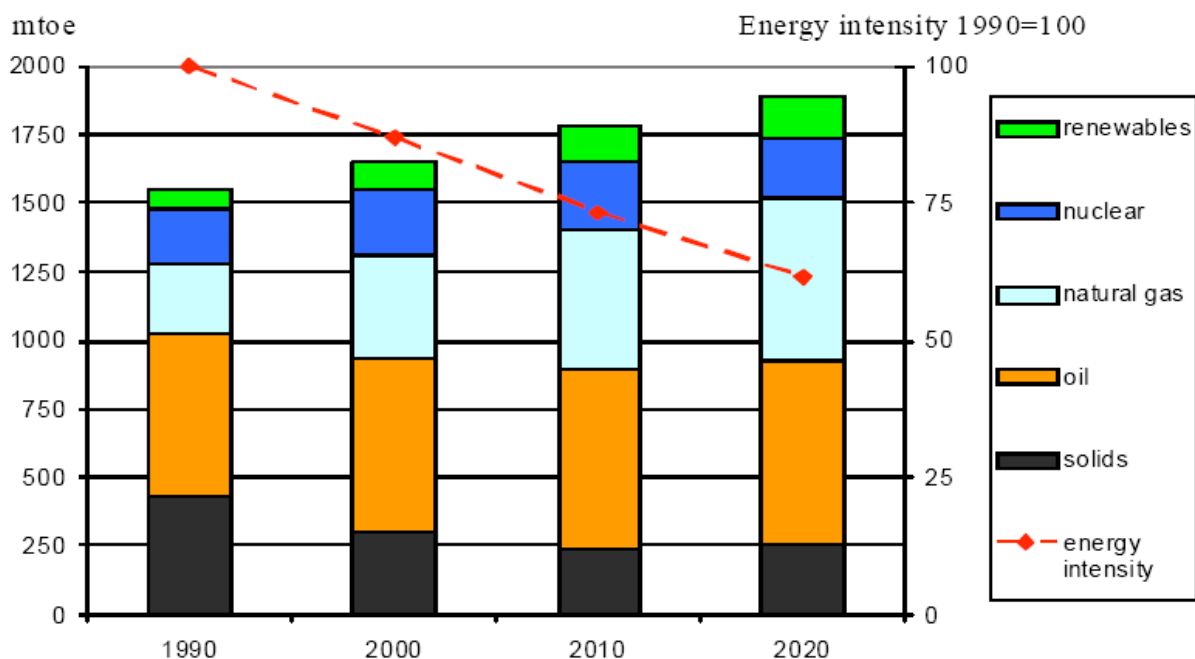
3. L'EFFICIENZA ENERGETICA

3.1 Il contesto comunitario

A partire dai primi anni 70 fino al 2002, la domanda di energia primaria nell'UE a 25 è cresciuta di quasi il 40%¹⁸⁸, mentre nello stesso periodo il prodotto interno lordo è raddoppiato, crescendo ad un tasso medio del 2,4% annuo. L'intensità energetica, cioè il rapporto tra consumo energetico e prodotto interno lordo, è dunque diminuito di un terzo.

Il miglioramento dell'efficienza energetica ed una attenta gestione della domanda occupano un posto di rilievo nel complesso delle misure e degli interventi necessari per conformarsi al Protocollo di Kyoto sull'abbattimento delle emissioni di gas serra, in particolare di CO₂, in quanto possono consentire all'Unione Europea di raggiungere in maniera più economica l'obiettivo negoziato. Oltre ad un forte impatto positivo sull'ambiente, una più elevata efficienza energetica contribuisce inoltre ad una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti nel medio e nel lungo periodo.

Figura 3.1 Consumo totale di energia per combustibile ed intensità energetica



Fonte: Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less – giugno 2005

¹⁸⁸ I 25 Stati membri dell'Unione attualmente consumano circa 1.725 Mtep di energia l'anno.

Infatti, ad oggi, già il 50% della domanda di energia dell'UE a 15 viene soddisfatta attraverso approvvigionamenti esterni e, perdurando l'attuale tendenza, tale dipendenza, secondo il Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico¹⁸⁹, potrebbe aumentare fino al 70% entro il 2030.

Da diversi anni l'Unione Europea si è dunque mossa per promuovere l'efficienza energetica nei paesi membri sia attraverso programmi di intervento nel campo della ricerca, sviluppo e dimostrazione delle nuove tecnologie¹⁹⁰, sia attraverso azioni legislative mirate.

Nel 2000 la Commissione europea ha elaborato un **Piano d'azione**¹⁹¹ per delineare le politiche e misure in grado di rimuovere gli ostacoli del mercato che impediscono la soddisfacente diffusione delle tecnologie energetiche efficienti e l'uso efficiente dell'energia. Secondo le stime della Commissione il potenziale economico di miglioramento dell'efficienza energetica tra il 1998 e il 2010 si colloca globalmente intorno al 18% del consumo annuo totale rispetto al 1995. Questo potenziale è tuttavia sfruttato in modo insufficiente per via di numerosi ostacoli agli investimenti nel campo dell'efficienza energetica: scarsa "internalizzazione" dei costi esterni dell'energia, vincoli istituzionali e giuridici, assenza di informazioni ai consumatori e agli industriali, barriere tecniche e finanziarie.

¹⁸⁹ Libro Verde "Verso una Strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", COM(2000) 769 def., del 29 novembre 2000.

¹⁹⁰ Oltre all'importante impegno nell'ambito dei programmi quadro per la ricerca e lo sviluppo tecnologico, negli ultimi anni il principale intervento della Commissione europea nel campo delle tecnologie energetiche ha riguardato il nuovo programma "Energia intelligente per l'Europa", adottato dal Parlamento europeo e dal Consiglio il 26 giugno 2003 ed entrato in vigore il 4 agosto. Rispetto ai programmi quadro, quest'ultimo non sostiene i costi di investimento in tecnologie, ma solo quelli relativi alle attività promozionali, soprattutto in relazione all'abbattimento delle barriere alla diffusione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Il programma, di durata triennale, incorpora i precedenti SAVE e ALTENER ed è diviso in quattro comparti: risparmio energetico e uso razionale dell'energia nell'industria e negli edifici (SAVE); promozione delle fonti energetiche nuove e rinnovabili per la generazione centralizzata e distribuita di energia elettrica e calore (ALTENER); sostegno a iniziative dirette all'efficienza energetica, allo sviluppo e all'utilizzo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (STEER); supporto per iniziative di progetti rinnovabili e di efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo (COOPENER).

¹⁹¹ Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale e al Comitato delle Regioni concernente un Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità europea – COM (2000) 247 def del 26 aprile 2000.

Nel Piano d'azione la Commissione auspica, in generale, il conseguimento di un obiettivo indicativo di miglioramento dell'intensità energetica di un punto percentuale l'anno rispetto alla prevista variazione annuale del valore di riferimento. Tale obiettivo non può che essere conseguito tramite l'integrazione delle misure per l'efficienza energetica nelle altre politiche di settore, in particolare in seno alla politica dei trasporti, dello sviluppo regionale e della coesione economica e sociale, della fiscalità e della politica dei prezzi, della politica della ricerca e della tecnologia e della cooperazione allo sviluppo.

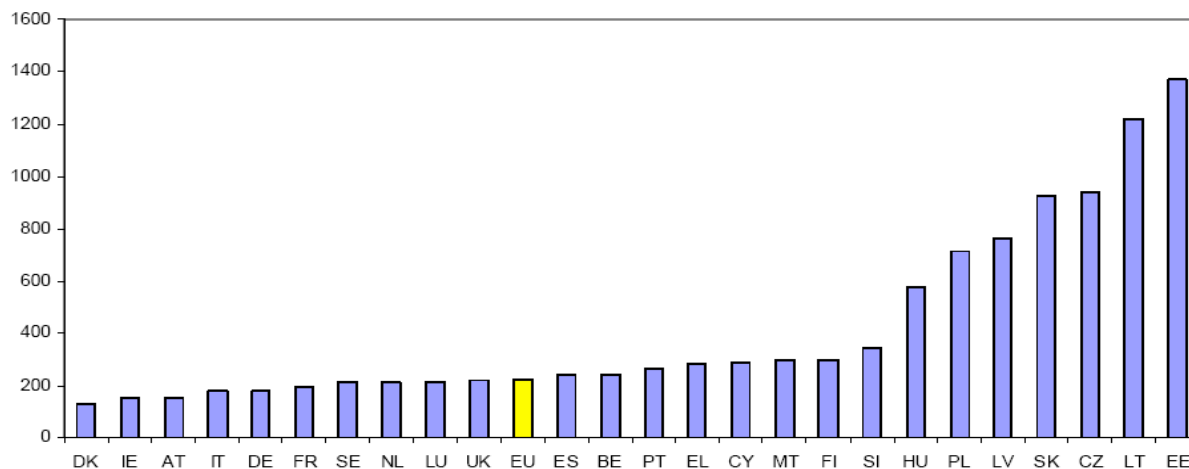
Più in particolare sono indicati come oggetto di azione prioritaria, a breve e medio termine, i seguenti interventi:

- edifici a più elevato rendimento energetico;
- efficienza energetica nel settore dei trasporti, responsabile per oltre il 30% dei consumi finali di energia nell'Unione Europea ed in continua espansione;
- rendimento energetico degli elettrodomestici ed altre apparecchiature;
- etichettatura dei prodotti energeticamente efficienti;
- promozione delle diagnosi energetiche nell'industria e nel terziario;
- ricorso agli accordi negoziati con le industrie e ad accordi a lungo termine in materia di rendimenti minimi;
- aumento della diffusione dell'informazione;
- Finanziamento Tramite Terzi (FTT), contratti con garanzia del risultato ed altre forme di finanziamento;
- efficienza energetica nel settore dell'elettricità e del gas e nella produzione combinata di calore ed elettricità.

La maggior parte dei paesi membri ha avviato da tempo programmi per l'incentivazione e lo sviluppo dell'efficienza energetica e sarà presto possibile fare un primo bilancio dei risultati raggiunti. Inoltre, il 2003 ha visto importanti progressi nella legislazione europea, alcuni dei quali verranno esaminati nei paragrafi seguenti, e che riguardano in particolare il miglioramento dell'efficienza energetica nell'edilizia, l'avvio del programma *Energia intelligente per l'Europa*, la promozione della cogenerazione e la ristrutturazione dell'imposizione fiscale sui prodotti energetici¹⁹². Tutti questi sviluppi dovrebbero avere un significativo impatto nel medio termine.

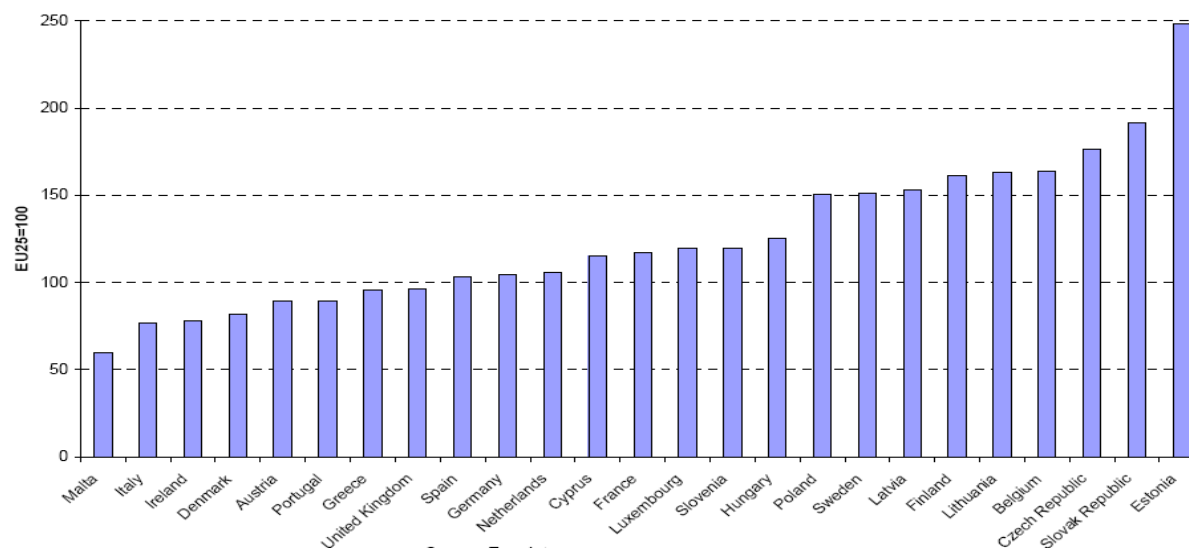
¹⁹² Direttiva 2003/96/CE del Consiglio, del 27 ottobre 2003, che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, in GUUE L 283 del 31 ottobre 2003. Tra le misure di

Figura 3.2 UE a 25 – Intensità energetica. Anno 2003 (tep/milioni di euro 1995)



Fonte: Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less – giugno 2005

Figura 3.3 UE 25 – Intensità energetica primaria a parità di potere di acquisto 2002 (UE 25=100)



Fonte: Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less – giugno 2005

maggior rilievo previste dalla direttiva troviamo la fissazione di livelli minimi di tassazione differenziati in funzione dei diversi usi dei prodotti energetici e dell'elettricità e la possibilità, in casi determinati, di prevedere esenzioni o riduzioni del livello di tassazione, in particolare per energie rinnovabili, cogenerazione e biocarburanti e nel caso di accordi o regimi tesi a conseguire obiettivi di protezione ambientale o migliorare l'efficienza energetica.

Nonostante questi sforzi tuttavia, a partire dal 2000, il miglioramento dell'intensità energetica è stato meno consistente rispetto agli anni passati, raggiungendo solo lo 0,5% annuo¹⁹³. Questa considerazione, unita alla preoccupazione per gli elevati e volatili prezzi del petrolio riscontrati negli ultimi tempi, ha spinto la Commissione a rinnovare il proprio impegno mediante l'adozione di un **Libro Verde sull'efficienza energetica**¹⁹⁴, adottato lo scorso giugno.

La Commissione ritiene che una fetta importante dei consumi dell'Unione siano imputabili ad apparecchiature inefficienti o alla scarsa consapevolezza dei consumatori. I 25 Stati membri dell'Unione consumano attualmente circa 1.725 Mtep di energia: secondo la Commissione, l'Unione potrebbe risparmiare fino al 20% dei suoi consumi in maniera costo efficiente¹⁹⁵, equivalenti all'attuale consumo di energia di Germania e Finlandia. Nonostante siano necessari considerevoli investimenti per ottenere i risparmi potenziali auspicati, tali investimenti comporterebbero dei ritorni cospicui nel breve periodo, sia in termini di maggiore occupazione e competitività, sia in termini di migliori condizioni di vita per i cittadini dell'Unione. Lo sviluppo di servizi energetici potrebbe creare, direttamente o indirettamente, circa un milione di nuovi posti di lavoro qualificati. Inoltre, visto che si tratta di misure efficienti anche dal punto di vista economico – cioè risultanti in risparmi netti anche prendendo in considerazione gli investimenti necessari – un piano per l'efficienza energetica di successo comporterebbe un risparmio di circa 60 miliardi di euro.

La Commissione ritiene che circa il 50% di tale risultato potrebbe essere raggiunto tramite l'applicazione delle misure già esistenti (direttive già in vigore o comunque programmate), mentre l'ulteriore 50% potrebbe essere raggiunto per mezzo di un miglioramento delle misure in essere e l'adozione di ulteriori misure, alcune delle quali discusse nel Libro Verde, quali:

¹⁹³ Secondo la Commissione, negli anni '90 il miglioramento annuo in efficienza energetica era dell'1,4%.

¹⁹⁴ "Green Paper on Energy Efficiency or Doing More With Less", COM (2005) 265 final, del 22 giugno 2005. Il Libro Verde è propedeutico all'adozione di un Piano d'azione che verrà adottato una volta concluso un ampio processo di consultazione delle parti coinvolte ed eventualmente, qualora necessario, un'analisi costi-benefici.

¹⁹⁵ Studi dimostrano la possibilità di ridurre il consumo energetico di almeno un quinto senza costi netti aggiunti – e in numerosi casi a costi negativi – senza ridurre i comfort o gli standard di vita poiché l'energia risparmiata ha un valore sufficiente a rimborsare il costo degli investimenti in un tempo ragionevole – entro la durata della vita tecnica dell'investimento – e a coprire le spese per interessi.

- adozione di Piani d'azione annuali sull'efficienza energetica da parte dei singoli Stati membri che identifichino le misure da prendersi a livello nazionale, regionale e locale;
- adozione di campagne di informazione al pubblico riguardo l'efficienza energetica e il miglioramento del sistema di etichettatura energetica dei prodotti;
- miglioramento del sistema di tassazione per assicurare il rispetto del principio "chi inquina paga";
- sviluppo o miglioramento di nuovi strumenti di finanziamento a livello nazionale e comunitario per dare incentivi sia alle imprese che agli utenti per introdurre miglioramenti costo-efficienti;
- miglior indirizzo degli aiuti di Stato verso settori dove il supporto pubblico è giustificato, proporzionato e necessario per assicurare un incentivo all'uso efficiente dell'energia;
- utilizzo degli acquisti pubblici come volano per lo sviluppo di nuove tecnologie efficienti;
- ampliamento del campo di applicazione della direttiva sul rendimento energetico degli edifici;
- utilizzazione dell'iniziativa della Commissione CARS 21 per accelerare lo sviluppo di una nuova generazione di autoveicoli a bassi consumi.

