



PROVINCIA DI SIENA

P.E.P.
PIANO ENERGETICO PROVINCIALE

ALLEGATO A
QUADRO NORMATIVO

L. 9 gennaio 1991 n. 10

L.R. 27 giugno 1997 n. 45



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI SIENA

C.S.C.

Centro per lo Studio dei Sistemi Complessi

INDICE

1	RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI.....	4
1.1	L'AGENDA 21	4
1.2	IMPEGNI INTERNAZIONALI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA	6
1.3	ENERGIA E UNIONE EUROPEA	8
1.3.1	<i>Libro Bianco europeo</i>	8
1.3.2	<i>Programmi tematici per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili nell'UE</i>	9
1.3.3	<i>Direttive per la liberalizzazione mercato energetico</i>	11
2	INTRODUZIONE ALLA NORMATIVA ITALIANA.....	17
2.1	IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE	17
2.2	LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 9.....	17
2.3	LEGGE 9 GENNAIO 1991, N. 10.....	18
2.4	D.M. 25 SETTEMBRE 1992 - CONVENZIONE TIPO	21
2.5	CIP 6/1992	23
2.6	DPR 26 AGOSTO 1993, N.412	24
2.7	BENEFICI FISCALI AI SENSI DELL'ART. 1 DELLA LEGGE N.449/1997	25
2.8	ACCORDO VOLONTARIO NAZIONALE PER L'UTILIZZO DEI BIOCARBURANTI NEL SETTORE DEI TRASPORTI.....	26
3	IL NUOVO APPROCCIO ALLA POLITICA ENERGETICO- AMBIENTALE	27
3.1	IL PROCESSO DI DECENTRAMENTO AMMINISTRATIVO.....	27
3.2	DELIBERA CIPE: LINEE GUIDA PER LE POLITICHE E MISURE NAZIONALI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEI GAS SERRA	28
3.3	LIBRO BIANCO PER LA VALORIZZAZIONE ENERGETICA DELLE FONTI RINNOVABILI	28
3.4	PATTO PER L'ENERGIA E L'AMBIENTE	30
3.5	LA <i>CARBON TAX</i>	32
3.6	I DECRETI SUL TRAFFICO	35
4	LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ENERGETICO	37
4.1	SETTORE ELETTRICO	37
4.1.1	<i>Il quadro ex-ante</i>	37
4.1.2	<i>Il decreto n.79/1999 (Decreto "Bersani")</i>	37
4.2	SETTORE GAS	46
4.2.1	<i>Il Quadro ex-ante</i>	46
4.2.2	<i>Il Decreto n.164/2000 (Decreto "Letta")</i>	47
4.3	CONVERGENZA FRA "GAS" ED "ELETTRICITÀ".....	51
4.4	CONFRONTO TRA DECRETI "BERSANI" E "LETTA"	51

5	LA NORMATIVA REGIONALE	54
5.1	LEGISLAZIONE REGIONALE SULL'ENERGIA	54
5.2	LEGISLAZIONE REGIONALE PER IL GOVERNO DEL TERRITORIO	54
5.3	PIANO REGIONALE DI SVILUPPO (PRS) 2000-2005	54
5.4	FONDI STRUTTURALI UE.....	54
5.5	SPORTELLO UNICO E VIA REGIONALE	55
5.6	AGENDA XXI LOCALE	55
5.7	QUADRO DEI FONDI E DELLE RISORSE IN CAMPO ENERGETICO	55
5.7.1	<i>Quadro anno 2001</i>	55
5.7.2	<i>Quadro anno 2002</i>	57
	APPENDICE – TABELLE E GRAFICI.....	59

1 RIFERIMENTI NORMATIVI INTERNAZIONALI

I riferimenti normativi internazionali che riguardano l'energia sono presenti, oltre che nei richiami più espliciti (ad es. Carta Europea sull'Energia o Libro bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità), anche nella normativa ambientale. La Convenzione internazionale sui cambiamenti climatici o gli impegni alla riduzione delle emissioni di gas serra hanno infatti una forte azione condizionante per la politica energetica, vincolando in modo strategico e sostenibile la pianificazione vera e propria di settore.

Un momento cruciale per la politica ambientale più recente è stata la “Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente e lo sviluppo”, svoltasi a Rio de Janeiro del 1992. Oltre alla Dichiarazione di Rio (27 principi sui diritti e doveri dei popoli in merito allo sviluppo sostenibile), la Conferenza ha prodotto altri documenti, tra cui la Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici e l'Agenda 21. In particolare quest'ultimo documento ha importanti ripercussioni a livello nazionale e locale.

1.1 L'Agenda 21

L'Agenda 21 rappresenta il programma d'azione che deve essere definito alle diverse scale possibili (mondiale, nazionale e locale) in termini di politiche di sviluppo a lungo termine che tengano in considerazione le problematiche ambientali.

A livello internazionale, le Nazioni Unite hanno istituito, all'interno del Consiglio Economico e Sociale, la Commissione per lo Sviluppo Sostenibile per promuovere l'adozione, da parte degli Stati, di strumenti di governo che seguano la logica dell'Agenda 21.

A livello comunitario, a Lisbona nel 1992, i paesi dell'Unione europea si sono impegnati a presentare alla Commissione per lo Sviluppo Sostenibile, istituita presso l'ONU, i propri piani nazionali di attuazione dell'Agenda 21 entro la fine del 1993.

Nel 1994, oltre 120 unità locali europee hanno firmato a Aalborg (una cittadina danese) la “Carta delle città europee per la sostenibilità”, in cui hanno sottoscritto l'impegno a implementare un'Agenda 21 locale e a delineare Piani d'Azione a medio o lungo periodo per uno sviluppo sostenibile. In questo ambito l'energia è un settore chiave e le attività antropiche devono essere mirate a uno sviluppo economico che non solo soddisfi i bisogni della presente generazione, ma soprattutto non comprometta la possibilità delle future generazioni di soddisfare i propri. In sintesi, deve essere sostenibile.

In Italia, con il provvedimento CIPE del 28/12/93 è stato presentato il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile, in attuazione dell'Agenda 21. Esso costituisce il primo documento del Governo italiano ispirato al concetto di sviluppo sostenibile. Le caratteristiche individuate dal Piano per realizzare una politica che coniughi sviluppo e ambiente sono in sintonia con le indicazioni proposte dal V Piano d'azione ambientale europeo e possono essere riassunte nei seguenti punti:

- integrazione delle considerazioni ambientali in tutte le strutture dei governi centrali e in tutti i livelli di governo per assicurare coerenza tra le politiche settoriali;
- predisposizione di un sistema di pianificazione, di controllo e di gestione per sostenere tale integrazione;
- incoraggiamento della partecipazione pubblica e dei soggetti coinvolti, che richiede una piena possibilità di accesso alle informazioni.

Il documento del 1993 assume la veste di una dichiarazione di intenti sul progressivo perseguimento di uno sviluppo sostenibile, senza però indicare le modalità operative, finanziarie e programmatiche attraverso le quali raggiungere gli obiettivi preposti. Nella premessa si fa inoltre specifico riferimento all'imaturità del nostro Paese ad avviare immediatamente una politica di sviluppo volta alla gestione sostenibile dell'ambiente, relegando questo tipo di politica a una posizione subalterna rispetto alle tradizionali politiche " *command and control*".

Con provvedimento CIPE del 4 maggio 1994 è stato istituito un Comitato interministeriale per la verifica dell'attuazione del Piano, la raccolta coordinata delle informazioni sulle iniziative avviate e la predisposizione di una relazione annuale sulla realizzazione degli obiettivi dell'Agenda 21. Il settore dell'energia è incluso tra i settori chiave del V Piano d'Azione ambientale europeo ed il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile, nel Capitolo I, identifica il quadro di riferimento e gli obiettivi per l'Italia.

Per entrambi gli aspetti si fa riferimento alla normativa esistente (PEN 88, L. 9/91, L.10/1991, CIP 6/92) ed agli orientamenti espressi nella Agenda 21. Gli obiettivi finali sono rappresentati da:

- risparmio energetico;
- contenimento delle emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e gas ad effetto serra.

Per garantire il duplice obiettivo di razionalizzazione dell'uso dell'energia e riduzione del relativo impatto sull'ambiente, il Piano propone delle linee guida per la politica energetica italiana volte a:

- promuovere l'efficienza energetica e la conservazione di energia nell'uso del calore, dell'elettricità e dei mezzi di trasporto;
- promuovere l'efficienza energetica nella produzione di energia, attraverso l'adozione di tecnologie ad elevato rendimento per la generazione di energia elettrica, la diffusione di

- impianti a cogenerazione elettricità - calore, il recupero di energia dagli impianti di termodistruzione dei rifiuti e il recupero del calore di scarto;
- sostituire i combustibili più inquinanti (ad alto tenore di zolfo e carbonio) con combustibili a minor impatto ambientale;
 - favorire l'introduzione delle migliori tecnologie disponibili, compatibilmente alla convenienza economica dell'attività produttiva, e l'adozione di tecnologie a basso impatto ambientale per le produzioni industriali, al fine di ridurre le emissioni da sorgenti fisse;
 - rinnovare il parco auto;
 - promuovere il trasporto passeggeri e merci collettivo su mare e ferro a discapito del trasporto individuale su gomma;
 - sostenere le fonti energetiche rinnovabili;
 - promuovere attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione nel campo delle energie meno impattanti.

In relazione a queste scelte strategiche, il Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile individua gli strumenti idonei a implementarle [Appendice I: Tabella 1 - Obiettivi e strumenti del Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile].

1.2 Impegni internazionali di riduzione delle emissioni di gas serra

All'interno del Piano nazionale per lo sviluppo sostenibile è stata recepita la **risoluzione di Lussemburgo** del 29 ottobre 1990 e la **Convenzione quadro sui cambiamenti climatici** (adottata alla Conferenza di Rio de Janeiro nel giugno 1992). La prima impegna i paesi dell'Unione europea a stabilizzare entro il 2000 le emissioni di anidride carbonica al livello del 1990, mentre la seconda non vincola giuridicamente i 166 paesi firmatari ad alcun impegno formale se non quello di stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera a un livello tale che escluda qualsiasi pericolosa interferenza delle attività umane sul sistema climatico. Tale livello deve essere raggiunto entro un periodo di tempo sufficiente per permettere agli ecosistemi di adattarsi naturalmente ai cambiamenti di clima e per garantire che la produzione alimentare non sia minacciata e lo sviluppo economico possa continuare ad un ritmo sostenibile.

La Convenzione quadro sui cambiamenti climatici ha istituito inoltre la **Conferenza delle Parti**, la quale esamina regolarmente l'attuazione della Convenzione e di qualsiasi relativo strumento giuridico che la conferenza delle Parti eventualmente adotta. Nei limiti del suo mandato assume le decisioni necessarie per promuovere l'effettiva attuazione della Convenzione.

La prima Conferenza delle Parti si è tenuta a **Berlino** nel 1995. In quella sede non sono stati fissati obiettivi vincolanti in merito alle emissioni di gas serra, ma è stata approvata la proposta di ridurre le emissioni di anidride carbonica entro il 2005 del 20% rispetto ai livelli del 1990. Tali prescrizioni non sono state estese ai paesi in via di sviluppo. Le Parti firmatarie si sono impegnate ad adottare entro il 1997 un Protocollo legalmente vincolante sulle modalità d'azione in merito all'effetto serra.

La seconda Conferenza delle Parti, tenutasi nel 1996 a **Ginevra**, ha ribadito l'impegno dell'anno precedente, mettendo però in luce due problemi: la difficoltà a "cambiare rotta" sulle politiche ambientali ed energetiche dei paesi sviluppati e la consapevolezza che l'azione di questi ultimi non porterà effetti positivi, a livello globale, se non si promuoveranno politiche di sviluppo ad alta efficienza e basse emissioni nei Paesi in via di sviluppo.

A dicembre del 1997 i rappresentanti di circa 160 paesi si sono incontrati a **Kyoto** (Giappone) per cercare di far convergere le diverse politiche sviluppatesi in attuazione degli accordi decisi nel 1992 nella Convenzione quadro sui cambiamenti climatici. Il Protocollo d'intesa, sottoscritto da parte dei 38 paesi più industrializzati, prevede una riduzione media, nel 2010, del 5,2% delle emissioni mondiali rispetto al 1990 (anno preso come riferimento). L'Unione Europea, che proponeva una riduzione media del 15%, si è impegnata a ridurre dell'8% (sempre rispetto i livelli del 1990) le emissioni di gas ad effetto serra, con quote diverse nei singoli paesi.

Con la Delibera CIPE del 3/12/1997, l'Italia ha attuato il Protocollo di Kyoto impegnandosi ad una riduzione del 6,5% rispetto al 1990. Questo implicherà, stando alle stime di crescita economica e consumi energetici previste, una riduzione nel 2010 superiore (le stime variano tra il 20 e il 50%) rispetto agli accordi internazionali.

Tra il 1998 e il 2000 la Conferenza delle Parti si riunisce 2 volte (Buenos Aires 1998, Bonn 1999) per dare attuazione al Protocollo di Kyoto, ma il Protocollo non viene ratificato.

Nel 2000 all'**Aja** si tiene la sesta Conferenza delle Parti. Viene pienamente ribadita la necessità di ridurre le emissioni globali del 5% rispetto a quelle del 1990, ma dopo due settimane la Conferenza fallisce per il mancato accordo tra Unione Europea e Stati Uniti. L'Unione Europea, infatti, pone come condizione che la maggior riduzione di emissioni di gas serra si realizzi attraverso programmi nazionali di ristrutturazione energetica: centrali elettriche più efficienti e trasporti più sostenibili, minore uso di carbone, gasolio e petrolio da sostituire con gas e fonti rinnovabili. Gli Stati Uniti, invece, chiedono di incidere il meno possibile sul sistema energetico nazionale, temendo conseguenze negative sull'economia, e propongono un maggior ricorso ai cosiddetti "meccanismi flessibili" e al riconoscimento dei serbatoi di anidride carbonica (sinks). La politica degli USA tende cioè a raggiungere l'obiettivo di Kyoto (-7% delle proprie emissioni) soprattutto attraverso crediti acquisiti con investimenti energetici in Russia, nei Paesi in via di

sviluppo e attraverso progetti di riforestazione. La trattativa sembra essersi arenata su un punto specifico: l'Unione europea chiedeva che almeno la metà degli interventi di riduzione delle emissioni fosse fatta a livello nazionale da ciascun paese industrializzato, gli Stati Uniti cercavano di negoziare al ribasso su questo 50 %.

La settima conferenza della parti, tenutasi in Marocco, a Marrakech, nel mese di novembre 2001, vede finalmente raggiungere un accordo. Sarà quindi ora possibile procedere alla ratifica del Protocollo di Kyoto dal quale, per ora, rimarranno volontariamente esclusi solo gli Stati Uniti. L'accordo conferma le modalità dell'applicazione stabilite a Bonn, che prevedono un forte sistema di controlli internazionali e di sanzioni. Sono state definite le regole per l'uso di tutti i meccanismi flessibili. In particolare, vengono definite le "unità di riduzione delle emissioni", oggetto di scambio nei meccanismi flessibili, come queste unità si certificano (unità di emissione certificate), come vanno trasferite ed acquisite, ecc. Sono stati istituiti i "Registri Nazionali" per la registrazione e la contabilizzazione sia delle "unità" (obblighi, crediti, ecc) sia delle transazioni operate ed in corso. Inoltre, è stato istituito un "*Executive Board*" per il "*Clean Development Mechanism*", composto da 10 membri, con compiti di supervisione, gestione e controllo di questo specifico meccanismo flessibile.

I progetti di forestazione nei paesi in via di sviluppo potranno iniziare molto presto, secondo un sistema di regole che saranno stabilite entro il 2002. L'accordo non è stato in grado di stabilire un percorso certo per il negoziato sulla promozione dell'energie rinnovabili a livello mondiale, che avrebbe dovuto trovare una prima formulazione al Vertice sullo sviluppo sostenibile di Johannesburg nel 2002.

1.3 Energia e Unione europea

1.3.1 Libro Bianco europeo

Nel 1995¹ la Commissione europea ha individuato tre grandi obiettivi di politica energetica:

1. migliore competitività;
2. sicurezza dell'approvvigionamento;
3. protezione dell'ambiente.

Con il Libro bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili"² la Commissione propone, per il 2010, un obiettivo indicativo globale del 12% per il contributo delle fonti energetiche rinnovabili al consumo interno lordo di energia dell'Unione Europea; attualmente la quota relativa alle fonti rinnovabili è inferiore al 6%. Il documento della Commissione Europea sottolinea i positivi risvolti economici ed ambientali che ne deriverebbero³, soprattutto in termini

¹ Libro Bianco: "Una politica energetica per l'Unione europea". COM (95) 682 del 13.12.1995.

² COM (97) 599 del 26.11.1997.

³ E' stata fatta una valutazione preliminare di alcuni costi e benefici:

occupazionali. Esso è comunque un obiettivo politico e non uno strumento giuridicamente vincolante.

Al fine di promuovere il decollo delle fonti rinnovabili di energia la Commissione propone una campagna d'azione basata su quattro azioni chiave [Appendice I: Tabella 2 - Campagne proposte dalla Commissione Europea].

La Commissione Europea istituirà il quadro generale, fornendo, ove possibile, assistenza tecnica e finanziaria e coordinando le azioni. Un ruolo prioritario sarà svolto dagli Enti Territoriali (nazionali e locali), secondo i mezzi a loro disposizione.

1.3.2 Programmi tematici per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili nell'UE

ALTENER

Attraverso la Decisione n. 646/2000/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 28 febbraio 2000, la Comunità ha rilanciato il programma Altener. La durata prevista è di quattro anni, dal 1998 al 2002; il programma si pone l'obiettivo principale di limitare le emissioni di biossido di carbonio attraverso lo sviluppo delle energie rinnovabili.

La Commissione è incaricata dell'esecuzione di tale programma, assistita da un comitato consultivo composto da rappresentanti degli Stati membri e da esperti nazionali. Annualmente stabilisce le linee direttrici per i provvedimenti di sostegno. Le azioni previste da Altener sono:

- studi ed altre azioni destinate a realizzare e completare le misure comunitarie adottate per sviluppare il potenziale delle energie rinnovabili, tra cui strategie settoriali e di mercato, sviluppo di norme e specifiche tecniche, stipulazione di contratti raggruppati, attività legislativa;
- azioni pilota volte ad ampliare o a creare le infrastrutture e gli strumenti per lo sviluppo delle energie rinnovabili a livello di:
 - pianificazione locale e regionale;
 - strumenti di pianificazione, progettazione, valutazione;
 - nuovi strumenti finanziari e di mercato;
 - istruzione e formazione;
- misure per incoraggiare lo scambio di esperienze e di *know-how* proposte da un'entità che non sia la Commissione;

-
- L'investimento netto (calcolato sottraendo all'investimento totale l'investimento che sarebbe stato necessario se l'energia ricavata dalle rinnovabili fosse fornita da tecnologie di combustibili fossili) è stimato a 95 miliardi di ECU.
 - La riduzione delle emissioni di anidride carbonica è stimata a 402 milioni di tonnellate l'anno rispetto al 1997.
 - L'aumento occupazionale legato al settore delle fonti rinnovabili e del relativo indotto è stimato, al netto delle perdite occupazionali in settori concorrenti, in 500.000 unità per il 2010.
 - La crescita potenziale dell'industria europea dell'energia rinnovabile sui mercati internazionali può portare nella Bilancia Commerciale europea circa 17 miliardi di ECU annui per attività di esportazione.

- azioni mirate per favorire la penetrazione di mercato delle fonti energetiche rinnovabili e incoraggiare gli investimenti nei seguenti settori: biomassa, sistemi solari di energia termica e fotovoltaica, sistemi solari passivi e attivi negli edifici, energia eolica, energia geotermica;
- azioni volte a: controllare l'attuazione della strategia e del piano di azione della Comunità, sostenere iniziative per realizzare il piano d'azione, valutare i progressi conseguiti e le misure intraprese nell'ambito del programma.

Per ALTENER è prevista una dotazione finanziaria di 77 milioni di euro e a seconda del tipo di azione da intraprendere la Comunità si riserverà il diritto di finanziare al 50% o anche totalmente un progetto pubblico o privato.