Tabella 3.1 Principali misure prese in considerazione dal Libro Verde della Commissione sull'efficienza energetica

Livello	Area	Principali misure previste o ipotizzate	
Comunitario	Misure trasversali alle altre politiche comunitarie	Potenziamento della ricerca e dello sviluppo tecnologico	Il 6 aprile 2005 la Commissione ha adottato una proposta per il 7° Programma Quadro per la Ricerca e lo Sviluppo, il quale individua un numero limitato di priorità chiave, tra cui lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella generazione, il carbone pulito e l'efficienza energetica
		Promozione delle migliori pratiche e tecnologie	Estensione del Programma "Energia intelligente per l'Europa" per il periodo 2007-2013, con un budget di 780 milioni di euro
		Adozione e promozione delle migliori pratiche a tutti i livelli attraverso i Piani di Azione Nazionali per la crescita e l'occupazione	Possibilità di adottare Piani d'azione nazionali per l'efficienza energetica che fissino obiettivi annuali di miglioramento
		Migliore uso della tassazione	Sono allo studio diverse misure riguardanti i veicoli commerciali e passeggeri. Un accorto uso della tassazione dei prodotti energetici potrebbe essere utilizzato per promuovere lo sviluppo di veicoli che utilizzano combustibili meno inquinanti o maggiormente efficienti
		Aiuti di Stato	Revisione delle Linee Guida comunitarie sugli aiuti di Stato per la protezione ambientale che dovranno accordare maggiore attenzione alle misure disegnate per incoraggiare l'eco-innovazione e la maggior produttività derivante da misure di efficienza energetica
		Acquisti della Pubblica Amministrazione	Gli acquisti pubblici ammontano a circa il 16% del PIL dell'Unione. La Commissione sta cercando di promuovere gli acquisti verdi e stimolare l'inclusione di criteri ambientali nei contratti
		Finanziamenti europei	La Commissione suggerisce di inserire il miglioramento dell'efficienza energetica e la promozione del trasporto urbano pulito tra gli obiettivi del Fondo Regionale Europeo per lo Sviluppo
		Misure specifiche di politica	Efficienza energetica degli edifici
	Apparecchiature domestiche		Promozione di un'informazione diffusa agli utenti sui livelli minimi di efficienza e di

			accordi volontari con le industrie. In particolare si prevedono azioni in merito ai consumi legati alla funzione stand by
		Limitare il consumo degli autoveicoli	L'Unione mira a raggiungere entro il 2012 un obiettivo medio di emissioni di CO ₂ di 120 g/km per tutte le nuove autovetture commercializzate in Europa. A tal fine verranno ulteriormente promossi accordi volontari con le industrie del settore e sistemi di informazione su consumi ed emissioni
		Informazione e protezione del consumatore	stata recentemente lanciata una campagna di informazione sull'energia sostenibile per il periodo 2005-2008 mirata non solo al pubblico ma anche all'informazione e formazione degli operatori del settore
Nazionale		Regolamentazione attività di rete	Il trasporto di elettricità comporta perdite fino al 10% dell'elettricità prodotta (fino al 2% per la trasmissione e 8% distribuzione). Sarebbe auspicabile instaurare un sistema di regolamentazione – basata su incentivi – per promuovere la realizzazione degli investimenti in efficienza necessari a ridurre le perdite
		Regolamentazione della domanda	Adozione della proposta di direttiva sull'efficienza negli usi energetici finali ed i servizi energetici
		Generazione elettrica	Dato il grande margine di miglioramento possibile, nello sviluppo del Piano d'azione per l'efficienza energetica per il 2006 verrà considerata in particolare la promozione dei cicli combinati a gas e della cogenerazione
		Certificati bianchi	È allo studio della Commissione la eventualità di adottare il sistema dei certificati bianchi a livello comunitario

Tabella 3.2 Potenziali risparmi costo-efficienti che potrebbero essere ottenuti nei diversi settori secondo il Libro Verde

Risparmi potenziali in Mtep	2020 Implementazione rigorosa delle misure adottate	2020+ Implementazione di misure aggiuntive
Edifici: Riscaldamento/Raffrescamento	41	70
Apparecchiature elettriche	15	35
Industria	16	30
Trasporti	45	90
Cogenerazione	40	60
Altre trasformazioni energetiche ecc.	33	75
Totale risparmi di energia	190	360

Fonte: Green Paper on Energy Efficiency or Doing More with Less – giugno 2005

3.1.1 Il rendimento energetico degli edifici: la direttiva 2002/91/CE

Come abbiamo accennato al § 3.1, il Piano d'azione della Commissione sull'efficienza energetica richiedeva interventi specifici nel settore dell'edilizia. L'energia impiegata nel settore residenziale e terziario rappresenta infatti oltre il 40% del consumo finale di energia della Comunità ed essendo un settore in continua espansione, è previsto un aumento cospicuo dei suoi consumi e quindi delle sue emissioni di biossido di carbonio.

La Comunità aveva già adottato alcune misure per il miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici: in particolare la direttiva 89/106/CEE¹⁹⁶ prevedeva che l'edificio ed i relativi impianti di riscaldamento, condizionamento ed aerazione fossero progettati e realizzati in modo da richiedere, in esercizio, un basso consumo di energia, tenuto conto delle condizioni climatiche del luogo e nel rispetto del benessere degli occupanti.

Successivamente, la direttiva 93/76/CE¹⁹⁷ impose agli Stati membri di elaborare, attuare e comunicare dei programmi per il rendimento energetico nel settore dell'edilizia, che comprendessero disposizioni legislative e regolamentari, strumenti economici e amministrativi, nonché sistemi di informazione, istruzione e accordi volontari, il cui effetto fosse oggettivamente valutabile.

Tali misure hanno fatto riscontrare alcuni risultati positivi nell'Unione Europea, ma dato il grande potenziale di risparmio energetico inattuato e l'opportunità di ridurre l'ampio divario tra le risultanze dei diversi Stati membri in questo settore, si è

¹⁹⁶ Direttiva 89/106/CEE del Consiglio del 21 dicembre 1988, relativa al ravvicinamento delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative degli Stati membri concernenti i prodotti da costruzione, in GUCE L 40 dell'11 febbraio 1989.

¹⁹⁷ Direttiva 93/76/CEE del Consiglio del 13 settembre 1993 intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE), in GUCE n. L 237 del 22/09/1993. La direttiva prevedeva l'elaborazione e l'attuazione di programmi nei settori seguenti:

- certificazione energetica degli edifici;
- fatturazione delle spese di riscaldamento, climatizzazione ed acqua calda per usi igienici sulla base del consumo effettivo;
- del finanziamento tramite terzi degli investimenti di efficienza energetica nel settore pubblico,
- isolamento termico degli edifici nuovi;
- controllo periodico delle caldaie;
- diagnosi energetiche presso imprese ad elevato consumo di energia.

avvertita l'esigenza di uno strumento giuridico complementare che sancisse interventi più concreti.

La **direttiva 2002/91/CE**¹⁹⁸ nasce dunque con l'obiettivo di promuovere il miglioramento del rendimento energetico degli edifici del settore residenziale e terziario della Comunità, tenendo conto delle condizioni climatiche e locali, nonché delle prescrizioni per quanto riguarda il clima degli ambienti interni e l'efficacia sotto il profilo dei costi. È chiaro infatti che in questo settore esistono differenze rilevanti tra gli Stati membri per quanto concerne il clima, le tipologie edilizie, le tecnologie e le pratiche costruttive, le abitudini e l'atteggiamento dei consumatori e il quadro normativo già esistente nella sua articolazione nazionale e locale.

Conseguentemente, la direttiva si preoccupa di fissare delle linee guida sufficientemente flessibili, che consentano una armonizzazione minima delle disposizioni dei vari paesi, relativamente alle seguenti aree:

- l'istituzione di regole generali per una metodologia comune di calcolo integrato del rendimento energetico degli edifici;
- l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione;
- l'applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici esistenti di grande metratura sottoposti ad importanti ristrutturazioni;
- la certificazione energetica degli edifici;
- l'ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento d'aria, nonché una perizia del complesso degli impianti termici le cui caldaie abbiano più di quindici anni.

Per quanto concerne il **rendimento energetico** degli edifici, la direttiva prevede che questo venga calcolato in base ad una **metodologia** – eventualmente differenziata a livello regionale – che prenda in considerazione tutti i fattori che determinano l'efficienza energetica dell'edificio e non solo la qualità del suo isolamento termico.

Tale approccio integrato considera diversi fattori, elencati nell'Allegato unico alla direttiva, tra i quali in particolare gli impianti di riscaldamento e di

¹⁹⁸ Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico nell'edilizia, in GUCE L 1 del 4 gennaio 2003.

raffreddamento¹⁹⁹, la posizione e l'orientazione dell'edificio, gli impianti di illuminazione ed il recupero di calore. Il rendimento energetico dovrà essere espresso in modo trasparente e potrà indicare il valore delle emissioni di CO₂.

Nelle intenzioni del legislatore comunitario l'impostazione comune di questa analisi, svolta da esperti qualificati ed indipendenti, dovrebbe contribuire alla creazione di un contesto omogeneo per le iniziative di risparmio energetico degli Stati membri nel settore edile ed introdurre un elemento di trasparenza sul mercato immobiliare comunitario, a beneficio dei potenziali acquirenti o locatari dell'immobile.

Sulla base della metodologia così individuata, gli Stati membri dovranno poi procedere all'individuazione di **requisiti minimi di rendimento energetico**, i quali dovranno essere riveduti a scadenze regolari che non dovrebbero superare i cinque anni e, se necessario, aggiornati in funzione dei progressi tecnici nel settore dell'edilizia.

Nella determinazione di tali requisiti gli Stati membri possono distinguere tra diverse categorie di edifici e tra edifici esistenti ed edifici di nuova costruzione. L'art. 4 della direttiva prevede inoltre la possibilità per gli Stati membri di non stabilire o non applicare requisiti di rendimento energetico alle seguenti categorie di fabbricati:

- edifici e monumenti ufficialmente protetti come patrimonio designato o in virtù del loro speciale valore architettonico o storico, nei casi in cui il rispetto delle prescrizioni implicherebbe un'alterazione inaccettabile del loro carattere o aspetto;
- edifici adibiti a luoghi di culto ed allo svolgimento di attività religiose;
- fabbricati temporanei con un tempo di utilizzo previsto non superiore a due anni, siti industriali, officine ed edifici agricoli non residenziali a basso fabbisogno

¹⁹⁹ È interessante notare l'estensione della valutazione del rendimento energetico anche al raffrescamento o al condizionamento dell'aria, esigenze sempre più sentite soprattutto nei paesi dell'Europa mediterranea. Come si legge nei considerata della direttiva infatti "negli ultimi anni si osserva una crescente proliferazione degli impianti di condizionamento dell'aria nei paesi del sud dell'Europa. Ciò pone problemi di carico massimo, che comportano un aumento del costo dell'energia elettrica ed uno squilibrio del bilancio energetico di tali paesi. Dovrebbe essere accordata priorità alle strategie che contribuiscono a migliorare il rendimento termico degli edifici nel periodo estivo. Concretamente, occorrerebbe sviluppare maggiormente le tecniche di raffreddamento passivo, soprattutto quelle che contribuiscono a migliorare le condizioni climatiche interne e il microclima intorno agli edifici".

energetico, nonché edifici agricoli non residenziali utilizzati in un settore disciplinato da un accordo nazionale settoriale sul rendimento energetico;

- edifici residenziali destinati ad essere utilizzati meno di quattro mesi all'anno;
- fabbricati indipendenti con una metratura utile totale inferiore a 50 m².

Tutti gli altri edifici sono soggetti ai requisiti di rendimento energetico, con modalità diverse però a seconda che si tratti di edifici esistenti o di edifici di nuova costruzione. Solo gli edifici di nuova costruzione infatti sono sempre assoggettati a prescrizioni minime di rendimento energetico da stabilirsi in funzione delle locali condizioni climatiche.

È interessante notare come il legislatore comunitario, in un'ottica di integrazione delle misure di efficienza energetica e promozione delle fonti rinnovabili, preveda che in caso di edifici di nuova costruzione la cui superficie totale sia superiore ai 1.000 m², venga valutata e tenuta presente prima dell'inizio dei lavori, la fattibilità tecnica, ambientale ed economica di sistemi alternativi, quali sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energie rinnovabili, cogenerazione, sistemi di riscaldamento e climatizzazione a distanza e, a certe condizioni, pompe di calore.

Per quanto riguarda gli **edifici esistenti** la direttiva adotta disposizioni meno stringenti, applicabili solo nel caso ristrutturazioni importanti²⁰⁰ di edifici di metratura superiore a 1.000 m². In questi casi la ristrutturazione deve essere l'occasione per migliorare il rendimento energetico degli edifici, attraverso il rispetto di requisiti fissati sulla base di quelli previsti per gli edifici di nuova costruzione.

Tali requisiti non dovrebbero essere incompatibili con la funzione, la qualità o il carattere previsti dell'edificio e dovrebbero permettere il recupero dei costi sostenuti tramite un maggior risparmio energetico entro un lasso di tempo ragionevole rispetto alla prospettiva tecnica di vita degli investimenti. Anche in questo caso, si parla di rendimento energetico integrale e non solo di isolamento termico e di impianti di riscaldamento.

²⁰⁰ Per ristrutturazioni importanti ai sensi del punto 13 delle premesse della direttiva, si intendono quelle ristrutturazioni il cui costo totale – connesso con le murature esterne e/o gli impianti energetici quali il riscaldamento, la produzione di acqua calda, il condizionamento d'aria, la ventilazione e l'illuminazione – sia superiore al 25% del valore dell'edificio, escluso il valore del terreno sul quale questo è situato, o quando una quota superiore al 25% delle murature esterne dell'edificio venga ristrutturata.

Il sistema di qualificazione degli edifici fin qui sinteticamente descritto, trova un importante completamento nella previsione di un **attestato di certificazione energetica** – della durata massima di dieci anni – il quale dovrebbe descrivere la reale situazione dell'edificio in termini di rendimento energetico. La direttiva richiede agli Stati membri di mettere in atto le necessarie misure per assicurare che in fase di costruzione, compravendita o locazione di un edificio, tale attestato sia messo a disposizione del proprietario o che questi, secondo i casi, lo metta a disposizione del futuro acquirente o locatario. Nelle intenzioni del legislatore tale meccanismo dovrebbe stimolare i costruttori a migliorare le prestazioni energetiche degli edifici: l'efficienza energetica di un edificio ne abbassa infatti i costi di gestione e si riflette quindi sulla valutazione economica di un acquirente o locatario informato.

Ai sensi dell'art. 7, dunque, l'attestato deve comprendere i dati necessari ad orientare le scelte di acquirenti e locatari – quali i valori vigenti a norma di legge e i valori riferimento – consentendogli di valutare e confrontare il rendimento energetico dell'edificio. L'attestato deve inoltre essere corredato di raccomandazioni per il miglioramento del rendimento energetico in termini di costi-benefici.

Coerentemente a quanto previsto dall'art. 4, gli Stati membri possono esonerare dall'applicazione delle disposizioni in materia di certificazione energetica le stesse categorie di edifici che possono essere esentati dall'applicazione dei requisiti di rendimento energetico.

In un'ottica di effettiva promozione degli interventi di efficienza energetica negli edifici, è interessante evidenziare la previsione riportata nel sedicesimo considerando della direttiva. Qui si prospetta l'eventualità di agevolare il processo di certificazione attraverso l'istituzione di programmi tesi a facilitare l'accesso ad interventi di miglioramento del rendimento energetico. Tali programmi potrebbero basarsi su accordi tra associazioni di soggetti interessati ed un organismo designato dagli Stati membri ed essere attuati da società di servizi energetici che accettano di impegnarsi a realizzare gli investimenti prestabiliti. I progetti adottati dovrebbero poi essere monitorati e controllati da parte degli Stati membri i quali dovrebbero inoltre facilitare il ricorso a sistemi incentivanti. Tale meccanismo, qualora attuato, potrebbe costituire un incentivo concreto alla realizzazione di interventi di efficienza energetica.

La direttiva prevede poi delle disposizioni specifiche per gli edifici di metratura superiore ai 1.000 m² occupati dalle pubbliche autorità o aperti al pubblico, nei quali si dovrebbe assumere un approccio esemplare nei confronti dell'ambiente e dell'energia. Tali edifici sono tenuti ad esporre in luogo chiaramente visibile un attestato di certificazione energetica risalente a non più di dieci anni prima, mentre viene lasciato alla discrezionalità degli Stati, la possibilità di prevedere l'obbligo di esporre la gamma delle temperature raccomandate e reali per gli ambienti interni ed eventualmente le altre grandezze meteorologiche pertinenti. Tali disposizioni sono chiaramente finalizzate a scoraggiare l'uso scorretto degli impianti di riscaldamento, condizionamento e ventilazione, contribuendo così ad evitare gli sprechi di energia e a mantenere condizioni climatiche interne confortevoli in funzione della temperatura esterna.

Un'ultima rilevante previsione della direttiva concerne la **revisione delle caldaie e dei sistemi di condizionamento**: la loro manutenzione regolare da parte di personale qualificato contribuisce infatti a garantire la corretta regolazione in base alle specifiche di prodotto e quindi un rendimento ottimale sotto il profilo ambientale, energetico e della sicurezza.

L'art. 8 della direttiva impone dunque agli Stati membri di adottare le misure necessarie per prescrivere ispezioni periodiche delle caldaie alimentate con combustibili liquidi o solidi non rinnovabili con potenza nominale utile compresa tra i 20 ed i 100 kW. Le caldaie la cui potenza nominale utile è superiore a 100 kW devono invece essere ispezionate almeno ogni due anni. Per le caldaie a gas, questo periodo può essere esteso a quattro anni.

Nel caso di impianti termici dotati di caldaie di potenza nominale utile superiore a 20 kW e di età superiore a quindici anni infine, gli Stati membri sono tenuti ad adottare le misure necessarie per prescrivere un'ispezione *una tantum* dell'impianto termico complessivo. Sulla scorta di tale ispezione, che include una valutazione del rendimento della caldaia e del suo dimensionamento rispetto al fabbisogno termico dell'edificio, gli esperti forniscono alle utenze una consulenza in merito alla sostituzione della caldaia, ad altre modifiche dell'impianto termico o a soluzioni alternative.

In alternativa a questo sistema di controlli e verifiche la direttiva prevede la possibilità per gli Stati membri di adottare provvedimenti atti ad assicurare che sia

fornita alle utenze una consulenza in merito alla sostituzione delle caldaie, ad altre modifiche dell'impianto termico o a soluzioni alternative, che possono comprendere ispezioni intese a valutare l'efficienza e il corretto dimensionamento della caldaia, purché i risultati ottenuti con tale approccio siano equivalenti a quelli dell'ispezione obbligatoria. Gli Stati membri che si avvalgono di questa formula sono tenuti a presentare alla Commissione, con scadenza biennale, una relazione sull'equipollenza dell'approccio da essi adottato.