SAVE II

Il Consiglio dell'Unione ha adottato la decisione relativa all'istituzione della seconda fase del Programma SAVE (*Specific Action for Vigorous Energy Efficiency*) il 16 dicembre 1996. La Decisione comunitaria riconosce al Programma una durata di cinque anni, successivamente prorogata fino al 2003, la dotazione finanziaria è di 45 milioni di Euro. Il Programma prosegue l'azione condotta dal precedente SAVE e completa l'azione del Programma Thermie, concentrandosi sui settori della ricerca tecnica per la definizione di norme e specifiche tecniche e sulle misure d'incoraggiamento allo sviluppo di infrastrutture per le energie rinnovabili.

Le azioni previste da SAVE II sono:

- studi e altre azioni finalizzate all'esecuzione ed al completamento della legislazione comunitaria nel campo dell'efficienza energetica e delle norme di rendimento in materia di efficienza energetica;
- azioni pilota settoriali per accelerare gli investimenti di efficienza energetica e/o migliorare le tendenze dei consumatori;
- azioni pilota settoriali mirate intese a migliorare il comportamento energetico dei consumatori;
- esperienze proposte dalla Commissione al fine di promuovere lo scambio di esperienze, principalmente attraverso reti d'informazione;
- misure proposte da altri soggetti al fine di promuovere lo scambio di esperienze, principalmente attraverso reti d'informazione;
- azioni riguardanti il controllo settoriale dettagliato dei progressi di efficienza energetica nella Comunità;
- azioni specifiche a favore di una maggiore coesione negli stati membri e nelle regioni in materia di efficienza energetica, tramite un sostegno alla creazione di infrastrutture di efficienza energetica negli Stati membri e nelle regioni in cui le politiche al riguardo non sono ancora sufficientemente sviluppate;
- azioni specifiche a favore della gestione dell'energia a livello regionale ed urbano;
- studi ed altre azioni a sostegno di iniziative di efficienza energetica, all'interno di altri programmi comunitari o per inserire il criterio di efficienza energetica negli attuali

- programmi strategici della Comunità, tenendo conto dell'inquinamento ambientale dovuto alle fonti di energia primaria alla base;
- valutazione e controllo delle azioni intraprese ai sensi dei punti precedenti.

1.3.3 *Direttive per la liberalizzazione mercato energetico*

Direttiva 19 dicembre 1992, n. 96

La direttiva stabilisce norme comuni per la produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Quattro sono i punti principali affrontati:

- 1) Modalità di accesso al mercato,
- 2) Organizzazione del settore elettrico in Europa,
- 3) Procedure amministrative previste per la costruzione di nuovi impianti di generazione,
- 4) Sistema di gestione della rete di trasmissione e distribuzione.

L'art. 3 sancisce l'obbligo per gli stati membri di dar vita ad un mercato concorrenziale senza alcuna discriminazione di nazionalità. Ogni Stato potrà scegliere la formula di apertura (*Third Party Access-TPA* o Acquirente unico-AU) migliore, tenuto conto della propria specifica situazione. Il 2° e il 3° comma ribadiscono l'importanza di salvaguardare, in ogni caso, l'interesse pubblico e pongono un limite alla libera concorrenza, laddove questa ostacoli il rispetto degli obblighi di servizio pubblico.

Il terzo capitolo della direttiva è interamente dedicato alla **generazione**; ogni diritto esclusivo è abolito e vengono indicate due strade per la regolamentazione della nuova produzione:

- 1) sistemi di autorizzazioni;
- 2) sistema di bandi di gara.

Nel primo caso, i criteri di rilascio delle autorizzazioni sono stabiliti da ciascun Stato e possono riguardare ad esempio l'efficienza energetica, l'utilizzo di suolo pubblico, l'impatto ambientale e quindi la protezione dell'ambiente. In caso di diniego dell'autorizzazione devono essere fornite motivazioni obiettive e non discriminatorie e il richiedente può comunque presentare un ricorso.

Nel secondo, invece, (art. 6) si presuppone che lo Stato conservi la prerogativa di programmare preventivamente le capacità produttive elettriche necessarie, tenendo conto, ovviamente, della portata delle reti. In seguito, in base alle necessità e alle possibilità della rete, viene bandita una gara per aggiudicarsi l'appalto della nuova capacità produttiva.

I nuovi produttori potranno concludere contratti con i clienti abilitati.

Il quarto capitolo tratta della gestione della **rete di trasmissione**⁴; gli Stati o le imprese proprietarie delle rete, su delega statale, designeranno un **Gestore** della rete nazionale (da ora in poi Grtn). Il Grtn dovrà essere una società indipendente, se non altro, da un punto di vista gestionale; è responsabile della manutenzione, della gestione e dello sviluppo della rete, nonché dei flussi di energia che attraversano quest'ultima.

Il quinto capitolo si occupa delle reti di **distribuzione**⁵. Per ottemperare al principio di sussidiarietà⁶, la distribuzione, lo sviluppo e la proprietà delle reti, in questo settore, sono escluse dagli ambiti applicativi della direttiva. I diritti esclusivi restano in vigore, anche se lo Stato può, per esempio, obbligare il gestore della rete di distribuzione a dare la precedenza agli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili. In ogni caso il gestore non dovrà effettuare alcuna discriminazione tra gli utenti e dovrà garantire la sicurezza e l'affidabilità della rete, nella sua zona, nel rispetto dell'ambiente circostante.

Sesto capitolo: **l'unbundling**⁷. E' bene precisare subito che la direttiva non vieta l'integrazione verticale. Tuttavia le imprese integrate verticalmente saranno obbligate ad effettuare una divisione "contabile" per motivi di trasparenza e per evitare qualsiasi tipo di discriminazione o distorsione del principio della concorrenza⁸.

Dall'art. 16 all'art. 22 (Cap. VII) viene affrontata la delicata questione dell'**accesso alla rete**. Il TPA negoziato e il sistema dell'Acquirente unico sono trattati rispettivamente negli art. 17 e 18.

- Sistema di accesso **negoziato**: prevede la possibilità, per produttori e clienti idonei, di negoziare l'accesso alla rete attraverso contratti di fornitura basati su liberi accordi commerciali. I gestori della rete devono pubblicare una gamma di prezzi indicativi entro il primo anno dall'entrata in vigore della Direttiva e, negli anni successivi, i prezzi indicativi risultanti da una media dei prezzi convenuti nei contratti stipulati.
- Sistema dell'**Acquirente unico (AU)**: le tariffe di utilizzazione della rete sono decise, secondo criteri non discriminatori, dall'AU, persona giuridica designata dagli Stati membri. E' bene sottolineare che l'AU può non essere tenuto ad acquistare l'energia scambiata secondo quanto riferisce il 3° comma dell'art. 18. A questo proposito il testo

⁴ Per trasmissione si intende il trasporto di energia sulla rete interconnessa ad alta tensione per la distribuzione al cliente finale.

⁵ Per distribuzione si intende il trasporto di energia elettrica sulla rete interconnessa a medio-bassa tensione per la consegna ai clienti.

⁶ Art.3b del Trattato.

⁷ Il termine ha diverse accezioni. L'unbundling "contabile" indica la separazione contabile delle differenti aree di attività di un'impresa che opera in modo integrato. L'unbundling "organizzativo" comporta una corrispondente separazione delle attività anche sotto il profilo organizzativo e gestionale. L'unbundling "societario" implica invece lo scorporo delle stesse attività in società diverse.

⁸ Art.13 punto 3°.

normativo risulta poco chiaro, in quanto risulta difficile distinguere il sistema dell'AU dall'accesso negoziato.

Direttiva 22 giugno 1998, n. 30

La direttiva 98/30 stabilisce norme comuni per il mercato interno europeo del gas naturale. In particolare l'obiettivo è la realizzazione di un mercato concorrenziale europeo del gas naturale attraverso la creazione di singoli mercati nazionali liberi. La liberalizzazione dei diversi mercati nazionali è quindi solo strumentale rispetto alla introduzione di un mercato concorrenziale comune. I singoli Stati membri, tenuto conto della loro organizzazione del settore e nel rispetto del principio di sussidiarietà, devono assicurare che le imprese del gas siano gestite conformemente al raggiungimento dell'obiettivo attraverso la progressiva e graduale rimozione delle barriere alla concorrenza. In particolare la Direttiva individua i seguenti strumenti per l'abbattimento delle barriere alla concorrenza europea:

- Individuazione di "criteri obiettivi e non discriminatori" per la posa delle reti e la gestione di impianti di gas naturale.
- L'accesso di terzi alla rete (*Third Party Access – TPA*) definito come il diritto per alcuni determinati clienti (i cosiddetti clienti idonei) ad ottenere l'accesso alle reti dei fornitori e, quindi, la possibilità di acquistare il gas da soggetti diversi dal proprietario della rete a cui sono allacciati.

I punti chiave della direttiva sono, nel dettaglio, i seguenti:

Non discriminazione nella posa delle reti

La direttiva impone agli Stati Membri che i criteri obiettivi e le procedure non discriminatorie per costruire e/o gestire impianti di gas naturale siano resi pubblici.

Accesso al sistema infrastrutturale di terzi (TPA)

Il *TPA* nel settore gas, così come in quello elettrico, consiste nella possibilità accordata ad una determinata categoria di clienti, definiti idonei⁹, di accedere alla rete dei fornitori.

La direttiva prevede che gli Stati membri, in applicazione del principio di sussidiarietà, possano scegliere fra due differenti modalità di accesso ai clienti idonei:

- *accesso negoziato*: le imprese di gas naturale negoziano con i singoli clienti idonei contratti di fornitura, e quindi l'accesso alla rete, "sulla base di accordi commerciali volontari";
- *accesso regolamentato*: il diritto di accesso alla rete è conferito ai clienti idonei sulla base di tariffe di trasporto pubblicate.

⁹ Clienti che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale.

Nel caso in cui la scelta ricada sull' "accesso negoziato" è necessario garantire sia alle imprese di gas che ai clienti idonei la possibilità di negoziare l'accesso alla rete. Per questo motivo l'art.15 par. 2 prevede che, entro un anno dal recepimento, ogni Stato membro pubblichi le principali condizioni commerciali per l'utilizzo del sistema.