Una novità di rilievo è costituita invece dall'ispezione periodica dei sistemi di condizionamento d'aria la cui potenza nominale sia superiore a 12 kW. L'ispezione deve contemplare una valutazione dell'efficienza del sistema di condizionamento d'aria e del suo dimensionamento rispetto al fabbisogno di condizionamento dell'edificio. Deve essere inoltre data alle utenze un'opportuna consulenza in merito ai possibili miglioramenti, alla sostituzione del sistema di condizionamento ovvero a soluzioni alternative. Sia la certificazione degli edifici che le ispezioni previste dalla direttiva devono essere condotte in maniera indipendente da esperti qualificati e/o riconosciuti.

Un'ultima previsione a carico degli Stati membri sta nella realizzazione, eventualmente con l'assistenza della Commissione, di campagne di informazione degli utilizzatori degli edifici sulle tecnologie e sui possibili interventi per aumentare l'efficienza energetica e ridurre i consumi. Queste campagne, qualora condotte in modo serio e diffuso potrebbero rappresentare un importante contributo alla diffusione degli interventi di efficienza energetica, stimolando l'offerta e le forze del mercato.

Data la complessità dell'impegno richiesto agli Stati membri l'art. 15 prevede un periodo di tempo piuttosto lungo per il suo recepimento, che dovrà avvenire entro il 4 gennaio 2006²⁰¹.

²⁰¹ Come vedremo meglio al § 3.2.5, la legge 31 ottobre 2003, n. 306 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2003" delega il Governo a recepire, mediante decreto legislativo, la direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia. Il termine per l'esercizio della delega è fissato al 29 maggio 2005. Il Governo ha recentemente (maggio 2005) sottoposto a parere parlamentare uno schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva, che tuttavia restringe l'ambito di applicazione ai soli edifici esistenti.

Solo in caso di mancata disponibilità di esperti qualificati e/o riconosciuti, gli Stati membri disporrebbero di un ulteriore periodo di tre anni per applicare integralmente le disposizioni relative alla certificazione energetica degli edifici e alla revisione periodica di caldaie e sistemi di condizionamento d'aria. Se si avvalgono di tale possibilità, tuttavia, gli Stati membri dovranno prevedere un calendario per l'ulteriore attuazione della direttiva.

3.1.2 La cogenerazione: la direttiva 2004/8/CE

La produzione combinata di calore ed elettricità, meglio nota come cogenerazione, consiste nella generazione simultanea o sequenziale – ma comunque in un unico processo e con un'unica fonte energetica – di due diverse forme di energia: termica ed elettrica e/o meccanica²⁰². La peculiarità di tale tecnologia consiste nel recupero e riutilizzo dell'energia termica generata durante la produzione di un'altra forma di energia, con conseguente risparmio di energia primaria, prevenzione delle perdite di rete, riduzione delle emissioni – in particolare quelle dei gas ad effetto serra²⁰³ – e dell'impatto ambientale connesso alla generazione stessa²⁰⁴.

La cogenerazione può fornire dunque un valido contributo non solo al rispetto degli impegni assunti con il Protocollo di Kyoto, ma anche al miglioramento della sicurezza energetica dell'Unione, pesantemente dipendente dalle importazioni di combustibile dall'estero²⁰⁵.

²⁰² G. Golini: "Energia da fonti rinnovabili: la direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione", in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 6/04.

²⁰³ Nella Comunicazione sull'attuazione della prima fase del Programma europeo per il cambiamento climatico, la Commissione aveva indicato nella promozione della cogenerazione una delle misure necessarie per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dal settore energetico. Secondo la Commissione, l'utilizzo di tale tecnica per produrre il 18% dell'energia consumata dall'Unione europea, potrebbe evitare l'emissione di circa 127 milioni di tonnellate di CO₂ nel 2010 e di 258 milioni nel 2020 (EU Commission, COM (97) 514 "A Community Strategy to promote combined heat and power and dismantle barriers to its development). Il Piano d'azione della Commissione per migliorare l'efficienza energetica ha indicato nella promozione della cogenerazione uno dei settori di priorità a breve termine.

²⁰⁴ Da segnalare che l'energia termica, attraverso opportune trasformazioni, può essere utilizzata per la climatizzazione estiva degli edifici e nel ciclo del freddo dei processi produttivi.

²⁰⁵ Come abbiamo già avuto modo di notare, attualmente il 50% della domanda di energia dell'Unione europea viene soddisfatta attraverso approvvigionamenti esterni, ma tale dipendenza, secondo il Libro

Riconoscendo i meriti della cogenerazione, già la direttiva 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica incoraggiò la cogenerazione consentendo agli Stati membri di prevedere al loro interno priorità di dispacciamento per l'energia elettrica derivante da tali impianti. Successivamente altre direttive hanno sottolineato espressamente la necessità di valutare il potenziale di cogenerazione dei nuovi impianti²⁰⁶.

Malgrado tali iniziative e nonostante i benefici che la cogenerazione può apportare dal punto di vista economico ed ambientale, il suo potenziale d'uso è ancora ampiamente sottoutilizzato nell'Unione. Secondo quanto riportato nel Libro Verde sull'efficienza energetica, attualmente solo il 13% circa dell'elettricità consumata nell'Unione proviene da impianti cogenerativi.

Al fine di sfruttare meglio tale potenziale nel quadro del mercato interno dell'energia è stata dunque adottata la **direttiva 2004/8/CE**²⁰⁷, la quale si pone l'obiettivo di accrescere l'efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento creando un quadro per la promozione e lo sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento di calore ed energia, basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria nel mercato interno. Tale quadro deve ovviamente tenere conto delle specifiche situazioni nazionali, con particolare riguardo alle condizioni climatiche ed alle condizioni economiche.

La direttiva 2004/8/CE, la quale – come vedremo – presenta diverse analogie con la direttiva 2001/77/CE sulla promozione delle fonti rinnovabili, si applica alla cogenerazione ed alle tecnologie di cogenerazione non esaustivamente elencate nell'Allegato I²⁰⁸.

Verde "Verso una strategia europea per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico" – COM (2000) 769 – perdurando l'attuale tendenza, potrebbe aumentare fino al 70% entro il 2030.

²⁰⁶ In particolare si fa riferimento alle direttive 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento, 2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione e la direttiva 2000/76/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 dicembre 2000, sull'incenerimento dei rifiuti.

²⁰⁷ Direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 febbraio 2004 sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CE, in GUCE L 52 del 21 febbraio 2004.

²⁰⁸ L'Allegato riporta le seguenti tecnologie cogenerative:

Facendo fronte all'esigenza di un sistema di definizioni armonizzate tra i diversi Stati membri, la direttiva adotta delle definizioni comuni, tra le quali fondamentale importanza assume naturalmente la nozione di cogenerazione, definita come la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o di energia meccanica. Per **cogenerazione ad alto rendimento** si intende invece la cogenerazione avente un rendimento conforme ai criteri dell'Allegato III e comportante un risparmio energetico superiore al 10% rispetto alla produzione separata delle medesime forme di energia.

La direttiva non vincola i paesi membri né a una specifica formula né a uno specifico impianto di riferimento per il calcolo del rendimento della cogenerazione, ma, ai fini di una necessaria ed auspicabile armonizzazione, stabilisce che la Commissione europea definisca i termini per il relativo calcolo entro il 21 febbraio 2006²⁰⁹, data fissata per il recepimento della stessa direttiva negli ordinamenti dei singoli Stati membri²¹⁰. Gli Stati membri che daranno attuazione alla direttiva prima che la Commissione abbia stabilito tali valori dovrebbero adottare, entro la stessa data, i propri valori nazionali di rendimento per la produzione separata di elettricità e di calore, da utilizzare per il calcolo del risparmio di energia primaria prodotto dalla cogenerazione secondo il metodo indicato nell'Allegato III.

-
- a) turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore;
 - b) turbina a vapore a contropressione;
 - c) turbina di condensazione a estrazione di vapore;
 - d) turbina a gas con recupero di calore;
 - e) motore a combustione interna;
 - f) microturbine;
 - g) motori Stirling;
 - h) pile a combustibile;
 - i) motori a vapore;
 - j) cicli Rankine a fluido organico;
 - k) ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che rientrano nelle definizioni di cui all'articolo 3, lettera a).

²⁰⁹ Secondo l'art. 4, paragrafo 2, la Commissione procederà la prima volta il 21 febbraio 2011 e successivamente ogni quattro anni, all'aggiornamento dei valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e calore.

²¹⁰ In Italia, con l'art. 21 della legge 18 aprile 2005, n. 62 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2004" in GU n.

L'adozione dei summenzionati criteri armonizzati di valutazione rappresenta un momento fondamentale anche per l'avviamento di sistemi di promozione della cogenerazione ad alto rendimento. Parallelamente a quanto previsto dalla direttiva 2001/77/CE in materia di fonti rinnovabili, l'art. 5 prevede infatti che entro sei mesi da tale data, gli Stati membri siano tenuti ad introdurre un sistema di **garanzia d'origine** improntata a criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori stabiliti da ciascuno Stato membro e rilasciata su richiesta del produttore.

Tale garanzia, il cui rilascio dovrà essere gestito da uno o più organi nazionali indipendenti dalle attività di generazione e distribuzione, dovrà specificare almeno:

- il potere calorifico inferiore della fonte di combustibile da cui è stata prodotta l'elettricità, l'uso del calore generato insieme all'elettricità e infine le date e i luoghi di produzione;
- la quantità di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, conformemente all'allegato II, che la garanzia rappresenta;
- il risparmio di energia primaria, calcolato secondo l'allegato III, basato sui valori di rendimento di riferimento armonizzati stabiliti dalla Commissione.

L'art. 5 impone il reciproco riconoscimento della garanzia d'origine tra gli Stati membri, i quali potranno essere obbligati dalla Commissione a riconoscere i documenti rilasciati in altri Stati, salvo in caso di motivi oggettivi, trasparenti e non discriminatori che giustificano il divieto.

Diversamente da quanto previsto dalla direttiva 2001/77/CE, la direttiva 2004/8/CE non stabilisce alcun obiettivo quantitativo per il contributo della cogenerazione ad alto rendimento, ma richiede che i paesi membri effettuino un'analisi del **potenziale nazionale**, compresa la micro-cogenerazione, prestando particolare attenzione ad eventuali ostacoli alla diffusione di tali tecnologie.

Per la prima volta entro il 21 febbraio 2007 e successivamente ogni quattro anni, dietro richiesta della Commissione, presentata almeno sei mesi prima della data prevista, gli Stati membri sono tenuti a valutare i progressi compiuti per aumentare la quota della cogenerazione ad alto rendimento. Un'ulteriore analogia con l'approccio adottato dalla direttiva 2001/77/CE consiste invece nelle previsioni

96 del 27 aprile 2005 – Suppl. Ord. n. 76, si è delegato il Governo ad adottare un decreto legislativo per recepire la direttiva 2004/8/CE nell'ordinamento nazionale.

riguardanti i **regimi nazionali di sostegno** delle unità di cogenerazione esistenti e futuri, necessari per sfruttare ulteriormente il potenziale di cogenerazione e tenere conto in particolare della necessità di internalizzare i costi esterni. L'art. 7 prevede infatti la possibilità per gli Stati membri, compatibilmente con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato a favore della tutela ambientale²¹¹, di mantenere o adottare meccanismi di sostegno basati sulla domanda di calore utile e sui risparmi di energia primaria. Secondo i consideranda della direttiva tali meccanismi potranno consistere in aiuti agli investimenti, esenzioni o riduzioni fiscali, Certificati Verdi oppure sistemi di sostegno diretto dei prezzi.

Allo scopo di mantenere la fiducia degli investitori, gli Stati membri dovrebbero impegnarsi a garantire il buon funzionamento di questi meccanismi fino all'introduzione di un quadro comunitario. La Commissione è comunque chiamata a valutare l'applicazione di tali meccanismi ed il loro successo, compreso il rapporto costo-efficacia, nel promuovere l'uso della cogenerazione ad alto rendimento conformemente ai potenziali nazionali.

Tale valutazione verrà riportata nella relazione che a norma dell'art. 8 la Commissione è tenuta a stendere entro il 21 febbraio 2008 sulla base delle rispettive relazioni nazionali e che riporta inoltre la valutazione della misura in cui i regimi di sostegno hanno contribuito a creare condizioni stabili per gli investimenti nella cogenerazione. Tale relazione dovrà inoltre:

- descrivere i progressi compiuti nella realizzazione dei potenziali nazionali di cogenerazione ad alto rendimento;
- valutare in che misura le norme e le procedure che definiscono le condizioni quadro per realizzare la cogenerazione nel mercato interno dell'energia siano stabilite secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tenendo debitamente conto dei vantaggi della cogenerazione;
- rivedere i valori di rendimento di riferimento per la produzione separata sulla base delle attuali tecnologie.

²¹¹ La disciplina degli aiuti di Stato è contenuta negli articoli 87 e ss. del Trattato CE. La nozione di aiuti statali ricomprende non solo gli aiuti concessi direttamente o indirettamente dagli Stati, ma anche quelli attribuiti da enti pubblici o privati designati o istituiti all'interno dello stato di appartenenza che abbiano l'effetto di alleviare gli oneri normalmente gravanti sul bilancio di un'impresa, falsando così il libero gioco della concorrenza.

Se del caso, la Commissione trasmette insieme alla relazione ulteriori proposte al Parlamento europeo e al Consiglio.

COGENERAZIONE	
Misura	Principali previsioni
Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ adozione da parte della Commissione di valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore; ▪ possibilità per gli Stati membri di adottare diversi meccanismi di sostegno alla cogenerazione; ▪ introduzione di un sistema di garanzia di origine dell'elettricità prodotta da cogenerazione; ▪ razionalizzazione delle procedure di autorizzazione o gara applicabili alle unità di cogenerazione ad alto rendimento; ▪ possibilità per gli Stati membri di garantire un accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta mediante cogenerazione.

3.1.3 Le politiche comunitarie di efficienza energetica negli usi finali domestici

L'approccio comunitario al miglioramento dell'efficienza energetica degli usi finali domestici si è basato nell'ultimo decennio su tre azioni principali: l'etichettatura energetica, i requisiti minimi obbligatori di rendimento e gli Accordi volontari con le imprese. L'**etichettatura energetica** è stata istituita nel 1992 con la direttiva 1992/75/CEE²¹² concernente l'indicazione obbligatoria del consumo di energia e di altre risorse mediante etichettatura ed informazioni minime sui prodotti. Si tratta di una direttiva quadro che presuppone l'adozione di direttive di attuazione per i singoli prodotti. Già nel 1994 è stata introdotta la prima direttiva applicativa: si tratta della direttiva 94/2/CE²¹³ sull'etichettatura energetica dei frigoriferi, congelatori e loro combinazioni, entrata in vigore nel gennaio 1995 e successivamente modificata dalla direttiva 2003/66/CE²¹⁴.

²¹² Direttiva 92/75/CEE del Consiglio, del 22 settembre 1992, concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse degli apparecchi domestici, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti, in GUCE L 297 del 13 ottobre 1992.

²¹³ Direttiva 94/2/CE della Commissione relativa all'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni.

²¹⁴ Direttiva 2003/66/CE della Commissione, del 3 luglio 2003, che modifica la direttiva 94/2/CE di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE relativa all'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, GUUE L 170 del 9 luglio 2003.

Alla direttiva 94/2/CE sono seguite le direttive sulle lavatrici²¹⁵, lavasciugatrici²¹⁶, asciugatrici²¹⁷, lavastoviglie²¹⁸, sorgenti luminose²¹⁹, forni elettrici²²⁰ e condizionatori d'aria fino a 12 kW di capacità refrigerante²²¹. L'etichettatura energetica è prevalentemente rivolta al settore domestico, ma l'art. 1 della direttiva 92/75/CEE stabilisce che le informazioni minime debbano essere fornite anche per gli apparecchi venduti per uso non domestico.

Il sistema dell'etichettatura si basa sulla classificazione degli apparecchi in una scala di sette classi di efficienza energetica (o di consumo energetico a seconda del tipo di apparecchio) identificate dalle lettere da A a G alle quali si abbinano frecce di lunghezza diversa e colore che va dal verde al rosso.

La classe "A" contraddistingue i modelli a maggiore efficienza o minore consumo ed è associata alla freccia più corta ed al colore verde, mentre la classe "G" include i modelli a minore efficienza o maggiore consumo ed è identificata dalla freccia più lunga e dal colore rosso. Recentemente la direttiva 2003/66/CE ha parzialmente modificato lo schema aggiungendo alle tradizionali sette classi A-G due nuove classi, chiamate A+ ed A++ per evidenziare i migliori modelli di frigoriferi e congelatori sul

²¹⁵ Direttiva 95/12/CE della Commissione, del 23 maggio 1995, di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia delle lavatrici domestiche, in GUCE L 136 del 21 giugno 1995, successivamente modificata dalla Direttiva 96/89/CE, in GUCE L 388 del 28 dicembre 1996.

²¹⁶ Direttiva 96/60/CE della Commissione, del 19 settembre 1996, di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia delle lavasciugatrici, in GUCE L 266 del 18 ottobre 1996.

²¹⁷ Direttiva 95/13/CE della Commissione, del 23 maggio 1995, di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia delle asciugatrici elettriche domestiche, in GUCE L 136 del 21 giugno 1995.

²¹⁸ Direttiva 1999/9/CE della Commissione, del 26 febbraio 1999, che modifica la direttiva 97/17/CE di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE relativa all'etichettatura indicante il consumo d'energia delle lavastoviglie ad uso domestico in GUCE L 56 del 4 marzo 1999.

²¹⁹ Direttiva 98/11/CE della Commissione, del 27 gennaio 1998 di attuazione della direttiva del Consiglio 92/75/CEE, relativa all'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico, in GUCE L 71 del 10 marzo 1998.

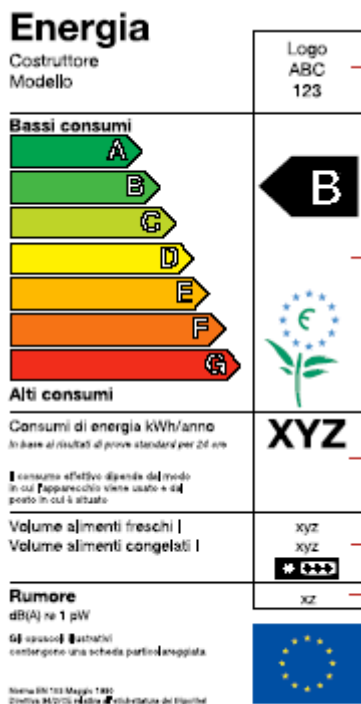
²²⁰ Direttiva 2002/40/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico, in GUCE, L 128 del 15 maggio 2002.

²²¹ Direttiva 2002/31/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia dei condizionatori d'aria per uso domestico, in GUCE L 86 del 3 aprile 2002.

mercato²²². Oltre alla classe di efficienza energetica, nelle schede informative dei diversi elettrodomestici devono inoltre essere riportati il marchio del costruttore, il nome del modello, il consumo di energia, l'eventuale assegnazione del marchio comunitario di qualità ecologica Ecolabel nonché le principali caratteristiche tecniche del modello e in particolare quelle che possono incidere sui consumi di energia. Inoltre ogni tipologia di apparecchio dovrà prevedere una serie di informazioni aggiuntive.

Nel giugno 2001 la decisione del Consiglio 2001/469/CE²²³ ha approvato a nome della Comunità l'accordo tra il governo degli Stati Uniti d'America e la Comunità europea per il coordinamento di programmi di etichettatura relativa ad un uso efficiente dell'energia per le apparecchiature per ufficio con i suoi allegati.

Figura 3.4 Esempio di scheda informativa tipo



²²² M. Presutto: "L'efficienza energetica degli usi finali in Italia e in Europa", Energia, Ambiente e innovazione, n. 5/2004, pag 50.

²²³ Decisione del Consiglio, del 14 maggio 2001, concernente la conclusione per conto della Comunità europea dell'accordo tra il governo degli Stati Uniti d'America e la Comunità europea per il coordinamento di programmi di etichettatura relativa ad un uso efficiente dell'energia per le apparecchiature per ufficio, in GUCE n. L 172 del 26 giugno 2001.

A tale decisione ha fatto seguito il Regolamento CE 2422/2001²²⁴ il quale stabilisce le norme relative al programma comunitario di etichettatura energetica delle apparecchiature per ufficio denominato "**Programma Energy Star**".

Il Programma, il cui ente di gestione è la Commissione Europea, all'uopo assistita da un Comitato formato dai rappresentanti degli Stati membri, istituisce ed utilizza un logo per riconoscere i prodotti che rappresentano un uso efficiente dell'energia. Possono partecipare al Programma i fabbricanti, i venditori o i rivenditori che decidono di aderirvi e di commercializzare i prodotti che rispondono alle specifiche energetiche. Attualmente possono essere etichettati computer, monitor, stampanti, fax, affrancatrici, fotocopiatrici, scanner e dispositivi multifunzione. Sono in corso di definizione i nuovi criteri per i monitor e per le apparecchiature per la gestione delle immagini.

Figura 3.5 Il Logo del Programma Energy Star per le apparecchiature per ufficio



I **requisiti minimi obbligatori di rendimento** impongono il rispetto di valori minimi di efficienza energetica ai fini dell'immissione sul mercato comunitario dei prodotti ai quali si riferiscono. I prodotti conformi ai requisiti di efficienza della direttiva devono comunque recare la marcatura "CE" e le relative informazioni allo scopo di poter circolare liberamente. Allo stato attuale tali requisiti sono stati definiti per le caldaie con la direttiva 92/42/CEE²²⁵, per i frigoriferi e i congelatori con la

²²⁴ Regolamento (CE) 2422/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 6 novembre 2001 concernente un programma comunitario di etichettatura relativa ad un uso efficiente dell'energia per le apparecchiature per ufficio, in GUCE L 332 del 15 dicembre 2001.

²²⁵ Direttiva 92/42/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, concernente i requisiti di rendimento per le nuove caldaie ad acqua calda alimentate con combustibili liquidi o gassosi, in GUCE L 167 del 22 giugno 1992.

direttiva 96/57/CE²²⁶ e per gli alimentatori per lampade fluorescenti compatte con la direttiva 2000/55/CE²²⁷.

Gli **Accordi volontari** per il miglioramento dell'efficienza energetica dei prodotti infine, rappresentano degli strumenti innovativi che si accostano alle più classiche misure di tipo obbligatorio. Si tratta di accordi negoziati dalle Associazioni europee dei produttori che assumono la forma di un "impegno unilaterale" dell'industria all'adozione di determinati comportamenti. Tali impegni, una volta accettati dall'Autorità preposta – Commissione e Stati membri – comportano il vincolo all'astensione dall'adozione di misure legislative in quella stessa materia per il periodo di durata dell'accordo. Ad oggi cinque tipologie di apparecchi sono oggetto di questo tipo di accordi: dal 1996 televisori e videoregistratori in modalità *stand by* e lavatrici, dal 1999 lavastoviglie, dal 2000 scaldacqua elettrici e dal 2002 frigoriferi e congelatori.

Tutti gli accordi volontari che coinvolgono gli elettrodomestici bianchi utilizzano l'etichetta energetica e la dichiarazione delle prestazioni e delle caratteristiche degli apparecchi etichettati come base tecnica e legale nella definizione dei prodotti.

3.1.3 La proposta di direttiva concernente l'efficienza negli usi finali dell'energia ed i servizi energetici

Nel dicembre 2003 la Commissione ha reso pubblica una proposta di direttiva sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici²²⁸ come parte di un pacchetto più ampio sulla "sicurezza della fornitura", comprendente misure atte a promuovere gli investimenti nel settore dell'energia al fine di rafforzare la concorrenza e prevenire il verificarsi di black-out²²⁹.

²²⁶ Direttiva 96/57/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 3 settembre 1996 sui requisiti di rendimento energetico di frigoriferi, congelatori e loro combinazioni di uso domestico, in GUCE n. L 236 del 18 settembre 1996.

²²⁷ Direttiva 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 settembre 2000, sui requisiti di efficienza energetica degli alimentatori per lampade fluorescenti, in GUCE n. L 279 del 1 novembre 2000.

²²⁸ Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici COM/2003/0739 def. del 10 dicembre 2003 – COD 2003/0300.

²²⁹ Oltre alla proposta di direttiva sugli usi finali dell'energia ed i servizi energetici, il pacchetto di proposte, adottato dalla Commissione il 10 dicembre 2003 comprende: una proposta di direttiva del

Tabella 3.3 UE 15 – Panoramica delle politiche rivolte alle aziende di trasmissione, distribuzione e/o vendita di energia elettrica e gas in relazione all'efficienza energetica (gennaio 2003)

Stato	Efficienza energetica nell'uso dell'elettricità			Efficienza energetica nell'uso del gas		
	Fondo Dedicato per l'efficienza energetica	Obblighi all'efficienza energetica	Regolazione tariffaria appropriata, Accordi negoziati	Fondo Dedicato per l'efficienza energetica	Obblighi all'efficienza energetica	Regolazione tariffaria appropriata, Accordi negoziati
Austria						
Belgio	X ¹	X ¹	A	X ¹		A
Danimarca	X	X	A, R		X	A, R
Finlandia			A			A
Francia			A			A
Germania			A			A
Grecia	?	?	?	?	?	?
Irlanda		X	A			
Italia		X	R		X	R
Lussemburgo	?	?	?	?	?	?
Olanda	X ²		A	X ²		A
Portogallo			R			R
Spagna						
Svezia						
UK		X	R		X	R

A – Accordi altri impegni negoziati per Attività per l'efficienza energetica o per Obiettivi di risparmio

R – Riduzione dei disincentivi o introduzione di incentivi nelle modalità di regolazione tariffaria in segmenti di monopolio

? – Non si è potuta ottenere alcuna informazione nel corso dello studio: l'indagine non ha prodotto risultati

1 – L'attuale sovrapprezzo di 0,0248 cent €/kWh nel settore dell'elettricità e gas sta per essere abolito. Invece verranno introdotti obblighi di risparmio per le aziende che gestiscono la rete elettrica e del gas in tutto il Belgio, simili a quelli già imposti nelle Fiandre nel gennaio 2002.

2 – Attività per l'efficienza energetica finanziate grazie a tasse sull'energia e amministrare dalle aziende energetiche.

Fonte: Politecnico di Milano – gennaio 2003

Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture (COM/2003/0740 def.), una proposta di decisione del Parlamento europeo e del Consiglio che stabilisce orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia e abroga le decisioni 96/391/CE e 1229/2003/CE (COM/2003/0742 def.) e una proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas COM/2003/0741 def.

Provvedimenti a favore del controllo della domanda come alternativa alla nuova fornitura di energia erano già stati adottati dal legislatore comunitario nelle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'elettricità e del gas naturale. Tali direttive prevedono infatti la possibilità per gli Stati membri di bandire gare pubbliche oltre che per l'installazione di nuova capacità anche per l'efficienza energetica e per misure di gestione della domanda²³⁰. Le Autorità di regolamentazione nazionali sono state inoltre chiamate a garantire che le tariffe di trasmissione e distribuzione tengano conto di tali misure di gestione della domanda, permettendo così il recupero dei costi ed un ragionevole margine di profitto nella fissazione delle tariffe.

Tali disposizioni non sono tuttavia sufficienti a promuovere adeguatamente il miglioramento dell'efficienza negli usi finali di energia, obiettivo al cui conseguimento è ora espressamente indirizzata la proposta della Commissione.

La Commissione parte dalla considerazione che, nonostante l'elevato potenziale di risparmi conseguibili, la completa integrazione delle misure di efficienza negli usi finali nel mercato interno dell'energia è impedita da una serie di ostacoli, ascrivibili, tra l'altro, alla mancanza di un quadro armonizzato e credibile di strumenti, meccanismi, definizioni e informazioni relative ai servizi e alle misure nel settore dell'efficienza energetica.

Altri ostacoli sono costituiti, tra l'altro, dalle barriere istituzionali e legali, dalla frammentazione del mercato dell'efficienza, dalla mancanza di visibilità dei risparmi potenziali, dal limitato accesso al capitale e dalla scarsa conoscenza dell'economicità, della redditività e dei rischi inerenti gli investimenti nell'efficienza negli usi finali dell'energia.

La proposta di direttiva si propone dunque di contribuire alla rimozione di tali ostacoli fornendo un quadro istituzionale, finanziario e legale in grado di sostenere lo sviluppo di un mercato delle misure relative all'efficienza energetica ben funzionante, economicamente redditizio e concorrenziale. Il mercato dell'efficienza potrebbe infatti

²³⁰ In proposito vedi § 1.1.2.

attivare su scala europea un fatturato di 5-10 miliardi di euro l'anno, con ricadute positive sul fronte occupazionale, economico²³¹ ed ambientale.

D'altra parte in alcuni Stati membri sono già operativi dei mercati di servizi per l'efficienza energetica – principalmente rivolti ai clienti più grandi – e questo sviluppo potrebbe essere accelerato grazie ad opportune politiche di sostegno su scala comunitaria. La Commissione sta considerando anche l'opportunità di introdurre a livello comunitario il sistema dei Certificati Bianchi²³², ossia un sistema di promozione degli interventi di efficienza energetica basato su meccanismi di mercato, già sperimentato in Gran Bretagna, ed in fase di attuazione in Italia e Francia.

La proposta di direttiva prevede dunque un ventaglio di misure da adottarsi da parte degli Stati membri tra cui le principali sono le seguenti:

- fornire informazioni affidabili, meccanismi, strumenti ed incentivi alle imprese, in particolare quelle distributrici di energia, i rivenditori di energia al dettaglio, le imprese di servizi energetici²³³, gli installatori di impianti, i consulenti e tutti gli altri prestatori di servizi energetici qualificati, in modo da assicurare l'offerta di servizi energetici, la loro realizzazione ed il loro finanziamento;
- istituire programmi per l'efficienza energetica che promuovano e facilitino l'offerta di servizi energetici e misure di efficienza energetica;
- adottare **obiettivi nazionali** generali di risparmi cumulativi pari all'1% annuo. I primi risparmi nella distribuzione e/o nelle vendite al dettaglio ai clienti finali previsti da questo obiettivo dovranno essere realizzati nel primo anno civile successivo all'anno di recepimento della direttiva. I risparmi aumenteranno con

²³¹ Si stima che il costo medio dell'elettricità risparmiata nel settore domestico sia di 2,6 c €/kWh, contro un costo medio di generazione di 3,9 c €/kWh.

²³² Per Certificati Bianchi, come vedremo successivamente al § 3.2.2 si intendono certificati rilasciati da organismi autonomi di certificazione attestanti la veridicità delle affermazioni degli operatori che annunciano risparmi di energia grazie a misure che aumentano l'efficienza energetica negli usi finali.

²³³ La proposta definisce i servizi energetici come "il benessere fisico offerto agli utilizzatori finali dell'energia derivante dalla combinazione di energia e di tecnologie che utilizzano l'energia e, in alcuni casi, le attività di gestione e di manutenzione necessarie alla prestazione del servizio (esempi: comfort termico negli edifici, illuminazione, acqua calda nelle abitazioni civili, refrigerazione, fabbricazione di prodotti ecc.) che rispetta i requisiti di qualità e migliora l'efficienza energetica, stipulata contrattualmente per un determinato periodo di tempo e pagato direttamente dal cliente o dall'agente che ne beneficia".

l'applicazione cumulativa degli obiettivi degli anni seguenti, fino al 2012, per un massimo di 6 anni. L'obbligo deve essere espresso in termini di quantità di energia risparmiata grazie alle misure di efficienza energetica e deve avere effetti verificabili;

- adottare un obiettivo espresso in termini di miglioramento annuale dell'efficienza energetica totale nel settore pubblico pari all'1,5% cumulativo annuo, attribuibile alla realizzazione di servizi energetici, di programmi per l'efficienza energetica e di altre misure di efficienza energetica nel settore pubblico. Il raggiungimento di tale obiettivo contribuirà al raggiungimento dell'obiettivo generale;
- nominare un ente o un'agenzia con compiti di controllo e verifica del rispetto degli obblighi in materia di risparmio energetico e delle obbligazioni relative ai servizi energetici;
- istituire, qualora ritenuto opportuno, uno o più fondi per sovvenzionare la fornitura di programmi e misure per l'efficienza energetica e per promuovere lo sviluppo di un mercato dei servizi energetici. Tali fondi dovrebbero prevedere sovvenzioni, prestiti, garanzie finanziarie e altre tipologie di finanziamento capaci di garantire i risultati ed essere offerti a tutti i fornitori qualificati di servizi, programmi ed altre misure per l'efficienza energetica operanti sul mercato interno quali le società di servizi energetici (ESCO)²³⁴, i consulenti indipendenti nel settore dell'energia e gli installatori;
- garantire che i venditori al dettaglio o i distributori di elettricità, gas naturale, combustibile per il riscaldamento o teleriscaldamento offrano e promuovano attivamente i servizi energetici e/o le diagnosi energetiche. I servizi energetici e le misure di efficienza energetica dovrebbero essere offerti a tutti i settori in cui vi è uso finale di energia, inclusi i settori dell'utenza domestica e commerciali, il settore pubblico e le piccole e medie imprese. Devono essere istituiti sistemi di qualificazione, certificazione e accreditamento dei fornitori dei servizi energetici;

²³⁴ Meglio note come ESCo, definite dalla proposta come "società che forniscono servizi energetici, programmi per l'efficienza energetica e altre misure per l'efficienza energetica per le installazioni dell'utilizzatore e accettano un certo margine di rischio tecnico e, talora, anche finanziario". Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul raggiungimento degli standard di qualità di rendimento e/o sui miglioramenti dell'efficienza energetica.

- provvedere affinché siano eliminati gli incentivi all'aumento del volume di energia trasmessa, o le vendite di energia incluse nel sistema di tariffazione dei segmenti in monopolio dell'energia di rete. Gli investimenti in programmi di efficienza energetica effettuati dalle imprese distributrici di energia possono essere recuperati includendo le relative spese nelle tariffe di distribuzione;
- garantire che l'utilizzatore finale riceva a prezzi concorrenziali letture individuali e fatture informative che riflettano il suo consumo energetico reale e, se possibile e conveniente, il momento in cui l'energia è stata utilizzata. La misurazione e la fattura dovrebbero pertanto includere informazioni sui prezzi e sul consumo, sull'impatto ambientale²³⁵ e altri dettagli tecnici che permettano ai consumatori di regolare e di adattare i propri consumi;
- redigere una relazione sulla gestione e sull'attuazione della direttiva.

La proposta copre tutti i settori d'uso²³⁶ e tutti i vettori di energia e costituisce quindi un ampliamento anche per paesi che hanno già in corso o pianificato attività di risparmio relative ad elettricità e gas²³⁷. Si tratta di uno strumento molto ambizioso che, se passerà nell'attuale formulazione, potrebbe dare un notevole contributo alla realizzazione dei vantaggi economici e ambientali connessi all'uso efficiente dell'energia a livello comunitario. Tale potenzialità sembra tuttavia essere messa a rischio dal protrarsi dei tempi per la sua adozione.

²³⁵ Tale disposizione deve coordinarsi con quanto già previsto dalla direttiva 2003/54/CE in materia di fatturazione, vedi § 1.1.2.

²³⁶ Tranne le attività ad alta intensità energetica e le altre attività con un elevato livello di emissioni elencate all'allegato I della direttiva sullo scambio dei diritti di emissione (direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, in GUUE L 275 del 25 ottobre 2003) e le attività di cui all'allegato I della direttiva IPPC (direttiva 96/61/CE del Consiglio del 24 settembre 1996 sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento, in GUCE L 257 del 10 ottobre 1996). Ciò significa che la proposta concerne circa il 75% delle industrie dell'Unione europea e il loro potenziale di risparmio. Sono esclusi inoltre i mezzi di trasporto marittimo ed aereo.

²³⁷ L. Pagliano: "Usi finali in direttiva", in QualEnergia n. II-1, gennaio-febbraio 2004.