Se la scelta ricade sull'"accesso regolamentato", dovranno invece essere varate regole che garantiscano l'accesso al sistema ad imprese e clienti idonei, sulla base di tariffe pubbliche. Anche in questo caso il cliente idoneo ha facoltà di acquistare gas da una impresa fornitrice concorrente al proprietario o al gestore della rete.

L'accesso di terzi alle reti comporta, indipendentemente dalla modalità di accesso scelta da ogni Stato membro, la necessità di determinare un sistema di tariffe di vettoriamento non discriminatorie.

Per favorire questo processo la direttiva prevede l'*unbundling* contabile¹⁰ del sistema, in modo da consentire agli organismi di controllo di verificare la corretta allocazione dei costi dei servizi.

Nel disciplinare il *TPA* si presuppone evidentemente una gradualità nel processo di apertura dei mercati nazionali:

- gradualità nella definizione dei clienti idonei;
- possibilità data alla società di negare l'accesso a terzi alle reti in relazione a determinate fattispecie;
- la possibilità per lo Stato membro di avvalersi della clausola di reciprocità.

La gradualità implicita nella direttiva deriva dal fatto che l'introduzione del *TPA* costituisce un'assoluta novità relativamente a paesi dipendenti prevalentemente dall'estero, da un numero limitato di produttori non soggetti alla legislazione né nazionale, né comunitaria (per l'Italia: Russia e Algeria).

Il sistema ha inoltre investito in imponenti (e costose) infrastrutture di trasporto dedicate e non riconvertibili. Il modello del *TPA* è infatti mutuato da altri paesi (USA, Regno Unito, Canada, Argentina), sostanzialmente autosufficienti dall'estero e con una struttura dell'offerta frammentata. Il rischio implicito di un'introduzione di un accesso alle reti non graduale è che l'incremento di efficienza determinato dalla concorrenza sia compensato dal rafforzamento della posizione dominante dei produttori (non soggetti alla legislazione comunitaria), favorendo un innalzamento dei prezzi di importazione del gas. Inoltre un sistema liberalizzato potrebbe consentire comportamenti strategici da parte dei produttori in posizione dominante, tali da limitare anziché stimolare la diversificazione delle fonti di importazione, indebolendo la posizione sia commerciale che geopolitica dell'Europa e pregiudicando la possibilità di

¹⁰ Nel caso specifico del gas si riferisce alla separazione contabile tra attività di produzione, di approvvigionamento, di stoccaggio, di trasporto e di distribuzione.

introduzione di un mercato europeo concorrenziale; in ogni caso questo rischio, data la durata decennale dei contratti *take or pay*¹¹ già stipulati, perlomeno in Italia, al momento non sussiste.

Clients idonei

Sono “idonei” i clienti che, all’interno del loro territorio, hanno titolo a stipulare contratti o acquistare gas naturale. Su questo punto la direttiva lascia un abbondante margine di autonomia agli Stati membri, ma l’art.18 specifica che due tipologie di consumatori devono essere indicati come idonee da subito:

- i produttori di energia elettrica, indipendentemente dal livello del loro consumo annuale;
- gli altri clienti finali con un consumo superiore a 25 milioni di m³ per sito; dopo cinque anni la soglia si abbassa a 15 milioni di m³, dopo dieci anni a 5 milioni di m³.

E’ compito degli Stati membri assicurare che la suddetta definizione dei clienti idonei dia luogo ad un’apertura del mercato pari ad almeno il:

- 20% del consumo annuale di gas nel mercato nazionale (con la soglia a 25 milioni di m³);
- 28% (con la soglia a 15 milioni di m³);
- 33% (con la soglia a 5 milioni di m³).

Simmetricamente è data facoltà agli Stati membri di ridurre l’apertura del mercato qualora la suddetta definizione dei clienti idonei dia luogo ad una apertura superiore al:

- 30% del consumo annuale di gas nel mercato nazionale (con la soglia a 25 milioni di m³);
- 38% (con la soglia a 15 milioni di m³);
- 43% (con la soglia a 5 milioni di m³).

Unbundling contabile

Secondo la direttiva, la contabilità interna delle imprese del gas deve prevedere conti separati per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale, come se tali attività fossero svolte da imprese separate.

Possibilità per il rifiuto dell’accesso di terzi alle reti

Le imprese del gas possono giustificare un eventuale rifiuto di accesso al sistema nei tre seguenti casi (art. 17):

- mancanza di capacità di trasporto¹²;

¹¹ La clausola *take or pay* garantisce al produttore un livello minimo di ricavi indipendente dalla quantità di gas effettivamente prelevata dall’acquirente. Il produttore è così coperto da ogni rischio nel lungo periodo e il compratore ha la certezza di avere continuità negli approvvigionamenti.

- qualora l'accesso di terzi al sistema impedisca alle società di adempiere agli obblighi di pubblico servizio che lo Stato membro ritenga opportuno introdurre;
- qualora le imprese, a causa dell'apertura del mercato, si vengano a trovare in "gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione ai contratti *take or pay*".

L'art. 23 ammette la possibilità di negare l'accesso al sistema *upstream* in caso di incompatibilità tecniche, difficoltà che pregiudichino l'efficiente sfruttamento del giacimento, o più in generale, qualora si debbano contemperare esigenze adeguatamente motivate del proprietario o gestore della rete *upstream*¹³.

E' anche ammessa (art. 25, par. 3) una richiesta di deroga temporanea al diritto di accesso, qualora vi siano problemi strutturali del sistema e del mercato, o problemi comportamentali delle imprese (difficoltà finanziarie, rispetto contratti *take or pay*). La richiesta di deroga deve essere presentata senza alcun indugio, dopodiché lo Stato membro o l'autorità competente deciderà se concederla o meno. In ogni caso l'ultima parola spetta alla Commissione Europea.

Clausola di reciprocità

L'obiettivo della direttiva non sono i singoli mercati nazionali, ma la creazione di un unico mercato concorrenziale europeo. Da ciò nasce l'esigenza di assicurare un equilibrio non tanto tra gli operatori di uno stesso paese, quanto tra tutti gli operatori europei; questa esigenza è stata sintetizzata nel concetto di reciprocità.

"Per evitare squilibri nell'apertura dei mercati del gas" un'impresa può servire un cliente di un altro Stato se il cliente è considerato idoneo in entrambi i sistemi nazionali; in caso contrario lo Stato membro può rifiutare l'accesso.

La clausola di reciprocità con il resto dell'Europa risulta fondamentale per evitare che un mercato molto aperto danneggi eccessivamente i propri operatori nazionali in presenza di mercati limitrofi maggiormente protetti.

Sito – aggregatori di domanda

L'art.18 assume il criterio basato sul prelievo annuo per località (sito) per la definizione dei clienti idonei. Tale criterio calcola il totale dei volumi consumati annualmente sulla somma dei metri cubi consumati per ogni singolo punto di consegna. E' lasciata alla sussidiarietà degli Stati membri la possibilità di decidere una maggiore apertura del mercato attraverso una deroga al principio del sito per ammettere come clienti eleggibili "aziende appartenenti allo stesso gruppo industriale o ai consumatori riuniti in un consorzio o provenienti dalla stessa zona industriale che (...) in aggregato superano la soglia di idoneità".

¹² Se si riscontra una mancanza di capacità di trasporto nelle reti esistenti o in generale, limiti strutturali alle connessioni con altri sistemi, le imprese del settore possono essere invitate dagli Stati membri ad apportare i miglioramenti necessari, se economicamente giustificabili o se un cliente è disposto a sostenere i costi (art. 17 par. 2).

¹³ rete *upstream*: rete a monte del processo di filiera.

2 INTRODUZIONE ALLA NORMATIVA ITALIANA

2.1 Il Piano energetico nazionale

Il Piano energetico nazionale (PEN), approvato il 10 agosto 1988, si è ispirato ai criteri di:

- promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico,
- adozione di norme per gli autoproduttori,
- sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Questi tre obiettivi sono finalizzati a limitare la dipendenza energetica dell'Italia dagli altri paesi, attualmente maggiore dell'80%. Il consumo di energia elettrica è soddisfatto per lo più dalle importazioni, in particolare dalla Francia e dalla Svizzera.

Il PEN ha fissato per il 2000 l'obiettivo di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili del 44%, con una ripartizione interna di questo mercato suddiviso in 300 MW di energia eolica e 75 MW di energia fotovoltaica. In più ha stabilito che tutte le Regioni devono adottare Piani d'azione per l'utilizzo e la promozione di energie rinnovabili sul proprio territorio.

2.2 Legge 9 gennaio 1991, n. 9

Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.

L'aspetto più significativo introdotto dalla legge 9/1991 è costituito dalla parziale liberalizzazione della produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, che per diventare operativa deve solo essere comunicata. La produzione da fonti convenzionali, invece, rimane vincolata all'autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (Mica). L'**art. 20**, modificando la legge 6 dicembre 1962, n. 1643, consente alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all'Enel. L'impresa autoproduttrice, se costituita in forma societaria, può produrre anche per uso delle società controllate o della società controllante. Questo principio attenua solo in parte il monopolio dell'Enel, perché vincola la cessione delle eccedenze energetiche all'Enel stessa. Tali eccedenze vengono ritirate a un prezzo definito dal Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP) 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 che acquista. In questo modo si cerca di fornire benefici economici a quei soggetti che, senza ridurre la propria capacità produttiva, adottano tecnologie che riducono i consumi energetici.

L'**art. 22** introduce incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili o assimilate¹⁴ e in particolare da impianti combinati di energia e calore. I prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel, al vettoriamento ed i parametri relativi allo scambio vengono fissati dal Comitato Interministeriale Prezzi (CIP), il quale dovrà assicurare prezzi e parametri incentivanti. Gli impianti con potenza non superiore ai 20 KW "vengono esclusi dal pagamento dell'imposta e dalla categoria di officina elettrica, in caso di funzionamento in servizio separato rispetto alla rete pubblica".

Nel 1992, con il provvedimento n. 6, il CIP ha fissato in 8 anni dall'entrata in funzione dell'impianto, il termine per la concessione degli incentivi; allo scadere di questo periodo il prezzo di cessione rientra nei criteri del costo evitato. Sempre nello stesso provvedimento il CIP ha stabilito la condizione di efficienza energetica per l'assimilabilità alle fonti rinnovabili calcolata con un indice energetico che premia le soluzioni a più alto rendimento elettrico.