PRINCIPALI DISPOSIZIONI IN MATERIA DI EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI	
Legislazione in vigore	
Misura	Principali previsioni
Direttiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico nell'edilizia (recepimento entro il 4 gennaio 2006)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ adozione di una metodologia per il calcolo del rendimento energetico integrato degli edifici; ▪ applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici di nuova costruzione; ▪ applicazione di requisiti minimi in materia di rendimento energetico degli edifici esistenti di metratura superiore a 1.000 m² sottoposti a importanti ristrutturazioni; ▪ certificazione energetica degli edifici; ▪ ispezione periodica delle caldaie e dei sistemi di condizionamento d'aria negli edifici, nonché perizia del complesso degli impianti termici le cui caldaie abbiano più di 15 anni
Regolamento (CE) 2422/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 6 novembre 2001 concernente un programma comunitario di etichettatura relativa ad un uso efficiente dell'energia per le apparecchiature per ufficio	Il regolamento stabilisce le norme relative ad un programma comunitario di etichettatura energetica delle apparecchiature per ufficio denominato "Programma Energy Star". Il programma istituisce ed utilizza un apposito logo per riconoscere i prodotti che rappresentano un uso efficiente dell'energia
Direttiva 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 settembre 2000 sui requisiti di efficienza energetica degli alimentatori per lampade fluorescenti	La direttiva è intesa a ridurre il consumo di energia degli alimentatori per lampade fluorescenti passando progressivamente dagli alimentatori a minor rendimento a quelli a maggior rendimento. Gli alimentatori per lampade fluorescenti conformi ai requisiti di efficienza energetica della direttiva devono recare la marcatura "CE" e le relative informazioni allo scopo di poter circolare liberamente
Direttiva 92/75/CEE del Consiglio, del 22 settembre 1992, concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse degli apparecchi domestici, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti	La direttiva prevede l'armonizzazione delle misure nazionali sulla pubblicazione, in particolare mediante schede informative ed etichettatura, di informazioni sul consumo di energia ed altre risorse essenziali, relativamente ai i tipi seguenti di apparecchi domestici, anche se venduti per uso non domestico: frigoriferi, congelatori e loro combinazioni; lavatrici, essiccatori e loro combinazioni; lavastoviglie; forni; scalda-acqua e serbatoi di acqua calda; fonti di illuminazione e condizionatori d'aria. Il sistema di etichettatura si basa sulla classificazione degli apparecchi in una scala decrescente di sette classi identificate dalle lettere da A a G, in conformità con il loro diverso grado di efficienza energetica. Alla direttiva è stata data attuazione nel tempo attraverso le seguenti direttive: direttiva 2002/40/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico; direttiva 2002/31/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia dei

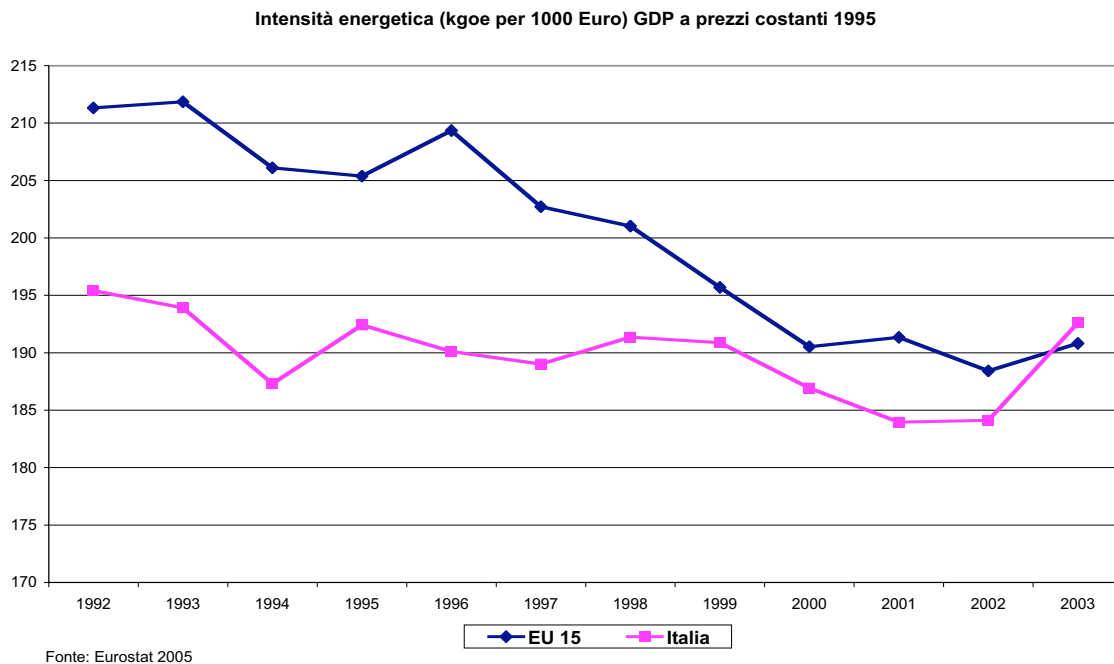
	condizionatori d'aria per uso domestico; direttiva 1999/9/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia delle lavastoviglie domestiche; direttiva 98/11/CE relativa all'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico; direttiva 96/60/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo di energia delle lavasciugabiancheria domestiche; direttiva 95/13/CE relativa all'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle asciugabiancheria domestiche; direttiva 95/12/CE relativa all'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lavatrici domestiche; direttiva 94/2/CE relativa all'etichettatura indicante il consumo d'energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, recentemente modificata dalla direttiva 2003/66/CE
Legislazione in corso di adozione	
Proposta	Principali previsioni
COM (2003) 739 def. Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza negli usi energetici finali e sui servizi energetici	<ul style="list-style-type: none"> ▪ fissazione di obiettivi nazionali generali di risparmi cumulativi pari all'1% della quantità di energia distribuita e/o venduta ai clienti finali, fino al 2012 per un massimo di 6 anni; ▪ fissazione di un corrispondente obiettivo di risparmio cumulativo annuo dell'energia distribuita e/o venduta al settore pubblico pari all'1,5%; ▪ razionalizzazione delle disposizioni legislative e regolamentari che impediscono o limitano l'utilizzo di strumenti finanziari e contratti di risparmio energetico nel mercato dei servizi energetici; ▪ partecipazione di venditori al dettaglio e/o distributori di elettricità, gas naturale, combustibile o teleriscaldamento alla promozione dei servizi energetici e delle diagnosi energetiche; ▪ Nomina di un ente o un'agenzia di controllo del rispetto degli obblighi previsti dalla direttiva; ▪ Istituzione di programmi per l'efficienza energetica; ▪ letture individuali e fatture informative per l'utilizzatore finale che riflettano il suo consumo energetico reale e, possibilmente, il momento in cui l'energia è stata utilizzata
COM(2003) 453 def. Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla istituzione di un quadro per la elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio	<ul style="list-style-type: none"> ▪ possibilità per la Commissione di adottare misure di esecuzione della direttiva che introducano specifiche particolari per la progettazione ecocompatibile; ▪ libera immissione nel mercato dei prodotti che consumano energia conformi alle misure di esecuzione applicabili, se esistenti; ▪ marcatura "CE" dei prodotti che consumano energia che ottemperano alle specifiche fissate

3.2 Il contesto nazionale

3.2.1 La legge n. 10 del 9 gennaio 1991

Se rispetto agli altri paesi europei²³⁸ l'Italia si è caratterizzata storicamente come un paese dall'elevata efficienza energetica, negli ultimi anni tale posizione leader si è andata progressivamente ridimensionando. Dal 1992 al 2003 infatti, la riduzione dell'intensità energetica nell'UE 15 è stata del 9,7%, mentre in Italia ci si è attestati solo intorno all'1,4%²³⁹.

Figura 3.6 Intensità energetica dell'Italia rispetto all'UE 15 nel periodo 1992-2003

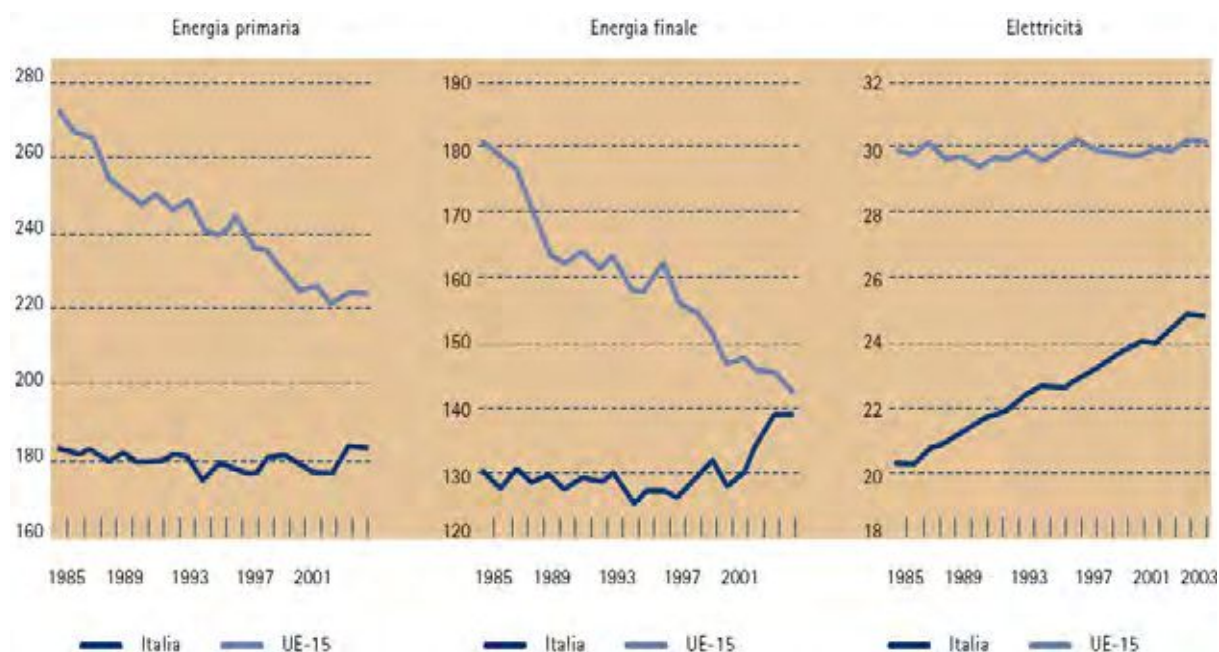


²³⁸ Il riferimento è all'Europa a 15; i paesi di nuova adesione sono caratterizzati infatti da un'efficienza energetica più bassa.

²³⁹ http://epp.eurostat.cec.eu.int/portal/page?_pageid=1996,39140985&_dad=portal&_schema=PORTAL&screen=detailref&language=en&product=sdi_cc&root=sdi_cc/sdi_cc/sdi_cc_ene/sdi_cc2100.

Tale tendenza è coerente con quanto affermato dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas nella Relazione annuale recentemente pubblicata²⁴⁰, nella quale si evidenzia come il confronto con i valori medi a livello dell’UE 15 per il periodo 1985-2004 metta in luce una notevole asimmetria dell’Italia, rispetto all’Unione europea nel suo complesso, relativamente a quasi tutti gli indici di intensità energetica.

Figura 3.7 Intensità energetica italiana rispetto all’UE 15 nel periodo 1985-2004



tep/milioni di euro

Fonte: AEEG – Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta – giugno 2005

Secondo l’Autorità i motivi sottesi a tale situazione sono da ricercarsi principalmente nella natura dello sviluppo industriale italiano e nell’inadeguato impegno in termini di programmazione e di risorse, in particolare per il risparmio energetico²⁴¹.

²⁴⁰ Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Relazione annuale sullo stato dei servizi e dell’attività svolta, anno 2005.

²⁴¹ In relazione al primo dei due fattori, l’Autorità fa notare come “il più tardivo sviluppo industriale dell’Italia ha fatto sì che a metà degli anni 80 il sistema produttivo del nostro paese potesse contare su tecnologie e processi produttivi relativamente nuovi ed efficienti rispetto a quelli diffusi nelle economie industriali più antiche, che partivano in quegli anni da una più elevata intensità dei consumi industriali”. L’iniziale vantaggio tecnologico non è stato però mantenuto dato il mancato successivo ammodernamento degli impianti produttivi ed il prevalere di un modello di sviluppo industriale basato sulle piccole e medie imprese che non hanno potuto beneficiare dell’effetto di scala sui consumi di

In tale contesto, sembra dunque necessario adottare efficaci politiche di gestione e di controllo della domanda elettrica²⁴², le quali possono produrre risultati apprezzabili in termini di diminuzione dei consumi, in tempi ed a costi contenuti. Gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali sono infatti costo-efficienti in quanto i loro costi sono inferiori ai benefici ottenibili e, di norma, più bassi del valore dell'energia risparmiata.

Accanto ai benefici in termini di sicurezza del sistema elettrico, le politiche di gestione e controllo della domanda consentono inoltre il conseguimento di ulteriori benefici. In particolare esse possono fornire un contributo rilevante alla riduzione delle emissioni della filiera elettrica – soprattutto quelle di CO₂ – alla riduzione della dipendenza energetica dall'estero con conseguente miglioramento della bilancia dei pagamenti, allo sviluppo dell'offerta di prodotti e di servizi energetici ed al conseguente aumento della competitività del Paese²⁴³.

In tale ottica, già con le **leggi n. 9 e 10 del 9 gennaio 1991**²⁴⁴ di attuazione del nuovo Piano energetico nazionale, l'Italia si è dotata di alcune disposizioni per promuovere l'uso razionale dell'energia ed il risparmio energetico, alcune delle quali esamineremo qui di seguito.

energia. Per quanto riguarda il secondo fattore invece, l'Autorità evidenzia l'effetto negativo del "ritardo decennale nell'attuazione di programmi di risparmio e razionalizzazione degli usi energetici, il loro limitato rilievo e la loro scarsa efficacia applicativa. Analogamente, secondo l'Autorità, non hanno inciso favorevolmente sull'intensità degli usi energetici nazionali "il ridotto impegno nello sviluppo delle energie rinnovabili e il mancato coinvolgimento dell'industria attraverso sia opportuni stimoli sia progetti di ricerca e sviluppo di portata nazionale".

²⁴² Tali politiche includono diversi tipi di misure, che vanno da misure orientate al conseguimento di riduzioni dei picchi di consumo nel breve o brevissimo periodo a misure orientate invece ad ottenere un abbassamento della curva di domanda graduale ma distribuito omogeneamente su più intervalli di tempo.

²⁴³ Segnalazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al Governo in merito a possibili interventi per il controllo della domanda di energia elettrica in occasione della punta estiva, 19 maggio 2004.

²⁴⁴ Legge 9 gennaio 1991, n. 9 recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali", in GU Suppl. Ordin. n° 13 del 16/01/1991 e Legge 9 gennaio 1991, n. 10, recante "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia" sempre in GU Suppl. Ordin. n° 13 del 16/01/1991.

L'art. 31 della legge 9/91 prevedeva l'istituzione del marchio "Risparmio Energetico" per apparecchi domestici e sistemi e dispositivi di illuminazione ad alto rendimento, il quale avrebbe dovuto premiare i modelli a maggiore efficienza energetica con un "marchio di qualità" per favorirne la diffusione tra i consumatori. Il marchio tuttavia non è mai stato istituito per la contemporanea implementazione a livello comunitario della direttiva quadro 92/75/CEE e delle sue direttive di applicazione.

La legge 10/91 prevedeva invece un corpo più cospicuo di norme in materia di uso razionale dell'energia al fine dichiarato di migliorare i processi di trasformazione dell'energia, di ridurre i consumi e migliorare le condizioni di compatibilità ambientale dell'utilizzo dell'energia a parità di servizio reso e di qualità della vita. Come abbiamo visto nel § 2.2 l'art. 1 della legge confermava la definizione di energie rinnovabili introdotta dalla legge 308/82 ed introduceva la categoria delle **fonti di energia assimilate alle rinnovabili**, così individuate:

- la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e calore²⁴⁵;
- il calore recuperabile dai fumi di scarico, impianti termici, elettrici e da processi industriali;
- le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti, ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.

L'uso razionale dell'energia veniva dunque considerato come una vera e propria fonte di energia, la cui disciplina ha proceduto per lungo tempo di pari passo con la disciplina delle fonti rinnovabili. È importante notare che a livello comunitario invece, le due tematiche sono considerate aspetti diversi di una politica energetica sostenibile.

Tornando al corpo della normativa, l'art. 4 prescrive l'emanazione di tutta una serie di norme attuative e sulle tipologie tecnico-costruttive in merito all'edilizia, all'impiantistica in genere ed ai trasporti, alcune delle quali non sono mai state emanate²⁴⁶.

²⁴⁵ La cogenerazione, in quanto fonte assimilata alle fonti rinnovabili, ha beneficiato del sistema di incentivi noto come CIP 6 di cui al § 3.2.1.

²⁴⁶ Tra le diverse disposizioni rimaste inattuato troviamo quella contenuta nel comma 7 dell'art. 4, che prevedeva l'emanazione di norme idonee a rendere apprezzabile il conseguimento dell'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili nei criteri di aggiudicazione delle gare di appalto

Con gli articoli 8²⁴⁷, 10 e 13 viene delegato alle Regioni e alle Province Autonome il sostegno contributivo in conto capitale per l'utilizzo delle fonti rinnovabili in edilizia e in agricoltura, per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario.

Una innovazione di rilievo è rappresentata poi dalla creazione della figura degli Energy Manager, figure professionali responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia per i soggetti che operano nei settori industriali, civile, terziario e dei trasporti che nell'anno precedente abbiano avuto un consumo di energia rispettivamente superiore a 10.000 tep per il settore industriale ovvero a 1.000 tep per tutti gli altri settori²⁴⁸. Tali figure hanno la funzione di individuare le azioni, gli interventi, le procedure e quanto altro necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, assicurare la predisposizione di bilanci energetici in funzione anche dei parametri economici e degli usi energetici finali, predisporre i dati energetici relativi alle proprie strutture ed imprese.

Dato l'alto potenziale di risparmio ottenibile nel settore dell'edilizia, il Titolo II della legge 10/91 adotta poi un quadro di norme mirato al contenimento dei consumi di energia negli edifici e relativo a progettazione, messa in opera ed esercizio di edifici e di impianti, limiti ai consumi di energia²⁴⁹, certificazione energetica degli edifici, esercizio e manutenzione degli impianti²⁵⁰, controlli e verifiche²⁵¹.

economicamente rilevanti per la fornitura di beni e servizi per conto della pubblica amministrazione, degli enti territoriali e delle relative aziende e degli istituti di previdenza ed assicurazione.