La legge 9/1991 prevede, inoltre, una **convenzione tipo** con l'Enel, approvata dal Ministero dell'Industria con proprio decreto il 25 settembre 1992, che regoli la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate.

L'**art. 23** è dedicato alla circolazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che usano fonti rinnovabili e 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 a società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti" (comma 1), l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate può circolare liberamente. Qualora il calore prodotto in cogenerazione sia ceduto a reti pubbliche di riscaldamento, le relative convenzioni devono essere stipulate sulla base di una convenzione tipo approvata dal Ministero dell'Industria e i prezzi massimi del calore prodotto in cogenerazione sono determinati dal CIP, tenendo conto dei costi del combustibile, del tipo e delle caratteristiche delle utenze.

2.3 Legge 9 gennaio 1991, n. 10

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.

Il **Titolo I** della legge reca norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti di energia. In particolare all'**art. 5** prescrive che le Regioni e le Province

¹⁴ Sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate 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. Sono considerate altresì 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 conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.

autonome predispongano, d'intesa con l'Enea, i piani energetici regionali o provinciali relativi all'uso di fonti rinnovabili di energia.

I piani devono contenere:

- il bilancio energetico;
- l'individuazione dei bacini energetici territoriali, ovverosia quei bacini che costituiscono, per caratteristiche, dimensioni, esigenze dell'utenza, disponibilità di fonti rinnovabili, risparmio energetico realizzabile e preesistenza di altri vettori energetici, le aree più idonee ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia;
- la localizzazione e la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- l'individuazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia;
- la destinazione delle risorse finanziarie, secondo un ordine di priorità relativo alla quantità percentuale e assoluta di energia risparmiata, per gli interventi di risparmio energetico;
- la formulazione di obiettivi secondo priorità d'intervento;
- le procedure per l'individuazione e la localizzazione di impianti per la produzione di energia fino a 10 MW elettrici.

I piani regionali sono supportati da specifici piani energetici comunali realizzati dai Comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti, inseriti nei rispettivi piani regolatori generali.

Le Regioni hanno il compito di concedere **contributi in conto capitale** a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia (art. 8) e del contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario (art. 10) e nel settore agricolo (art. 13).

Nel settore edilizio i contributi previsti per la climatizzazione e l'illuminazione degli ambienti, per la produzione di energia elettrica e di acqua calda sanitaria nelle abitazioni adibite a usi diversi¹⁵ possono essere stanziati nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento ammissibile documentata per ciascuno dei seguenti interventi:

- coibentazione degli edifici esistenti se consente un risparmio non inferiore al 20%;
- installazione di nuovi generatori di calore ad alto rendimento, se consentono un rendimento, misurato con metodo diretto, non inferiore al 90% sia negli edifici di nuova costruzione sia in quelli esistenti;
- installazione di pompe di calore per il riscaldamento ambientale o di acqua sanitaria o di impianti di utilizzo di fonti rinnovabili, se consentono la copertura almeno del 30% del fabbisogno termico dell'impianto in cui è effettuato l'intervento;

¹⁵ La legge cita: "ad uso civile, industriale, commerciale, artigianale, agricolo, turistico e sportivo".

- installazione di apparecchiature per la produzione combinata di energia elettrica e di calore;
- installazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica (in questo caso il contributo può essere elevato all'80%);
- installazione di sistemi di controllo integrati e di contabilizzazione differenziata di consumi di calore, se consentono di ridurre i consumi di energia e di migliorare le condizioni di compatibilità ambientale dell'utilizzo di energia a parità di servizio reso e di qualità della vita;
- trasformazione di impianti centralizzati di riscaldamento in impianti unifamiliari a gas per il riscaldamento e la produzione di acqua sanitaria dotati di sistema automatico di regolazione della temperatura, inseriti in edifici composti da più unità immobiliari, con determinazione dei consumi per le singole unità immobiliari;
- installazione di sistemi di illuminazione ad alto rendimento anche nelle aree esterne.

Nei settori industriale, artigianale e terziario, per il contenimento dei consumi energetici, l'art.10 prevede la concessione di contributi in conto capitale fino al 30% della spesa ammissibile preventivata per realizzare o modificare impianti con potenza fino a 10 MW termici o fino a 3 MW elettrici che consentano risparmio energetico attraverso:

- l'utilizzo di fonti alternative di energia;
- un miglior rendimento degli impianti;
- la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili.

Nel settore agricolo, come incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili, l'art. 13 prevede la concessione di contributi in conto capitale nella misura massima del 55% per la realizzazione di impianti con potenza fino a 10 MW termici o fino a 3 MW elettrici per la produzione di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili. Il contributo è elevabile al 65% per le cooperative.

I soggetti operanti nei settori industriale, civile, terziario e dei trasporti per accedere ai contributi devono nominare un tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia. Questi responsabili sono tenuti ad individuare le azioni, gli interventi e le procedure per promuovere l'uso razionale dell'energia e predisporre bilanci e dati energetici relativi alle proprie strutture e imprese. Questi dati devono essere comunicati (se richiesti) al Mica per la concessione dei contributi (art.19).

Il **Titolo II** contiene norme per il contenimento del consumo di energia negli edifici condominiali. A tal fine gli edifici pubblici e privati devono essere progettati e messi in opera in modo tale da contenere al massimo i consumi di energia termica ed elettrica in relazione al progresso della tecnica.

Nell'**art. 26**, in deroga agli articoli 1120 e 1136 del Codice civile, si introduce 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 allo stesso articolo si 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 è affidato alla Pubblica Amministrazione, poiché è tenuta a soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici di cui è proprietaria ricorrendo alle fonti menzionate, salvo impedimenti di natura tecnica o economica. L'**art. 30** relativo alla certificazione energetica degli edifici, in mancanza dei decreti applicativi che il Mica, Ministero dei Lavori Pubblici e l'Enea avrebbero dovuto emanare, è rimasto inapplicato. Il certificato energetico in caso di compravendita e locazione dovrebbe essere comunque portato a conoscenza dell'acquirente o del locatario dell'intero immobile o della singola unità immobiliare. L'attestato relativo alla certificazione energetica ha una validità temporanea di cinque anni.

2.4 D.M. 25 settembre 1992 - Convenzione tipo

Il Mica, in accordo con quanto stabilito all'art. 22, comma 4, della legge 9/1991, dispone che la cessione, lo scambio, il vettoriamento e la produzione per conto dell'Enel dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che utilizzano fonti di energia considerate rinnovabili o assimilate vengano regolati da una apposita convenzione tipo.

La convenzione tipo tiene conto del necessario coordinamento dei programmi realizzativi nel settore elettrico nei diversi ambiti territoriali, in vista del conseguimento dei seguenti fini di interesse generale:

1. "la pianificazione delle iniziative programmate nel settore elettrico, secondo un rapporto di equilibrio, anche in termini temporali, tra l'entità dei nuovi apporti di energia, il loro inserimento nella gestione coordinata di un parco di generazione idro-termoelettrica e l'andamento dei fabbisogni nelle diverse aree del territorio";
2. "l'adempimento da parte dell'Enel SpA, di tutti gli impegni connessi alla responsabilità e sicurezza del servizio elettrico nazionale e la conseguente realizzazione, a tali fini, dei programmi di costruzione di nuovi impianti approvati secondo la normativa vigente, anche in vista delle esigenze di diversificazione delle fonti di energia e di sicurezza nell'approvvigionamento dei combustibili".

La convenzione è inoltre regolata secondo una graduatoria di priorità che tiene conto:

- delle fonti utilizzate;
- della dimensione del risparmio energetico atteso;
- dei vantaggi realizzabili in termini di protezione dell'ambiente.

In base a queste esigenze, la graduazione delle priorità, una volta accertata la fattibilità dell'iniziativa, deve essere definita in funzione:

1. della tipologia della fonte utilizzata e dei valori di rendimento attesi dai nuovi impianti¹⁶;
2. della localizzazione delle iniziative in rapporto sia alla necessità di copertura dei fabbisogni nel territorio, sia alla struttura ed alle esigenze di esercizio del sistema di produzione e trasporto esistente¹⁷.

La graduatoria viene aggiornata ogni 6 mesi dall'Enel e viene consegnata al Mica con una relazione afferente i motivi delle scelte operate.

La convenzione definitiva stabilisce il programma di utilizzo e la durata della cessione dell'energia elettrica, destinata in tutto o in parte all'Enel, per gli impianti di tipo a). Per gli impianti di tipo b), con cessione delle eccedenze, il ritiro dell'energia da parte dell'Enel è subordinato alle possibilità tecniche ed alle esigenze di coordinamento dell'esercizio della rete elettrica.

Le convenzioni che hanno per oggetto la cessione di energia di nuova produzione¹⁸ da fonti rinnovabili o assimilate devono, però, essere precedute da una convenzione preliminare, necessaria per la concessione della convenzione definitiva. Da tale convenzione preliminare sono esenti gli impianti inclusi nelle convenzioni-quadro stipulate dall'Enel prima dell'entrata in vigore della legge 9/1991.

Per la concessione della convenzione preliminare deve essere consegnata una relazione contenente le seguenti indicazioni:

- caratteristiche tecniche generali dell'impianto, con dettagliati riferimenti alla tipologia, alla quantità e qualità della produzione, al programma di utilizzo dell'impianto, alla fonte primaria utilizzata ed alla sua disponibilità;
- ubicazione del nuovo impianto;

¹⁶ In merito alla tipologia della fonte impiegata sono assegnate priorità, in ordine decrescente, alle seguenti categorie di impianti:

- a) impianti che utilizzano fonti rinnovabili propriamente dette; impianti alimentati da fonti assimilate con potenza elettrica fino a 10.000 kW;
- b) impianti atti ad utilizzare carbone o gas prodotto dalla gassificazione di qualunque combustibile o residuo; impianti destinati esclusivamente a funzionamenti in emergenza;
- c) impianti maggiori di 10.000 kW, che utilizzano combustibili di processo o residui non altrimenti utilizzabili, sia per ragioni tecniche che economiche, con impiego di combustibili fossili nella quantità strettamente indispensabili all'utilizzo degli stessi combustibili di processo o residui; impianti che utilizzano fonti fossili esclusivamente da giacimenti minori isolati;
- d) altri impianti, maggiori di 10.000 kW, ordinati in funzione dell'indice energetico, di cui al provvedimento CIP n.6 del 1992, titolo I, e successive modificazioni.

¹⁷ Per quanto riguarda la localizzazione della iniziativa è assegnata una maggiorazione del 10% all'indice energetico quando gli impianti vengono ubicati in Regioni aventi un deficit della produzione elettrica netta destinata al consumo, rispetto alla energia elettrica richiesta, superiore al 50%. In ciascuna Regione tale maggiorazione verrà concessa a partire dagli impianti aventi il maggior valore dell'indice energetico e sarà applicata nei limiti necessari a ridurre il suddetto deficit al 50%.

¹⁸ Sia tramite nuovi impianti che tramite il potenziamento di impianti esistenti.

- quota della produzione destinata all'Enel e tipologia del processo produttivo cui sarà destinata la quota di autoconsumo;
- data della prevista entrata in servizio dell'impianto;
- stato delle procedure autorizzative anche in relazione ad eventuali vincoli, prescrizioni o indirizzi derivanti dalla pianificazione energetica territoriale ai sensi dell'art.5 della legge 10/1991;
- stato delle procedure relative alla eventuale domanda di ammissione ai contributi previsti dalla legge 10/1991.

La verifica delle condizioni prescritte ai fini delle convenzioni preliminari è definita dall'Enel e dai proponenti con scadenza semestrale (30 giugno e 31 dicembre di ciascun anno solare). L'Enel accetta le proposte in base alla graduatoria di priorità, all'ammissibilità giuridica, alla compatibilità tecnica con il parco di generazione e con la rete nazionale e alle linee stabilite dalla programmazione di sviluppo degli impianti di produzione e trasmissione.

Per quanto riguarda la **fase di esercizio** degli impianti, la convenzione mira a stabilire reciproche garanzie volte a coordinare le singole esigenze con l'esercizio dell'intero parco di generazione. Per gli impianti che destinano in tutto o in parte la loro produzione energetica all'Enel c'è l'impegno reciproco a fornire e ritirare l'energia fino alla scadenza della convenzione. Il coordinamento dell'apporto del produttore con l'esercizio del sistema elettrico nazionale spetta all'Enel e deve sottostare a due criteri distinti in funzione della tipologia dell'impianto.

1. Per gli impianti di categoria a), b) e c) è posto il vincolo dei necessari livelli di sicurezza nella gestione del sistema di produzione e trasporto. Gli impianti a) e b) con potenza superiore a 10 MW e gli impianti di categoria c) devono presentare il programma di produzione settimanale.
2. Per gli impianti di categoria d), l'Enel ha la facoltà di ridurre il ritiro, che, se supera il limite concordato di indisponibilità, deve essere indennizzato in base al prezzo di cessione stabilito dal CIP 6/1992 al netto del costo evitato di produzione. L'Enel, che stabilisce il programma settimanale di produzione, non può richiedere più di 25 fermate l'anno.

2.5 CIP 6/1992

Il prezzo a cui è possibile vendere energia elettrica alla rete nazionale è regolato dal provvedimento n. 6 del 1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi (CIP)¹⁹. I prezzi sono stabiliti in base al criterio del costo evitato²⁰, ma nel caso di nuova produzione da impianti

¹⁹ IL CIP 6/1992 è stato integrato dal MICA il 4 agosto 1994 (DM 186/1994).

²⁰ Il criterio del costo evitato è composto da: costo di impianto, costo di esercizio, manutenzione, spese generali e costo del combustibile.

alimentati da fonti rinnovabili o assimilate si ha, per i primi otto anni, un prezzo incentivante, variabile a seconda della tipologia di impianto. Il provvedimento in questione è stato, di fatto, ritirato nel 1996. Solo gli impianti che hanno concluso un contratto preliminare con l'Enel entro il 31/12/1996 ricevono il pagamento stabilito dal provvedimento; nessun altro impianto o progetto può beneficiare di queste tariffe.

2.6 DPR 26 agosto 1993, n.412

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'articolo 4, comma 4²¹, della legge 9 gennaio 1991, n.10.

Per valutare l'efficienza degli impianti termici il DPR 412/1993:

- suddivide il territorio nazionale in sei zone climatiche²² in funzione dei gradi giorno comunali e indipendentemente dall'ubicazione geografica;
- stabilisce per ogni zona climatica la durata giornaliera di attivazione e il periodo annuale di accensione degli impianti di riscaldamento²³;
- classifica gli edifici in otto categorie a seconda della destinazione d'uso²⁴;

²¹ "[...] sono emanate norme per il contenimento dei consumi di energia, riguardanti in particolare progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici, e i seguenti aspetti: determinazione delle zone climatiche, durata giornaliera di attivazione nonché periodi di accensione degli impianti termici, temperatura massima dell'aria negli ambienti degli edifici durante il funzionamento degli impianti termici, rete di distribuzione e adeguamento delle infrastrutture di trasporto, di ricezione e di stoccaggio delle fonti di energia al fine di favorirne l'utilizzazione da parte degli operatori pubblici e privati [...]".

²² Le zone climatiche sono così ripartite:

Zona A: comuni che presentano un numero di gradi giorno non superiore a 600;

Zona B: comuni che presentano un numero di gradi giorno maggiore di 600 e non superiore a 900;

Zona C: comuni che presentano un numero di gradi giorno maggiore di 900 e non superiore a 1.400;

Zona D: comuni che presentano un numero di gradi giorno maggiore di 1.400 e non superiore a 2.100;

Zona E: comuni che presentano un numero gradi giorno maggiore di 2.100 e non superiore a 3.000.

²³ Zona A: ore 6 giornaliere dal 1° dicembre al 15 marzo;

Zona B: ore 8 giornaliere dal 1° dicembre al 31 marzo;

Zona C: ore 10 giornaliere dal 15 novembre al 31 marzo;

Zona D: ore 12 giornaliere dal 1° novembre al 15 aprile;

Zona E: ore 14 giornaliere dal 15 ottobre al 15 aprile;

Zona F: nessuna limitazione.

Al di fuori di tali periodi gli impianti termici possono essere attivati solo in presenza di situazioni climatiche che ne giustificano l'esercizio e comunque con una durata giornaliera non superiore alla metà di quella consentita a pieno regime.

²⁴ Gli edifici sono classificati in base alla loro destinazione d'uso nelle seguenti categorie:

E.1 Edifici adibiti a residenza e assimilabili: abitazioni adibite a residenza con carattere continuativo, quali abitazioni civili e rurali, collegi, conventi, case di pena, caserme; abitazioni adibite a residenza con occupazione saltuaria, quali case per vacanze, fine settimana e simili; edifici adibiti ad albergo, pensione ed attività similari;

E.2 Edifici adibiti a uffici e assimilabili: pubblici o privati, indipendenti o contigui a costruzioni adibite anche ad attività industriali o artigianali, purché siano da tali costruzioni scorporabili agli effetti dell'isolamento termico;

- stabilisce per ogni categoria di edifici la temperatura massima interna consentita²⁵;
- stabilisce che gli impianti termici nuovi o ristrutturati devono garantire un rendimento stagionale medio che va calcolato in base alla potenza termica del generatore;
- stabilisce i valori limite di rendimento per i generatori di calore ad acqua calda e ad aria calda.

La manutenzione degli impianti di riscaldamento, da effettuarsi periodicamente ogni anno, è affidata al proprietario, all'occupante dell'immobile o a un terzo responsabile. Per i generatori di calore devono, inoltre, essere effettuate delle verifiche su alcuni parametri (ad esempio il rendimento energetico) contenuti in appositi libretti. Tali verifiche devono avere una periodicità annuale per i generatori con potenza nominale superiore a 35 kW o biennale per quelli con potenza nominale inferiore. Per le centrali termiche con potenza superiore a 350 kW tali controlli devono avere una cadenza semestrale. Il controllo sullo stato di manutenzione e di esercizio degli impianti termici viene affidato ai comuni con più di quarantamila abitanti e alle province per la restante parte del territorio.

Tale regolamento è in fase di revisione. Alla luce delle modifiche varate dal Consiglio dei Ministri in data 10/12/1999, il DPR 412/1993 dovrebbe contenere alcune rettifiche. In particolare gli edifici di nuova costruzione devono essere dotati di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del consumo energetico per ogni singola unità immobiliare.

2.7 Benefici fiscali ai sensi dell'art. 1 della legge n. 449/1997

I benefici previsti all'art. 1 della legge 27 dicembre 1997, n. 449 (che contiene misure per la stabilizzazione della finanza pubblica), prorogati dalle successive leggi finanziarie (la legge 23 dicembre 2000, n. 388, Finanziaria 2001, ha prorogato i termini sino al 31/12/2001), possono

E.3 Edifici adibiti a ospedali, cliniche o case di cura e assimilabili ivi compresi quelli adibiti a ricovero o cura di minori o anziani nonché le strutture protette per l'assistenza ed il recupero dei tossico dipendenti e di altri soggetti affidati a servizi sociali pubblici;

E.4 Edifici adibiti ad attività ricreative o di culto e assimilabili: quali cinema e teatri, sale di riunioni per congressi; mostre, musei e biblioteche, luoghi di culto; bar, ristoranti, sale da ballo;

E.5 Edifici adibiti ad attività commerciali e assimilabili: quali negozi, magazzini di vendita all'ingrosso o al minuto, supermercati, esposizioni;

E.6 Edifici adibiti ad attività sportive: piscine, saune e assimilabili; palestre e assimilabili; servizi di supporto alle attività sportive;

E.7 Edifici adibiti ad attività scolastiche a tutti i livelli e assimilabili;

E.8 Edifici adibiti ad attività industriali ed artigianali e assimilabili.

Qualora un edificio sia costituito da parti individuali come appartenenti a categorie diverse, le stesse devono essere considerate separatamente e cioè ciascuna nella categoria che le compete.

²⁵ La temperatura massima interna consentita è di:

18 °C +2 °C di tolleranza per gli edifici rientranti nella categoria E.8;

20 °C +2 °C di tolleranza per gli edifici rientranti nelle categorie diverse da E.8.