²⁴⁷ In particolare l'art. 8 prevedeva la concessione di contributi in conto capitale nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento ammissibile documentata per una serie di interventi, quali: la coibentazione negli edifici esistenti; l'installazione di nuovi generatori di calore ad alto rendimento sia negli edifici di nuova costruzione sia in quelli esistenti; l'installazione di pompe di calore; l'installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore; l'installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica; installazione di sistemi di controllo integrati e di contabilizzazione differenziata dei consumi di calore nonché di calore e acqua sanitaria di ogni singola unità immobiliare; trasformazione di impianti centralizzati di riscaldamento in impianti unifamiliari a gas dotati di sistema automatico di regolazione della temperatura; installazione di sistemi di illuminazione ad alto rendimento anche nelle aree esterne.

²⁴⁸ Tali soggetti devono comunicare il nome del responsabile designato al Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato entro il 30 aprile di ogni anno a pena di decadenza degli incentivi previsti dalla stessa legge.

²⁴⁹ Come vedremo successivamente in questo paragrafo, i consumi di energia termica ed elettrica ammessi per gli edifici sono limitati secondo quanto previsto dai decreti di cui all'articolo 4, in particolare

Diverse sono le disposizioni innovative. L'art. 26 in particolare prevede che gli edifici pubblici e privati – qualunque ne sia la destinazione d'uso – e gli impianti non di processo ad essi associati devono essere progettati e messi in opera in modo tale da contenere al massimo, in relazione al progresso della tecnica, i consumi di energia termica ed elettrica. Esso introduce inoltre il principio della decisione a maggioranza nell'assemblea di condominio per le innovazioni relative all'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore e per il conseguente riparto degli oneri di riscaldamento in base al consumo effettivamente registrato. Sempre lo stesso articolo stabilisce che gli impianti di riscaldamento al servizio di edifici di nuova costruzione devono essere progettati e realizzati in modo tale da consentire l'adozione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore per ogni singola unità immobiliare. Un ruolo prioritario per la diffusione delle fonti rinnovabili di energia o assimilate viene affidato alla Pubblica Amministrazione, la quale è tenuta a soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di cui è proprietaria ricorrendo alle fonti menzionate, salvo impedimenti di natura tecnica o economica.

Un'ultima disposizione interessante è infine quella contenuta nell'art. 30 relativo alla certificazione energetica degli edifici, la quale però, in mancanza dei decreti applicativi previsti, è rimasta sostanzialmente inapplicata. La disposizione prevedeva che in caso di compravendita e locazione, il certificato energetico – dalla validità temporanea di cinque anni – avrebbe dovuto essere portato a conoscenza dell'acquirente o del locatario dell'intero immobile o della singola unità immobiliare²⁵².

in relazione alla destinazione d'uso degli edifici stessi, agli impianti di cui sono dotati e alla zona climatica di appartenenza.

²⁵⁰ L'art. 31 introduce la figura del terzo responsabile durante l'esercizio degli impianti delle misure necessarie per contenere i consumi di energia, entro i limiti di rendimento previsti dalla normativa vigente in materia. La disposizione introduce altresì l'obbligo per le Province e Comuni con più di 40.000 abitanti di effettuare controlli e verificare l'osservanza delle norme relative al rendimento di combustione degli impianti termici.

²⁵¹ L'art. 33 prevede che sia il Comune a procedere al controllo dell'osservanza delle norme della legge in relazione al progetto delle opere, in corso d'opera ovvero entro cinque anni dalla data di fine lavori dichiarata dal committente.

²⁵² Tale disposizione, sebbene inattuata, anticipa di diversi anni le disposizioni in materia previste dalla direttiva 2002/91/CE che, come abbiamo visto al § 3.1.1, dovranno essere recepite nei paesi membri entro il 4 gennaio 2006.

L'obbligatorietà della certificazione energetica degli edifici è stata comunque recentemente introdotta dalla direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 4 gennaio 2006. Come vedremo al § 3.2.5, in anticipo rispetto alla scadenza, il legislatore nazionale ha recentemente adottato il decreto legislativo di attuazione della direttiva.

Tra i vari decreti di attuazione previsti dalla legge 9/91, particolare rilevanza assume il **DPR 26 agosto 1993, n. 412**²⁵³ che ha introdotto norme precise sui rendimenti degli impianti termici nonché sulle modalità di controllo e verifica da parte delle Province e dei Comuni. In particolare il decreto ha previsto:

- la suddivisione del territorio nazionale in sei zone climatiche in funzione dei "gradi giorno" comunali e indipendentemente dall'ubicazione geografica;
- la durata giornaliera di attivazione e il periodo annuale di accensione degli impianti di riscaldamento per ogni zona climatica;
- la classificazione degli edifici in otto categorie a seconda della destinazione d'uso stabilendo per ogni categoria di edifici la temperatura massima interna consentita; ha inoltre previsto che gli impianti termici nuovi o ristrutturati debbano garantire un rendimento stagionale medio che va calcolato in base alla potenza termica del generatore;
- i valori limite di rendimento per i generatori di calore ad acqua calda e ad aria calda;
- la manutenzione periodica e annuale degli impianti termici.

Nonostante l'innovatività e validità di molte previsioni della legge 10/91, essa non ha ottenuto molti risultati in termini operativi. Questo è dipeso non solo dalla mancata adozione di molti dei decreti attuativi, ma anche dalla mancanza di definizione, nella

²⁵³ DPR 26 agosto 1993, n. 412, concernente un "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 10. Il DPR è stato successivamente modificato ed integrato dal DPR 21 dicembre 1999, n. 551, concernente un "Regolamento recante modifiche al DPR 26 agosto 1993 n. 412, in materia di progettazione esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia" e dal decreto del Ministero delle Attività Produttive "Aggiornamenti agli allegati F e G del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia".

struttura normativa, di obiettivi minimi, in termini di efficienza e risparmio energetico e di responsabilità associate. Spetterà agli strumenti normativi successivi cercare di superare questi limiti.

3.2.2 Il decreto Bersani e il sistema dei Certificati Bianchi

In occasione del recepimento della direttiva 96/92/CE nell'ordinamento nazionale per mezzo del DLgs 79/99, tra gli obblighi di servizio pubblico posti a carico dei distributori di energia elettrica è stata prevista una disposizione specifica in materia di efficienza energetica. L'art. 9 del decreto Bersani prevede infatti che nelle concessioni relative al servizio di distribuzione siano previste misure di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia secondo obiettivi quantitativi da determinarsi con successivo decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministro dell'Ambiente. Successivamente l'art. 16 del DLgs 23 maggio 2000 n. 164²⁵⁴ prevedeva analoga disposizione per il settore del gas.

Nell'aprile del 2001, in ritardo rispetto ai tempi previsti, i Ministeri competenti hanno dunque adottato due decreti di attuazione²⁵⁵ i quali hanno introdotto in Italia i c.d. **Titoli di Efficienza Energetica (TEE)**, meglio noti come **Certificati Bianchi**. Per necessità di coerenza in questa sede analizzeremo il solo decreto relativo al settore elettrico, tenendo però a mente che quanto diremo è applicabile anche al settore gas, in quanto si tratta di decreti gemelli e speculari, dal contenuto pressoché identico. Il sistema dei Certificati Bianchi è già stato implementato in Gran Bretagna, è in preparazione in Francia ed in considerazione in Olanda. La stessa Commissione

²⁵⁴ Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144" pubblicato nella GU n. 142 del 20 giugno 2000.

²⁵⁵ Rispettivamente decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001, recante "Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001 recante "Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164", entrambi pubblicati nel Suppl. Ord., n. 125 alla GU, serie Generale, n. 117 del 22 maggio 2001.

Europea, come evidenziato al § 3.1.3, sta esaminando l'opportunità di introdurre uno schema comunitario per i Certificati Bianchi a livello comunitario al fine di permettere un commercio reale tra gli Stati membri per quanto riguarda l'efficienza energetica. Studi portati avanti per il Progetto SAVE "White and Green"²⁵⁶ hanno concluso infatti che attraverso l'introduzione di questo sistema nei settori terziario e dei servizi, possono essere ottenuti risparmi dell'ordine del 15% a costo zero, e che nel caso in cui vengano prese in considerazione anche le esternalità ambientali, il potenziale di risparmio salirebbe fino al 35%.

In analogia con i Certificati Verdi diretti a promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il sistema dei Certificati Bianchi mira ad incentivare il risparmio energetico in modo costo-efficace e conforme alla liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas operata dalle direttive comunitarie.

In virtù di tale sistema i distributori che al 2001 servivano più di 100.000 clienti finali, sono vincolati a conseguire **obiettivi annui di risparmio energetico** attraverso la realizzazione di progetti ed interventi. Tale obbligo può essere rispettato sia realizzando in proprio gli interventi, sia avvalendosi di società di servizi collegate, sia acquistando i corrispondenti Certificati Bianchi sul mercato. Tali titoli, ognuno dei quali certifica il conseguimento di risparmi di energia primaria pari a una tonnellata equivalente di petrolio (tep)²⁵⁷, vengono emessi annualmente dal Gestore del Mercato Elettrico²⁵⁸ a favore dei singoli distributori in seguito all'accertamento dei risultati conseguiti. I Certificati possono essere emessi anche a favore delle società operanti nel settore dei servizi energetici – di cui parleremo ampiamente in seguito – per progetti da queste realizzati autonomamente.

²⁵⁶ The "White and Green" Consortium: "White and Green" Project: Comparison of Market – Based Instruments to Promote Energy Efficiency.

²⁵⁷ Vedi l'art. 17.2 della deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei Decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in G.U Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

²⁵⁸ Ai sensi dell'art. 4 del decreto MICA del 2001 tale funzione era attribuita invece all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

I Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica, non sono altro dunque che dei documenti negoziabili che testimoniano l'avvenuta realizzazione degli interventi. In questo modo, coniugando un approccio di tipo coercitivo – l'imposizione degli obiettivi quantitativi – ad uno di mercato – la negoziabilità dei Certificati – si riducono i costi complessivi connessi al raggiungimento degli obiettivi prefissati. La possibilità di scambiare Titoli di Efficienza Energetica consente infatti ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da soggetti con costi marginali relativamente inferiori, i quali possono trovare conveniente vendere i propri titoli sul mercato.

Il sistema, così come previsto dai due decreti ministeriali del 2001, non è in realtà mai entrato in vigore tanto che, a distanza di tre anni, data la volontà di modificare l'impianto originario, si è ritenuto opportuno procedere alla loro abrogazione e sostituzione con altrettanti decreti, adottati nel luglio del 2004²⁵⁹. Coerentemente con il principio del legittimo affidamento, tuttavia, gli interventi eventualmente effettuati tra il 1° gennaio 2001 ed il 31 dicembre 2004 potranno comunque essere fatti valere entro un periodo massimo di sei anni dalla loro realizzazione a seguito di parere conforme dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Per motivi di convenienza procederemo all'analisi del solo decreto elettrico del 2004.

L'obiettivo che si pone il decreto è quello di conseguire, alla fine del primo quinquennio di applicazione 2005-2009, un risparmio di energia pari a 1,6 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio all'anno, attraverso l'imposizione ai distributori di elettricità che servivano oltre 100.000 clienti finali²⁶⁰ al termine dell'anno 2001, di conseguire complessivamente i seguenti risparmi:

- 0,10 Mtep entro l'anno 2005;

²⁵⁹ Decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. e decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164", entrambi in GU n. 205 del 1 settembre 2004.

²⁶⁰ Si tratta dei seguenti distributori: Enel Distribuzione SpA Roma, ACEA Distribuzione SpA Roma, AEM Distribuzione Energia Elettrica SpA Milano, AEM Torino Distribuzione SpA, ACEGAS SpA Trieste, ASM Brescia SpA, AEC SpA Bolzano, META SpA Modena, Deval SpA Aosta, AMPS SpA Parma.

- 0,20 Mtep entro l'anno 2006;
- 0,40 Mtep entro l'anno 2007;
- 0,80 Mtep entro l'anno 2008;
- 1,60 Mtep entro l'anno 2009.

In pratica i nuovi decreti spostano al 2009 gli obiettivi originariamente previsti per il 2006. La determinazione degli obiettivi specifici in capo ai singoli operatori viene invece effettuata annualmente con delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulla base del rapporto tra l'energia distribuita da ciascun distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e da essi autocertificata, e l'energia complessivamente distribuita sull'intero territorio nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso²⁶¹. Non meno del 50% degli obiettivi così fissati deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi di energia elettrica, da conseguire con misure e interventi ricadenti tipicamente nelle tipologie elencate nella tabella A dell'Allegato I al decreto²⁶².

La quantificazione degli obblighi imposti ai distributori è stata modificata rispetto a quella originariamente prevista dai decreti del 2001. I nuovi decreti hanno infatti non solo alleggerito gli obblighi quantitativi annui²⁶³, ma hanno anche posticipato l'applicazione delle relative sanzioni, che potranno essere comminate solo a seguito del mancato raggiungimento di un obiettivo annuale, entro il biennio successivo all'anno per il quale era stato fissato²⁶⁴.

La verifica del conseguimento dell'obbligo avviene tramite la trasmissione dei Titoli di efficienza energetica posseduti dai distributori all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il

²⁶¹ Gli obiettivi di risparmio da conseguire per gli anni successivi al 2009 così come le modalità di applicazione del meccanismo ai distributori serventi meno di 100.00 clienti finali dovranno essere stabilite con futuro decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, da emanarsi rispettivamente entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto ed entro il 31 dicembre 2005.

²⁶² L'Allegato I – Tipologie di interventi e misure per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, riporta due tabelle, la Tabella A relativa agli interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 2, e la Tabella B relativa ad altri interventi.

²⁶³ Gli obiettivi complessivi di risparmio energetico cumulati nei 5 anni in carico ai distributori di energia elettrica sono passati da 4,3 Mtep a 3,1 Mtep (da 3,5 a 2,7 Mtep per il gas).

²⁶⁴ G. Golini: "Titoli di efficienza energetica: i decreti di revisione", in Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa n. 11/04, pag 1039.

Gas, da effettuarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i titoli, a decorrere dal 2006. I distributori sono tenuti inoltre a dare comunicazione della trasmissione al Ministero delle Attività Produttive, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e alla Regione o Provincia Autonoma competente per territorio. L'Autorità ritira ed annulla i titoli presentati dal distributore fino al raggiungimento dell'obiettivo assegnato; eventuali titoli in eccesso potranno essere utilizzati dal distributore negli anni successivi.

Ai sensi dell'art. 4, infatti le riduzioni dei consumi di energia conseguite annualmente dal singolo distributore nell'ambito di un determinato progetto, concorrono al conseguimento dell'obiettivo complessivo del medesimo distributore per un periodo di cinque anni. Differentemente da quanto stabilito con il decreto del 2001 tuttavia, il comma 9 dello stesso articolo 4 ha differenziato la durata e "bancabilità" dei Certificati per alcuni tipi di intervento. Gli interventi per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo concorrono infatti al conseguimento degli obiettivi complessivi dell'impresa di distribuzione per un periodo di otto anni. Con successivi decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, potranno inoltre essere individuati interventi o misure che concorrono al conseguimento degli obiettivi complessivi delle imprese di distribuzione per un periodo superiore o inferiore a cinque anni.

Qualora i distributori non consegnino un ammontare di titoli equivalenti ad almeno il 50% delle quote di loro competenza nell'anno per il quale sono fissate, ovvero non compensino eventuali inadempienze nel biennio successivo, l'Autorità irrognerà opportune sanzioni amministrative, le quali dovranno essere proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze²⁶⁵.

²⁶⁵ Come evidenziato dall'AEEG nelle sue "Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali", del 4 aprile 2002, stante la limitata disponibilità di dati reali sui costi dei progetti di risparmio prima dell'avvio del meccanismo disegnato dai decreti, il prezzo medio di mercato dei titoli rappresenterà un utile indicatore del costo medio sostenuto

Nel caso tuttavia in cui il distributore non consegni titoli equivalenti al proprio ammontare assegnato, ma per una quota comunque pari o superiore al rapporto tra il valore dei titoli complessivamente emessi, espresso in Mtep, e il valore dell'obbligo nazionale annuale, entrambi riferiti all'anno precedente, è possibile compensare la quota mancante nel biennio successivo senza incorrere in sanzioni.

L'ammontare delle sanzioni non viene prefissato dal decreto, né è stato individuato dall'AEEG, la quale sembra favorire la determinazione ex post della loro entità al fine di evitare che una fissazione preventiva – agendo quale prezzo massimo dei certificati – possa avere effetti distorsivi sul loro mercato²⁶⁶. Nel caso in cui sia noto il valore unitario della sanzione prevista per i distributori inadempienti, verrebbe infatti automaticamente determinato il limite superiore di prezzo dei titoli stessi, oltre il quale non ne risulterebbe economico l'acquisto.

Come vedremo fra poco invece, è previsto che il prezzo dei titoli si formi sul mercato, dipendendo dall'incontro tra l'offerta – determinata dall'ammontare di energia primaria corrispondente agli interventi realizzati e certificati – e la domanda, a sua volta determinata dall'ammontare di risparmi di energia primaria che i distributori avrebbero dovuto conseguire nel periodo di riferimento e che non hanno realizzato.

La contrattazione dei titoli può avvenire sia tramite accordi bilaterali sia sul mercato appositamente creato dal GME nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico²⁶⁷ secondo le regole di funzionamento predisposte d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas²⁶⁸.

per la realizzazione degli interventi e, quindi, del valore medio degli investimenti necessari per compensare eventuali inadempienze.

²⁶⁶ G. Golini: "Titoli di efficienza energetica: i decreti di revisione", in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 11/04, pag 1041.

²⁶⁷ I titoli di efficienza energetica possono essere oggetto di contrattazione tra le parti anche al di fuori della sede predisposta dal GME.