Il mantenimento della temperatura dell'aria negli ambienti entro i limiti fissati deve essere ottenuto con accorgimenti che non comportino spreco di energia.

essere considerati come diretta continuazione delle agevolazioni contemplate nella legge 10/1991. In particolare l’iva sulle prestazioni relative agli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria si riduce dal 20 al 10 per cento per i fabbricati destinati prevalentemente ad uso abitativo privato e sono previste agevolazioni tributarie²⁶ per gli interventi effettuati sulle singole unità immobiliari residenziali di qualsiasi categoria catastale²⁷, anche rurali, mirati al conseguimento del risparmio energetico e all’adozione di impianti basati sull’impiego di fonti rinnovabili di energia. I soggetti beneficiari delle agevolazioni tributarie in oggetto sono:

- i proprietari delle unità immobiliari;
- i pieni proprietari o i nudi proprietari;
- i titolari di un diritto reale (ad es. usufrutto o uso);
- coloro che detengono l’unità immobiliare in base ad un titolo idoneo (ad es. gli inquilini o i comodatari);
- i soci di cooperative divise o indivise;
- i soci di società semplici, di società di fatto e gli imprenditori individuali anche in forma di impresa familiare;
- i soggetti che svolgono attività d’impresa, con riferimento ai beni non classificati come strumentali o merce.

2.8 Accordo volontario nazionale per l'utilizzo dei biocarburanti nel settore dei trasporti

Nell'Aprile del 2001 è stato firmato un accordo tra tutti i soggetti costituenti la filiera del *biodiesel*, incluso il Consiglio delle Regioni. L'obiettivo dell'accordo è l'introduzione di miscele *biodiesel*-gasolio nella rete nazionale di distribuzione carburanti e nelle flotte di trasporto pubblico e dei servizi di pubblica utilità. Le parti si impegnano incentivare lo sviluppo di coltivazioni dedicate *non food* e svincolate dal *set aside* obbligatorio.

²⁶ A decorrere dal 1 gennaio 2000 è prevista un’agevolazione del 36% della spesa sostenuta, in termini di detrazione di tale quota ai fini dell’IRPEF. Se l’immobile appartiene a una società di persone, tale detrazione è moltiplicabile per ciascuna unità immobiliare posseduta dalla società e per ciascun socio.

²⁷ Sia unità immobiliari accatastate come abitazioni, anche se dotate di caratteristiche di lusso, sia unità immobiliari non accatastate come abitazioni, che tuttavia sono utilizzate con finalità residenziali.

3 IL NUOVO APPROCCIO ALLA POLITICA ENERGETICO-AMBIENTALE

Gli ultimi anni sono stati segnati da un cambiamento di approccio nella politica energia/ambiente, in particolare sotto due aspetti.

Il primo è l'approccio integrato alle questioni energetiche, in quanto oltre al perseguimento di finalità prettamente energetiche:

- sicurezza degli approvvigionamenti,
- valorizzazione delle risorse nazionali,
- competitività del settore,

vengono associate anche finalità ambientali:

- preservare l'ambiente locale e globale,
- migliorare il rendimento ed evitare gli sprechi,
- razionalizzare l'uso delle risorse,
- servire gli utenti in modo equo.

Il secondo cambiamento riguarda lo spostamento da una politica di tipo “*command and control*” a una di tipo pro-attivo, basata sulla logica della concertazione e degli accordi volontari. In questa ottica si è tenuta a Roma, dal 25 al 28 novembre 1998, la conferenza nazionale sull'Energia e l'Ambiente, in cui si è scelto il sistema degli accordi volontari come procedura privilegiata per definire le azioni settoriali e territoriali delle questioni energetico - ambientali; in tal modo gli obiettivi vengono definiti in maniera consensuale tra Pubblica Amministrazione e *stakeholders* (ad es. Patto per l'energia e l'ambiente).

3.1 Il processo di decentramento amministrativo

In attuazione del processo di decentramento amministrativo, il decreto legislativo 112/1998 ha trasferito molte funzioni dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali, in base al principio di sussidiarietà. La portata di tale delega è molto innovativa in quanto l'energia non era compresa tra le materie che la Costituzione (all'art. 117) rimetteva alla competenza legislativa regionale.

Le funzioni in ambito energetico che concernono l'elaborazione e la definizione degli obiettivi e delle linee della politica energetica nazionale, nonché l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento per un'articolata programmazione energetica regionale, rimangono comunque di competenza statale. Per quanto riguarda le funzioni amministrative, vengono assegnate allo Stato quelle che assecondano esigenze di politica unitaria e hanno interesse di carattere nazionale o sovraregionale.

Alla Regione vengono assegnate funzioni con criterio residuale, ovvero tutte quelle non conferite direttamente allo Stato e agli Enti locali. Il decreto attribuisce espressamente alla Regione il controllo di quasi tutte le forme di incentivazione previste dalla legge 10/1991 (artt. 12, 14, 30) e il coordinamento dell'attività degli Enti locali in relazione al contenimento dei consumi di energia degli edifici.

L'art. 31 del Dlgs 112/1998 attribuisce agli Enti locali le funzioni amministrative connesse "al controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia e le altre funzioni che siano previste dalla legislazione regionale" (art. 31), in particolare alla Provincia sono assegnate le seguenti funzioni:

- la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- l'autorizzazione alla installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia;
- il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

Tale processo è stato ulteriormente rafforzato dalla legge di riforma costituzionale (L. 1/1999), che contempla la produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia quali materie a "legislazione concorrente" e come tale "*spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato*".

3.2 Delibera CIPE: linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra

Il CIPE ha individuato le linee guida per mantenere fede agli impegni assunti nel dicembre 1997 a Kyoto: riduzione del 6,5% dei gas serra rispetto ai livelli del 1990, stimata in circa 100 milioni di tonnellate di anidride carbonica equivalente rispetto allo scenario tendenziale al 2010.

Le linee guida individuano sei azioni prioritarie [*Appendice I: Tabella 4 - Linee guida per la riduzione dei gas serra*] che porteranno a raggiungere l'obiettivo finale previsto per il 2008 - 2012, e gli obiettivi intermedi previsti per il 2003 e il 2006.

3.3 Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili

L'Unione europea individua nella promozione delle fonti rinnovabili uno strumento per il raggiungimento dei tre grandi obiettivi generali di politica energetica:

1. maggiore competitività;
2. sicurezza dell'approvvigionamento;
3. protezione dell'ambiente.

Il Governo Italiano, in sintonia con gli indirizzi di politica energetica europea, ha individuato, nel documento intitolato “ Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili”²⁸, gli obiettivi nazionali specifici ed ha elaborato le strategie idonee per conseguirli. In parallelo con quanto stabilito dalla Commissione europea, anche l'Italia ha deciso di raddoppiare al 2010 il contributo delle fonti rinnovabili nel bilancio energetico [Appendice I , Tabella 5 - Situazione di mercato delle rinnovabili al 1996 e previsioni di sviluppo al 2010, Tabella 6 - Stima degli investimenti necessari per le realizzazioni 1996 – 2010].

In ambito nazionale si dovrebbe passare dai 12,7 Mtep del 1996 a circa 24 Mtep nel 2010, con un duplice effetto positivo sull'ambiente²⁹ e sui livelli occupazionali³⁰. Per raggiungere questo obiettivo la politica italiana si articolerà in sette linee di intervento.

1. Adozione di politiche coerenti.

I Ministeri competenti, le Regioni e gli Enti locali parteciperanno ai lavori di un tavolo permanente di consultazione tecnica per il coordinamento delle politiche energetiche.

2. Decentramento e sussidiarietà: funzioni e strutture per le Regioni e gli Enti locali.

Si favorirà il coinvolgimento delle Regioni e degli Enti locali, garantendo loro le risorse finanziarie necessarie per la promozione della produzione di energia rinnovabile e il supporto tecnico necessario allo sviluppo delle agenzie per l'energia.

3. Diffusione di una consapevole cultura energetico - ambientale.

Dovranno essere promosse azioni volte alla creazione di una cultura delle rinnovabili e di una coscienza energetico - ambientale della cittadinanza, nonché la diffusione di azioni di formazione specialistica e professionale locale.

4. Riconoscimento del ruolo strategico della ricerca.

La collaborazione con l'industria nazionale sarà la strada maestra per la ricerca sulle tecnologie prossime alla maturità, mentre la ricerca strategica di lungo periodo verrà perseguita con l'integrazione in progetti europei. Di grande interesse è anche la cooperazione internazionale con i paesi in via di sviluppo.

5. Implementazione dell'integrazione nei mercati energetici.

- Si creerà un quadro normativo di riferimento chiaro e coerente con le politiche europee, idonee a favorire l'iniziativa privata;

²⁸ Il documento è stato presentato durante la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, 25/28 novembre 1998).

²⁹ In Italia il costo ambientale della produzione di energia elettrica da olio combustibile è stimato pari a 65/106 Lire 97/KWh, da gas naturale pari a 28/51 Lire 97/KWh, da idraulica pari a 6,46 Lire 97/KWh (fonte: Energia blu, n. 2, Maggio 1998).

³⁰ Entro il 2020 l'impatto occupazionale al netto delle perdite dovute alla chiusura degli impianti tradizionali in via di dismissione, viene stimato in un aumento compreso tra 59.600 e 71.200 unità. La maggior parte dell'aumento occupazionale verrà dallo sfruttamento delle biomasse (circa il 45%) e dall'energia solare (26% circa); inoltre più della metà degli occupati sarà localizzata nel Mezzogiorno.

- Per l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili si intendono promuovere meccanismi di vendita più flessibili di quelli vigenti per l'elettricità da fonti convenzionali e in particolare si dovrà dare:
 - la precedenza nel dispacciamento,
 - l'obbligo di acquisto, da parte dei grandi produttori, di quote prefissate di energia da rinnovabili,
 - il rinnovo delle concessioni idroelettriche subordinato a programmi di potenziamento degli impianti già installati,
 - l'autorizzazione alla costruzione di nuovi impianti o al ripotenziamento di quelli esistenti subordinata alla costruzione di impianti a fonti rinnovabili,
 - l'uso prioritario delle rinnovabili nelle piccole reti isolate;
- si cercherà di diffondere l'impiego dei biocombustibili negli autoveicoli destinati al trasporto pubblico e nella nautica da diporto;
- si finanzierà la diffusione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili;
- si sosterranno gli accordi volontari;
- si cercherà di inserire uno specifico asse, dedicato alle fonti rinnovabili, nella programmazione 2000 –2006 dei Fondi Strutturali dell'Unione europea.