²⁶⁸ Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, adottate d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi

In tale mercato sono ammessi alle contrattazioni tutte le tipologie di titoli individuate nelle Linee guida dell'Autorità, adottate con delibera 103/03²⁶⁹, e cioè:

- a) Titoli di Efficienza Energetica di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- b) Titoli di Efficienza Energetica di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- c) Titoli di Efficienza Energetica di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b).

Come abbiamo visto, l'art. 4 del decreto limita tuttavia la fungibilità dei titoli relativi a vettori energetici diversi, imponendo ai distributori di conseguire almeno il 50% dei risparmi attraverso interventi indicati dagli allegati ai rispettivi decreti. La valutazione dei risultati conseguiti, in termini di energia primaria risparmiata, avviene in base ai criteri ed ai metodi²⁷⁰ individuati nelle Linee guida dell'Autorità.

L'art 9 del decreto prevede la possibilità per i distributori di recuperare i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica – qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica – sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas²⁷¹, secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164".

²⁶⁹ Deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in G.U Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

²⁷⁰ Le Linee guida prevedono tre diversi metodi di valutazione dei risparmi: la valutazione standardizzata, la valutazione analitica e la valutazione a consuntivo. Il progetto deve aver raggiunto una data soglia minima per poter essere soggetto a verifica e certificazione da parte dell'AEEG, corrispondente a 25 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione standardizzata, 100 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione analitica (50 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo) e 200 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione a consuntivo (100 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo).

²⁷¹ Sembra siano recuperabili dunque sia i progetti previsti in tabella A che i progetti previsti in tabella B.

È possibile recuperare solo la parte di costo che non viene coperta da altre risorse, quali in particolare finanziamenti statali, regionali o locali di cui potranno beneficiare i soggetti che sviluppano i progetti, i ricavi della vendita di Titoli di Efficienza Energetica, eventuali quote di partecipazione a carico dei clienti finali che aderiscono ai progetti²⁷².

L'Autorità è intervenuta a regolare la materia con la delibera n. 219/04²⁷³ con la quale ha fissato l'entità del contributo tariffario unitario in 100 euro/tep risparmiata. Non si è ritenuto dunque di differenziare il contributo unitario in funzione del tipo di interventi realizzati, al fine di non alterare il meccanismo di mercato introdotto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, teso a promuovere gli interventi di risparmio energetico che hanno un miglior rapporto tra costi dell'intervento e benefici conseguiti in termini di risparmi di energia. Tale decisione tuttavia rischia di privilegiare solo alcuni interventi, ritardando la diffusione di tecniche e tecnologie meno competitive.

Il valore del contributo tariffario unico può essere aggiornato dall'Autorità entro il 30 settembre di ogni anno, anche sulla base delle informazioni disponibili relativamente al prezzo medio dei Titoli di Efficienza Energetica scambiati sul mercato organizzato dal GME. Il valore del contributo deve comunque garantire che l'aggravio complessivo sulla bolletta energetica dei consumatori sia sempre inferiore al beneficio economico complessivo derivante dall'attuazione dei decreti. Il contributo viene erogato per ogni Titolo di Efficienza Energetica di tipo I e di tipo II consegnato dal distributore, fino all'occorrenza dell'obiettivo specifico aggiornato in capo al medesimo distributore nell'anno precedente, dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico su specifica richiesta dell'Autorità.

Il decreto prevede poi una serie di disposizioni circa il ruolo delle Regioni e Province Autonome che vedono ampliare le loro competenze rispetto a quanto previsto dai decreti del 2001: ai sensi dell'art. 3 del decreto infatti queste possono ora, con

²⁷² Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, 4 aprile 2002.

²⁷³ Delibera n. 219/04 "Determinazione del contributo tariffario da erogarsi ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 in tema di promozione dell'uso razionale dell'energia, modifica della deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 e integrazione della deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04", in GU n. 1 del 3 gennaio 2005.

proprio provvedimento, definire obiettivi di incremento dell'efficienza energetica ulteriori rispetto a quelli nazionali. Con lo stesso provvedimento, ai sensi dell'art. 5 comma 2, le Regioni e Province Autonome possono poi prevedere tipologie di intervento integrative rispetto a quelle previste dall'Allegato 1, individuare ulteriori criteri di ripartizione degli obiettivi regionali tra i diversi settori e tipologie di intervento, indicare le modalità di conseguimento più efficaci nei rispettivi contesti.

Sulla base degli indirizzi di programmazione energetico ambientale regionale e locale inoltre, le Regioni e le Province Autonome possono stipulare accordi con i distributori, individuando le misure e gli interventi maggiormente significativi in rapporto al contesto regionale e locale.

3.2.3 Le società di servizi energetici e il Finanziamento Tramite Terzi

Come abbiamo visto nel paragrafo precedente, i Titoli di Efficienza Energetica possono essere emessi dal GME su richiesta dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas a favore dei distributori, di società da questi controllate e di società di servizi energetici, meglio note come ESCo²⁷⁴. Queste ultime sono dei nuovi soggetti, la cui diffusione rispetto ad altri paesi è ancora lenta, ma che sono destinati a divenire attori di primo piano nel sistema disegnato dai decreti del luglio 2004.

Le ESCo vengono definite dall'Allegato A alla delibera 103/03 dell'AEEG come quelle società, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili, che alla data di avvio del progetto hanno come oggetto sociale, anche non esclusivo, l'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di interventi²⁷⁵. Ovviamente le ESCo, diversamente dai distributori, non sono gravate da alcun obbligo di miglioramento dell'efficienza energetica, ma realizzano tali tipi di interventi meramente a scopo di lucro.

Si tratta dunque di soggetti specializzati nell'effettuare interventi nel settore dell'efficienza energetica che si occupano sia della progettazione dell'intervento che della sua realizzazione ed eventuale manutenzione.

²⁷⁴ Acronimo di Energy Services Companies.

²⁷⁵ Art. 1 lett. t) dell'Allegato A alla deliberazione 18 settembre 2003, n. 103, in GU n. 234 dell'8 ottobre 2003.

La peculiarità dell'intervento delle ESCo risiede nel fatto che gli interventi tecnici necessari ad ottenere i risparmi energetici sono effettuati mediante investimenti sostenuti dalle stesse società e non dal cliente.

L'operazione di miglioramento dell'efficienza energetica con il ricorso ad una ESCo viene quindi ad inserirsi nel contesto del Finanziamento Tramite Terzi (FTT), consistente in un'opzione finanziaria correlata alla fornitura del servizio energia²⁷⁶. Tale formula impegna le ESCo a reperire le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento concordato, le quali vengono poi recuperate condizionatamente e proporzionalmente ai risparmi futuri che le stesse Società si impegnano a garantire. In questo modo il cliente è sollevato sia dall'impegno economico necessario per la realizzazione dei progetti sia dal rischio tecnologico a questi collegato: se l'intervento risulta tecnicamente sbagliato e non porta ai risparmi auspicati sarà solo la ESCo a coprire la differenza di costi.

Tale meccanismo fornisce la garanzia che le ESCo operino nel modo più efficiente possibile, in quanto il loro profitto è legato al risparmio energetico conseguito con la realizzazione del progetto. Ad esse spetta infatti – in toto o pro quota – la differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo fino allo scadere dei termini contrattuali, quando l'utente diventerà proprietario del nuovo impianto e beneficerà totalmente della maggiore efficienza conseguita.

La realizzazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica tramite la formula del Finanziamento Tramite Terzi richiede tuttavia un sistema di relazioni economiche e contrattuali piuttosto complesse, che coinvolgono diverse tipologie di attori. Oltre ad una ESCo ed all'utente, pubblico o privato che sia, sono infatti normalmente presenti uno o più fornitori ed un'istituzione finanziaria. Quest'ultima è particolarmente importante in quanto la fornitura delle risorse finanziarie è essenziale per la realizzazione del progetto.

²⁷⁶ Una prima definizione del Finanziamento Tramite Terzi era stata già adottata dalla direttiva 93/76/CEE del Consiglio, del 13 settembre 1993, intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE), in GUCE L 237 del 22 settembre 1993, il cui art. 4, secondo comma, prevedeva che "ai sensi della presente direttiva, per "finanziamento tramite terzi" si intende la fornitura globale di servizi di diagnosi, installazione, gestione, manutenzione e finanziamento di un investimento finalizzato a al miglioramento dell'efficienza energetica secondo modalità per le quali il recupero del costo di questi servizi è in funzione, in tutto o in parte, del livello di risparmio energetico".

Normalmente il finanziamento è concesso sulla base della valutazione della fattività tecnico economica del progetto, ma assumono rilevanza anche altri fattori quali l'affidabilità tecnico-finanziaria della ESCo e del cliente e gli strumenti assicurativi sui principali fattori di rischio sia tecnici che di mercato. La valutazione delle garanzie reali in questo tipo di operazione diventa dunque per lo più marginale.

Per quanto riguarda l'ammontare del canone da versare alle ESCo, posto che la sua determinazione rientra nella libertà contrattuale delle parti, le modalità di calcolo maggiormente diffuse sono:

- *contratto a cessione globale limitata (first out)*: l'intero risparmio conseguito a seguito degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, calcolato a partire dalla base di riferimento concordata, spetta alla ESCo per un numero di anni normalmente variabile da tre a cinque. Al termine della scadenza contrattuale il cliente diventa proprietario dell'intervento e può beneficiare del risparmio conseguito per l'intero, indipendentemente dall'avvenuto rimborso nei tempi della ESCo. Qualora gli impianti realizzati non abbiano offerto le prestazioni previste e non abbiano ripagato il costo del progetto nei termini preventivati, la perdita è a carico della ESCo. A bilanciare tale rischio tuttavia, nel caso di risparmi superiori alle previsioni, la durata del contratto non viene ridotta e produce sopravvenienze attive a vantaggio della ESCo. Uno svantaggio insito in questa modalità contrattuale, che ne ostacola la diffusione, è rappresentata dalla mancata riduzione immediata dei costi energetici per il cliente, con conseguente mancata percezione della convenienza del progetto;
- *contratto a risparmio condiviso (shared savings)*: è la forma contrattuale maggiormente diffusa e comporta una ripartizione in quote del risparmio ottenuto durante il periodo di validità del contratto tra la ESCo ed il cliente finale, normalmente variabile tra i cinque ed i sette anni. Tale ripartizione (es. 70% per la ESCo e 30% per il cliente) viene fatta in base alle risultanze dello studio di fattibilità e si basa su fattori quali la durata del contratto, il periodo di *pay-back*, il rischio assunto ed il capitale impegnato. Le quote di risparmio assegnate possono essere costanti per tutto il periodo del contratto oppure possono essere soggette a variazioni. Tutti i rischi connessi al recupero del capitale investito sono a carico della ESCo;

- *contratto a garanzia dei risultati (guaranteed savings)*: consiste in una forma di leasing in cui la ESCo assicura un livello di risparmi conseguiti a scadenza del contratto non inferiore all'ammontare dell'investimento, comprensivo degli interessi.

Il Finanziamento Tramite Terzi rappresenta uno strumento ottimale per la realizzazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, in quanto consente al cliente di realizzare ammodernamenti impiantistici a costo zero, trasferendo sulla ESCo i rischi finanziari e tecnici ed assicurandosi a scadenza del contratto, una volta ottenuta la proprietà dell'impianto stesso, un beneficio economico annuo sulla bolletta energetica. A fronte di tali elementi positivi però bisogna riscontrare una certa complessità contrattuale che può rendere il ricorso a tale strumento poco attraente soprattutto agli occhi di utenti privati.

La redazione del contratto rappresenta dunque un momento essenziale per il successo dell'operazione di finanziamento. Le clausole contrattuali devono essere indirizzate a garantire sia l'utente, affinché l'intervento realizzato sia effettivamente efficiente da un punto di vista energetico e tecnicamente valido – anche tenendo conto dell'andamento del mercato dei vettori energetici e delle tecnologie – sia la ESCo, in modo che questa riesca effettivamente a rientrare dei costi sostenuti ed a realizzare una certa quota di profitto. Tali complessità fa sì che ci sia una dimensione economica minima dell'intervento sotto la quale non ha senso ricorrere al Finanziamento Tramite Terzi: sebbene non ci sia un valore ben definito al riguardo, in genere tale opzione diventa proficuamente attivabile oltre i 50.000 euro di investimento²⁷⁷.

Da segnalare che nelle strutture, pubbliche e private, che ai sensi della legge 10/91 si sono dotate di energy manager – figure professionali responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia – la valutazione dei vantaggi energetici e quindi economici conseguibili grazie ad un'operazione di FTT risulta molto più semplice.

Lo strumento del Finanziamento Tramite Terzi rappresenta una opportunità molto interessante per le pubbliche amministrazioni, spesso titolari di strutture caratterizzate da elevati consumi energetici ed impianti obsoleti, che non dispongono

²⁷⁷ FIRE: Energy Service Companies o Società di servizio energia, in www.fire.it

di fondi necessari ad effettuare interventi di riqualificazione energetica sulle stesse. Allo stato ci sono già state iniziative interessanti in materia, che potrebbero tuttavia essere ampiamente diffuse: a titolo esemplificativo possiamo citare i casi dell'Azienda sanitaria locale 14 della Regione Piemonte²⁷⁸ e quello di alcuni edifici scolastici della Provincia di Cremona²⁷⁹.

Abbiamo detto all'inizio del paragrafo che le ESCo, insieme ai distributori ed alle società loro collegate, possono ottenere l'attribuzione dal GME di Certificati Bianchi per i progetti di miglioramento dell'efficienza energetica realizzati presso i consumatori finali. A tal fine i progetti di risparmio energetico sviluppati nell'ambito dei decreti del 20 luglio 2004 devono essere verificati e certificati da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Questa ha dunque predisposto un sistema per la gestione telematica delle richieste di verifica e certificazione riservato a società di servizi energetici, distributori di energia elettrica e gas e loro controllate che permette l'invio telematico delle richieste e la visualizzazione del contenuto e dello stato di avanzamento delle richieste già presentate. In particolare possono essere inviate:

- richieste (facoltative) di verifica preliminare di conformità di un progetto alla delibera n. 103/03, per i soli progetti a consuntivo;
- richieste di approvazione di proposta di progetto e di programma di misura per i soli progetti a consuntivo;
- richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da un progetto.

²⁷⁸ Nel 1999, l'Azienda Sanitaria Locale 14 (Verbano-Cusio-Ossola), con il supporto ed il coordinamento della Regione Piemonte, ha bandito una gara d'appalto per l'assegnazione, mediante l'opzione finanziaria del Finanziamento Tramite Terzi (FTT), del "Servizio energia e riqualificazione tecnologica degli impianti finalizzata al risparmio energetico" della ASL stessa.

3.2.4 La legge Marzano e i Certificati Bianchi

La legge 23 agosto 2004 n. 239, meglio nota come legge Marzano, ha introdotto diverse novità nel panorama normativo esistente in materia di energia, alcune delle quali sono state già analizzate al § 2.2.6.

In particolare per quanto qui di interesse, è necessario ricordare che il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia e l'accrescimento dell'efficienza energetica negli usi finali, vengono espressamente compresi tra gli obiettivi generali di politica energetica nazionale. In questo contesto, allo Stato viene attribuito un'importante funzione di indirizzo e coordinamento mentre le Regioni vedono accresciuto il loro ruolo. Tale sistemazione ben si sposa con le attribuzioni effettuate dai DM del 2004 sul risparmio energetico i quali, come abbiamo visto, ampliano le competenze di Regioni e Province Autonome rispetto a quanto previsto dai decreti del 2001.

Un'altra novità di rilievo introdotta dalla legge Marzano riguarda il c.d. divieto di servizi post-contatore²⁸⁰. Il comma 34 dell'art. 1 della legge prevede infatti che le imprese distributrici di energia elettrica e gas naturale, non possano esercitare, in proprio o per mezzo di società collegate o partecipate, nel territorio cui la concessione o l'affidamento si riferiscono e per la loro durata, alcuna attività in regime di concorrenza²⁸¹ nel settore dei servizi post-contatore, nei confronti degli stessi utenti del servizio pubblico e degli impianti²⁸².

²⁷⁹ Nel 1999 la Provincia di Cremona ha deciso di ricorrere allo strumento del Finanziamento Tramite Terzi per migliorare le strutture e la gestione energetica di 37 edifici scolastici della propria amministrazione.

²⁸⁰ I servizi post-contatore ai quali ci si riferisce nella norma in esame consistono nella installazione, verifica e manutenzione degli impianti a valle del contatore installato al punto di consegna all'utente finale. Tale definizione è quella utilizzata nel provvedimento dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato n. 4000 del 19 giugno 1996, adottato a seguito di una segnalazione effettuata da una associazione di imprese artigiane, relativa ad una serie di comportamenti posti in essere da una società operante nel settore della distribuzione del gas sui mercati della verifica e della manutenzione programmata degli impianti termici.

²⁸¹ Ad eccezione delle attività di vendita di energia elettrica e di gas e di illuminazione pubblica.

²⁸² Gli impianti di utilizzazione dell'energia elettrica e del gas sono definiti nel decreto del Presidente della Repubblica 6 dicembre 1991, n. 447 (Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti), nel quale si legge: a) per impianti di utilizzazione dell'energia elettrica si intendono i circuiti di alimentazione degli apparecchi utilizzatori e delle prese a spina con esclusione degli equipaggiamenti elettrici delle macchine, degli utensili, degli apparecchi elettrici in

La ratio della norma è di evitare la possibilità di indebiti vantaggi concorrenziali nel mercato dei servizi post-contatore a favore dell'impresa locale di distribuzione che già possiede un contatto consolidato e diretto col cliente. In pratica tuttavia tale disposizione potrebbe ostacolare la realizzazione degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, senza peraltro dare alle piccole imprese ed agli artigiani una tutela migliore²⁸³.

Lo stesso comma prevedeva che entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della legge, il Ministero delle Attività Produttive, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e le altre amministrazioni interessate provvedessero a modificare e integrare le norme e i provvedimenti rilevanti ai fini dell'applicazione delle disposizioni in esame.

In materia è recentemente intervenuto il Ministero delle Attività Produttive il quale ha adottato dei chiarimenti²⁸⁴ nei quali afferma che il comma 34 è già pienamente

genere. Nell'ambito degli impianti elettrici rientrano anche quelli posti all'esterno di edifici se gli stessi sono collegati ad impianti elettrici posti all'interno. Gli impianti luminosi pubblicitari rientrano altresì nello stesso ambito qualora siano collegati ad impianti elettrici posti all'interno; b) per impianto del gas a valle del punto di consegna si intende l'insieme delle tubazioni e dei loro accessori dal medesimo punto di consegna all'apparecchio utilizzatore, l'installazione ed i collegamenti del medesimo, le predisposizioni edili e/o meccaniche per la ventilazione del locale dove deve essere installato l'apparecchio, le predisposizioni edili e/o meccaniche per lo scarico all'esterno dei prodotti della combustione.

²⁸³ Interessante notare che la stessa Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nelle sue Osservazioni e proposte sul disegno di legge n. 3297 – B, del 30 giugno 2004, riferendosi alla stessa disposizione contenuta allora nei DM 24 aprile 2001 affermava che "Il divieto posto dal comma 34 alle imprese distributrici di energia elettrica e gas naturale investe e compromette il successo delle attività previste dai decreti ministeriali 24 aprile 2001 per l'incentivazione degli usi efficienti dell'energia e il risparmio energetico. (...) Nell'attuale fase di avvio il divieto di cui al comma 34, sottraendo dall'obbligo di applicazione dei decreti alcuni degli operatori della distribuzione di maggior dimensioni che operano in estese zone del paese in assenza di adeguati operatori alternativi, potrebbe costituire un eccessivo freno allo sviluppo di attività essenziali per il risparmio, la sicurezza lo sviluppo di nuove attività imprenditoriali e dell'occupazione nel segmento dei servizi energetici. L'Autorità ritiene opportuno proporre per gli operatori della distribuzione una temporanea esenzione di almeno cinque anni, esclusivamente in relazione agli obblighi di cui ai decreti ministeriali. Potrà essere meglio valutata in futuro, ad opera della stessa Autorità, anche previo parere dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'estensione anche ad essi del previsto divieto, alla luce dello sviluppo che avranno le società di vendita, con il coinvolgimento di queste ultime in sostituzione delle società di distribuzione, nel raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico".

²⁸⁴ Ministero delle attività produttive – "Chiarimenti relativi all'applicazione dell'art. 1, comma 34 della legge 23 agosto 2004, n. 239, in materia di servizi post-contatore", Prot. 7333 del 28 aprile 2005.

applicabile sulla base della normativa vigente e non sussiste dunque necessità di emanare norme o provvedimenti di modifica o integrazione.

Il Ministero rileva infatti che il divieto di esercitare in proprio attività post-contatore da parte delle imprese di distribuzione di elettricità e di gas "discende già dall'articolo 8 della legge 10 ottobre 1990, n. 287²⁸⁵, il quale prevede che un'impresa che, per disposizioni di legge, eserciti la gestione di servizi di interesse economico generale ovvero operi in regime di monopolio sul mercato, quale è il caso di un'impresa di distribuzione che attualmente operi in base a una concessione esclusiva, debba costituire una società separata qualora intenda svolgere attività in mercati diversi".

La disposizione di cui al comma 34 dunque non farebbe altro che estendere la portata di un divieto già esistente, escludendo la possibilità di esercitare attività post-contatore a mezzo di società anche solo collegate o partecipate dall'impresa di distribuzione. Il Ministero evidenzia tuttavia che tale disposizione lascia impregiudicata la possibilità di svolgere le attività in oggetto per mezzo di contratti di affiliazione commerciale, come definiti dalla legge 6 maggio 2004, n. 129²⁸⁶, tenuto conto che l'articolo 1, comma 1, della medesima legge prevede che tali contratti siano stipulati tra soggetti economicamente e giuridicamente indipendenti.

Concludendo, il divieto posto dal comma 34, nonostante possa essere aggirato attraverso il ricorso al franchising, impedisce ai distributori di conseguire i risparmi di energia previsti dal legislatore mediante proprie iniziative imprenditoriali.

3.2.5 Il recepimento della direttiva 2002/91/CE

Il settore residenziale è responsabile per oltre un terzo dei consumi finali nazionali di energia e pertanto il miglioramento delle prestazioni degli edifici costituisce un contributo importante alla riduzione del fabbisogno energetico nazionale, al rispetto degli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto ed al miglioramento della flessibilità e sicurezza dell'approvvigionamento.

²⁸⁵ Legge 10 ottobre 1990, n. 287 recante "Norme per la tutela della concorrenza e del mercato", in GU 13 ottobre 1990, n. 240.

²⁸⁶ Legge 6 maggio 2004, n. 129, recante "Norme per la disciplina dell'affiliazione commerciale", in GU n. 120 del 24 maggio 2004.

In tale delicato settore, come evidenziato al § 3.1.1, il legislatore comunitario è intervenuto con la direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico nell'edilizia, il cui termine di recepimento negli ordinamenti interni degli Stati membri scade il 4 gennaio 2006.

Recependo la delega contenuta nella legge comunitaria 2003²⁸⁷, a termine di un acceso confronto che ha coinvolto anche la Conferenza Unificata Stato-Regioni²⁸⁸, il Governo ha recentemente recepito la direttiva per mezzo del DLgs 19 agosto 2005, n. 192, del quale qui evidenzieremo gli aspetti maggiormente significativi²⁸⁹.

Il decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici al fine di favorire lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diversificazione energetica, contribuire a conseguire gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni di gas serra e promuovere la competitività dei comparti più avanzati attraverso lo sviluppo tecnologico.

Il decreto, composto da 17 articoli e dieci allegati, disciplina in particolare:

- la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici;
- l'applicazione dei requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici;
- i criteri generali per la certificazione energetica;
- le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;
- i criteri per garantire la qualificazione e l'indipendenza degli esperti incaricati della certificazione energetica e dell'ispezione degli impianti;

²⁸⁷ Legge 31 ottobre 2003, n. 306 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2003", in GU n. 266 del 15 novembre 2003, Supp. Ord. n. 173.

²⁸⁸ L'originaria bozza di decreto adottata dal Governo, contrariamente a quanto previsto dalla direttiva comunitaria, limitava l'ambito di applicazione della normativa ai soli edifici esistenti, e, principalmente per questo motivo la Conferenza Stato-Regioni, con parere reso il 30 giugno 2005, ne ha bocciato l'adozione.

²⁸⁹ Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia", in GU 23 settembre 2005, n. 222.

- la raccolta delle informazioni e delle esperienze, delle elaborazioni e degli studi necessari all'orientamento della politica energetica del settore;
- la promozione dell'uso razionale dell'energia anche attraverso l'informazione e la sensibilizzazione degli utenti finali la formazione e l'aggiornamento degli operatori del settore.

Il decreto si applica integralmente agli **edifici di nuova costruzione**, definiti dall'art. 2 come gli edifici per i quali la richiesta di permesso di costruire o denuncia di inizio attività, comunque denominati, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore dello stesso decreto.

Per quanto riguarda gli **edifici esistenti oggetto di ristrutturazione**, è prevista una applicazione solo graduale in relazione al tipo di intervento effettuato, come illustrato nella tabella 3.4.

Tabella 3.4 Decreto legislativo 19/8/05 di recepimento della direttiva 2002/91/CE riguardo il rendimento energetico degli edifici. Criteri fissati per l'applicazione a edifici esistenti oggetto di ristrutturazione

Tipo di intervento	Modalità di applicazione
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m² ▪ Demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m² 	Applicazione integrale a tutto l'edificio
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ampliamento volumetricamente superiore al 20% dell'intero edificio 	Applicazione limitata al solo ampliamento dell'edificio
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ristrutturazioni totali di edifici di superficie utile inferiore a 1.000 m² ▪ Ristrutturazioni parziali e manutenzione straordinaria dell'involucro edilizio ▪ Nuova installazione o ristrutturazione di impianti termici ▪ Sostituzione di impianti di calore 	Applicazione limitata al rispetto di specifici parametri, livelli prestazionali e prescrizioni

Le disposizioni previste dal decreto non trovano in ogni caso applicazione alle seguenti categorie di edifici:

- a. gli edifici dichiarati beni culturali ai sensi della parte seconda del DLgs 22 gennaio 2004, n. 42²⁹⁰;
- b. le ville che si distinguono per la loro non comune bellezza ai sensi dell'art. 136, lett. b) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- c. i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale ai sensi dell'art. 136, lett. c) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- d. i fabbricati industriali, artigianali e agricoli non residenziali, quando gli ambienti sono riscaldati per esigenze del processo produttivo o utilizzando reflui energetici del processo produttivo non altrimenti utilizzabili;
- e. i fabbricati isolati con una superficie totale utile inferiore a 50 metri quadrati.

La metodologia di calcolo e i requisiti minimi di rendimento energetico di cui alla direttiva 2002/91/CE, dovranno essere adottati con regolamenti governativi entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto²⁹¹. Allo stesso modo si dovrà procedere per l'individuazione dei criteri generali di prestazione energetica degli edifici e per i requisiti professionali ed i criteri di accreditamento atti ad assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti o degli organismi cui affidare la certificazione energetica degli edifici e l'ispezione degli impianti di climatizzazione.

Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto poi, dovranno essere adottate delle Linee Guida nazionali per la **certificazione energetica** degli edifici, prevedendo anche metodi semplificati che minimizzino gli oneri.

²⁹⁰ Decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante il "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137" in G.U. n. 45 del 24 febbraio 2004, Suppl. Ord. n. 28.

²⁹¹ Tali regolamenti, aventi la forma del decreto del Presidente della Repubblica, verranno adottati su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, acquisita l'intesa con la Conferenza Unificata, sentiti il CNR, l'ENEA e il Consiglio nazionale consumatori e utenti.

Come abbiamo visto nel § 3.2.1, la certificazione energetica era già obbligatoria ai sensi dell'art. 30 della legge 10/91, la quale però, in mancanza dei decreti applicativi previsti, è rimasta sostanzialmente inapplicata²⁹².

La certificazione sarà ora obbligatoria per gli edifici di nuova costruzione e per gli edifici esistenti di superficie utile superiore a 1000 m² sottoposti a ristrutturazione integrale o demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria. Nel caso di appartamenti di un condominio, l'attestato potrà essere unico per l'intero edificio nel caso in cui i condomini siano dotati di un impianto termico comune. Diversamente, potrà basarsi sulla valutazione di un altro appartamento rappresentativo dello stesso condominio e della stessa tipologia.

L'attestato avrà una validità massima di 10 anni a partire dal suo rilascio, e dovrà essere aggiornato ad ogni intervento di ristrutturazione che modifichi la prestazione energetica dell'edificio o dell'impianto. Sono previste sanzioni a carico del progettista che rilasci un attestato irregolare o non veritiero.

²⁹² La sua attuazione, ai sensi del DLgs 112/98, spettava alle Regioni e prevedeva un costo di 100-200 euro per appartamento ogni 10 anni. Attualmente negli altri paesi si prevede un campo di variabilità di 50-300 euro.

BIBLIOGRAFIA

APER: *Posizione APER sullo stato di recepimento della direttiva 2001/77/CE in Italia*, Osservazioni presentate da APER durante l'Audizione convocata dall'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia del 23 maggio 2005.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e Autorità Garante della Concorrenza ed il Mercato: *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica*, 9 febbraio 2005.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, giugno 2005.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: *Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sul disegno di legge n. 3297 – B*, 30 giugno 2004.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: *Memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati*, Roma, 30 ottobre 2003.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: *Segnalazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas al Governo in merito a possibili interventi per il controllo della domanda di energia elettrica in occasione della punta estiva*, 19 maggio 2004.

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas: *Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali*, 4 aprile 2002.

Autorità Garante della Concorrenza ed il Mercato: *Segnalazione 15 aprile 2004, AS278, Riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale*, Boll. 15/2004.

T. Borges: *Breve storia della politica energetica in Europa e in Italia*, in www.tazioborges.it.

A. Calvi: *Il settore elettrico: una breve descrizione*, in www.ambientediritto.it.

Camera dei Deputati: *Indagine conoscitiva della Camera sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia*, documento conclusivo approvato dalla Commissione il 18 aprile 2002.

Camera dei deputati – Osservatorio sulla Legislazione: *Tendenze della legislazione tra Stato, Regioni ed Unione Europea nel settore energia*, Estratto dal Rapporto 2003 sullo stato della legislazione, XIV Legislatura, Novembre 2004.

C. Campidoglio e G. Vaciago: *La liberalizzazione del settore elettrico: Bersani ed oltre*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* vol. 42, fasc. 2/1999.

M. Capantini: *Processi di liberalizzazione e interventi infrastrutturali nei servizi a rete*, in www.amministrazioneincammino.luiss.it.

B. Caravita: *Taking Constitution seriously*, in www.federalismi.it.

M. Carta: *La liberalizzazione dei servizi di interesse economico generale nell'Unione: il mercato interno dell'energia elettrica*, in *Il diritto dell'Unione Europea*, n. 4/2003.

S. Cassese: *L'energia elettrica nella legge costituzionale 3/2001*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 3/2002.

R. Caiazza: *Obblighi di servizio pubblico nei settori dell'elettricità e del gas in Italia*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 1/2004.

A. Colavecchio: *I mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale: profili comunitari*, in *Rassegna giuridica dell'energia elettrica*, fasc. 3-4/2001.

Commissione Europea: Comunicazione della Commissione al Consiglio ed al Parlamento Europeo *"La quota di fonti energetiche rinnovabili nell'Unione Europea – La legislazione e le politiche comunitarie per aumentare la quota di fonti energetiche rinnovabili nell'UE: valutazione della loro efficacia e proposte di azioni concrete"*, COM (2004) 366.

Commissione Europea: Libro Bianco *"Una politica energetica per l'Unione europea"*, COM(95) 682 del 13.12.1995.

Commissione Europea: Libro Bianco *"Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità"*, COM 1997 (599) adottato il 20 novembre 1997 in GUCE C 198 del 24.6.1998.

Commissione Europea: Working Paper *"Completing the internal energy market"* – SEC (2001) 438.

Commissione Europea: Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento europeo, al Comitato Economico e sociale e al Comitato delle Regioni concernente un *"Piano d'azione per migliorare l'efficienza energetica nella Comunità Europea"*, COM(2000) 247 def.

A. Crosetti, R. Ferrara, F. Fracchia, N. Olivetti Rason: *Diritto dell'ambiente*, Editori Laterza, Bari – Roma, 2002.

S. Da Empoli e A. Sterpa: *La Corte Costituzionale ed il federalismo energetico*, in www.federalismi.it.

S. Da Empoli e A. Sterpa: *Prime osservazioni sulla legge n. 239 del 2004: la potestà legislativa concorrente rimasta senza "energia"*, in www.federalismi.it.

L. De Paoli: *La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas in Italia*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1/2000.

L. De Paoli: *La riforma dei settori dell'elettricità e del gas in Italia e in Europa*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1/2002.

D. Di Santo: *Il riordino del settore energetico e i decreti sull'efficienza*, in *Gestione Energia* n. 3/2004.

EEA Briefing n. 2/2004: *Sovvenzioni per l'energia e fonti di energia rinnovabile*.

ENEA: *Rapporto Energia e Ambiente 2004*, Volume 1 – L'analisi.

ENEA: Rapporto ENEA sullo stato di attuazione del Patto per l'energia e l'Ambiente, 2001.

FIRE: *Energy Service Companies o Società di servizio energia*, in www.fire.it.

M. Gamberale: *Rinnovabili a piccoli passi*, in *QualEnergia* n. 5, gennaio-febbraio 2004.

P. Giampietro: *I rifiuti industriali ed urbani ammessi al regime delle fonti rinnovabili*, in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 4/04.

G. Goldoni: *Aspettando la riforma*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 2/1999.

G. Goldoni: *Come era verde il mio certificato*, in *Energia* n. 2/2001.

G. Golini: *Titoli di efficienza energetica: prime osservazioni*, in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 1/04.

G. Golini: *Titoli di efficienza energetica: i decreti di revisione*, in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 11/04.

G. Golini: *Energia da fonti rinnovabili: la direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione*, in *Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa* n. 6/04.

GRTN: *Energia elettrica da fonti rinnovabili*, Bollettino dell'anno 2003.

GRTN: *Il decreto di recepimento della direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili*, Audizione del GRTN presso la Commissione Attività Produttive della Camera dei Deputati, Roma, 30 ottobre 2003.

D. La Forgia e A. S. Traversi: *Sviluppo della produzione elettrica da fonti rinnovabili: nuove opportunità e certezze normative*, in *La Termotecnica*, settembre 2004.

M. Monti: *La liberalizzazione dei mercati dell'elettricità e del gas in Italia e in Europa*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente*, n. 1/2000.

Opef: *Il federalismo possibile nel settore dell'energia*, Convegno Opef, Roma 15 e 16 aprile 2003, in www.opef.it.

L. Pagliano: *Usi finali in direttiva*, in *QualEnergia* n. II-1, gennaio-febbraio 2004.

M. Pavan: *L'attuazione dei decreti ministeriali per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali*, in *Gestione Energia*, nn. 2-3/2002.

Politecnico di Milano: *Quale ruolo possono avere le Aziende Energetiche e altri attori nelle attività per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali? Quali politiche di sostegno a questa azione?*, Progetto realizzato con il supporto della Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, programma SAVE, e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, 29 gennaio 2003.

M. Presutto: *L'efficienza energetica degli usi finali in Italia e in Europa*, *Energia, Ambiente e innovazione*, n. 5/2004.

M. Presutto: *L'effetto dell'etichettatura energetica e delle altre politiche per il miglioramento dell'efficienza ed il risparmio energetico degli usi finali domestici*, in *Gestione Energia* n. 1/2004.

B. Tabacci: *Elementi per l'intervento dell'on. Tabacci al convegno "Il federalismo energetico"*, in www.opef.it.

The "White and Green" Consortium: *"White and Green" Project: Comparison of Market - Based Instruments to Promote Energy Efficiency*.

G. B. Zorzoli: *La liberalizzazione rivisitata*, in *Economia delle fonti di energia e dell'ambiente* n. 1-2, 2003.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 – 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu

Stampa: Laboratorio Tecnografico ENEA – C.R. Frascati

Finito di stampare nel mese di ottobre 2005