6. Soddisfacimento delle esigenze organizzative.

- Si istituirà un osservatorio sulle fonti rinnovabili per monitorare lo sviluppo del settore e fornire sostegno alla ricerca;
- Si cercherà di dare un nuovo assetto alla normativa giuridica, separandola da quella tecnica.

7. Avviamento di progetti quadro e iniziative di sostegno.

- Si promuoveranno progetti di cooperazione con i paesi dell'area del mediterraneo e si aumenterà il tasso di utilizzazione del giacimento rinnovabile del Mezzogiorno;
- Si avvierà il Programma Nazionale Energia Rinnovabile da Biomasse, in fase di predisposizione presso il Ministero delle Politiche Agricole;
- Si adotteranno iniziative e strumenti per favorire il decollo delle fonti rinnovabili.

3.4 Patto per l'energia e l'ambiente

Il Patto per l'energia e l'ambiente, sottoscritto a Roma durante la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente³¹, in coerenza con gli obiettivi delineati dal CIPE individua sei indirizzi prioritari per inquadrare il percorso attuativo delle politiche energetiche:

³¹ I firmatari del patto sono: Governo, Conferenza Presidenti delle Regioni, ANCI, UPI, Unioncamere, CGIL, CISL, UIL, CISAL, UGL, Confindustria, CONFAPI, CONFCOMMERCIO, CONFESERCENTI, CISPEL, CONFETRA, Lega Cooperative, Confcooperative, CNA, CASA, CONFARTIGIANATO, CONFAGRICOLTURA, COLDIRETTI, CIA, ACRI, ABI, Consulta dei Consumatori, Legambiente, Amici della Terra, WWF, CLAAI, UNCI, ANIA, CIDA, Unionquadri, Cofedir.

1. *Cooperazione internazionale*

- Stabilità del mercato energetico nel breve periodo e regolazione dei consumi nel medio, lungo periodo;
- Solidi rapporti di cooperazione tra i paesi produttori e paesi consumatori;
- Sicurezza degli approvvigionamenti e della distribuzione;
- Diversificazione delle fonti e delle aree di approvvigionamento.

2. *Apertura della concorrenza del mercato energetico*

- Indipendenza della gestione tecnica ed economica delle reti di trasporto;
- Utilizzo non discriminatorio delle diverse fonti energetiche;
- Eliminazione delle barriere di accesso;
- Miglioramento della qualità dei prodotti e dei servizi energetici;
- Superamento delle asimmetrie informative.

3. *Coesione sociale*

- Crescita occupazionale;
- Superamento dei differenziali qualitativi e quantitativi dei servizi;
- Sicurezza dei siti delle produzioni e dei prodotti a livello sia settoriale che territoriale.

4. *Concertazione*

- Attivazione di strumenti e percorsi consensuali e riordino degli strumenti di comando e controllo;
- Utilizzo concordato di strumenti amministrativi;
- Utilizzo concordato di strumenti economici;

5. *Competitività, qualità, innovazione e sicurezza*

- Riduzione tendenziale del contenuto energetico del PIL.

6. *Informazione e servizi*

- Promozione di informazione ai cittadini e alle imprese in particolare alle piccole e medie imprese e all'artigianato;
- Uso di nuove tecnologie dell'informazione e della comunicazione;
- Monitoraggio della qualità dei servizi e divulgazione presso i consumatori anche con la supervisione di organismi indipendenti;
- Promozione di programmi formativi per la gestione delle procedure attuative degli accordi volontari;
- Sviluppo dei servizi ambientali di supporto alle attività produttive ed urbane.

All'interno di questi indirizzi e per soddisfare gli obiettivi fissati, gli accordi volontari sono considerati gli strumenti attuativi migliori e da privilegiare per definire operativamente le azioni di politica energetico-ambientale.

Gli accordi volontari sono articolati in due livelli, a cui sono assegnati compiti diversi:

1. *accordi settoriali*: sottoscritti dalle rappresentanze nazionali di specifici comparti economici e produttivi, in cui vengono definiti indirizzi, obiettivi e programmi di azioni.

2. *accordi territoriali*: sottoscritti dalle rappresentanze interessate a livello regionale e locale e che possono riguardare singole imprese (di piccole, medie o grandi dimensioni), distretti specializzati di piccole o medie imprese o distretti di filiera.

Il governo e le regioni si impegnano a istituire un fondo nazionale e fondi regionali per le energie rinnovabili e la protezione del clima, le risorse devono giungere sia dalla “*Carbon Tax*” (analizzata in dettaglio in seguito) sia da impegni annuali predisposti all’interno delle leggi finanziarie.

L’autorità garante del Patto è il Cnel, all’interno del quale sarà costituito un Comitato del Patto Energia e Ambiente a cui saranno chiamati a partecipare i firmatari del patto. Il Cnel, che usufruirà di una segreteria tecnica organizzativa gestita dall’Enea, deve riferire ogni anno al Governo e al Parlamento sullo stato di attuazione del patto. Il 2003 costituisce la data entro la quale bisognerà verificare l’efficacia degli accordi che verranno stipulati per realizzare gli indirizzi, gli obiettivi e le azioni del patto.

3.5 La *Carbon Tax*

Il governo italiano, seguendo l’esempio dei paesi scandinavi e dell’Olanda, ha deciso di adottare, in collegato con la legge finanziaria del 1999, la *Carbon Tax*, uno strumento fiscale che grava sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di carbonio emesso durante il processo di combustione. La logica del nuovo tributo è quella di incentivare l’uso di prodotti energetici a basso contenuto di carbonio a danno di quelli ad alto contenuto. La *Carbon Tax* trova la sua legittimazione nell’impegno sulla riduzione del gas serra sottoscritto dal nostro governo a Kyoto.

Gli obiettivi che si intendono raggiungere sono:

- favorire l’uso di combustibili che emettono meno anidride carbonica;
- promuovere iniziative volte ad elevare l’efficienza energetica;
- implementare l’uso di fonti di energia rinnovabile.

Le caratteristiche della *Carbon Tax* sono innovative e in sintonia con una possibile riforma “verde” dell’intero sistema fiscale.

1. Chi inquina paga

Il nuovo tributo internalizza le diseconomie esterne associate alle emissioni di gas serra che il mercato non riesce a comprendere nel prezzo dei prodotti maggiormente inquinanti. In questo modo viene realizzato il principio “chi inquina paga” condiviso a livello internazionale.

2. Aumenti progressivi

La *Carbon Tax* entrerà a pieno regime nel 2005 e nell'arco di questi sei anni verrà applicata apportando aumenti progressivi e graduali alle accise. Questo aspetto conferisce alla tassa una caratteristica comunicativa, in quanto il basso incremento previsto per il primo anno ha un effetto di annuncio, mentre il periodo pluriennale di adeguamento delle accise ai livelli stabiliti consente ai consumatori e al mondo produttivo di reagire per tempo al nuovo sistema tributario e adottare iniziative idonee a sopportare l'aumento dei prezzi. "Fino al 31 dicembre 2004 le misure delle aliquote delle accise sugli oli minerali, che [...] valgono a titolo di aumenti intermedi, occorrenti per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1 gennaio 2005, sono stabilite con decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta dell'apposita Commissione del CIPE, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri" (art.5). Le misure intermedie delle aliquote vengono stabilite annualmente, per ciascuna tipologia di olio minerale, secondo due criteri:

1. proporzionalità alla differenza tra la misura dell'aliquota all'entrata in vigore della presente legge e la misura della stessa stabilita per il 1 gennaio 2005;
2. contenimento dell'aumento annuale tra il 10 e il 30% della differenza, di cui al punto precedente. Per il carbone e gli oli minerali destinati alla produzione di energia elettrica le percentuali sono fissate rispettivamente al 5% ed al 20%.

Alla fine del 1999 il Governo aveva deciso di rimandare la fissazione delle aliquote di *Carbon Tax* per il 2000, in considerazione della dinamica dei prezzi del petrolio nel corso dell'anno e delle conseguenti ripercussioni sui prezzi dei derivati e quindi sui prezzi al consumo.

Con il decreto legge 20 settembre 2000, n. 268, il Governo ha disposto che per l'anno non venisse emanato il decreto che avrebbe dovuto fissare gli adeguamenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali, sul carbone, sul *coke* di petrolio e sull'*orimulsion*, in vista del raggiungimento delle aliquote obiettivo entro il 1 gennaio 2005. Inoltre, la legge finanziaria per il 2001 ha introdotto l'esenzione della *Carbon Tax* per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di ri-gassificazione³².

Nella tabella riportata in Appendice [*Appendice I: Tabella 7 - Aumenti delle aliquote programmate al 2005*] sono descritte le aliquote che saranno applicate sui diversi oli combustibili a partire dal 1 gennaio 2005. Sono previste aliquote agevolate per oli minerali destinati alla produzione diretta o indiretta di energia elettrica, con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica. In caso di autoproduzione di energia elettrica, le aliquote sono ridotte al 10% a prescindere dal

³² La legge finanziaria ha introdotto ulteriori novità. In particolare ha introdotto contributi a favore degli utenti che si collegano a una rete di teleriscaldamento alimentata da energia geotermica e a biomassa e ha istituito due fondi finalizzati l'uno all'incentivazione di misure e interventi in favore dello sviluppo sostenibile, l'altro alla riduzione delle emissioni in atmosfera e alla promozione dell'efficienza energetica e delle fonti sostenibili di energia. Il primo fondo ha come destinazione prioritaria il minor consumo energetico e il maggior ricorso alle fonti rinnovabili.

combustibile impiegato. E' prevista, invece, l'esenzione dell'accisa in caso di produzione di energia elettrica integrata con impianti di gassificazione, assimilata alle fonti rinnovabili di energia.

L'imposta deve essere versata "in rate trimestrali sulla base dei quantitativi impiegati nell'anno precedente"(art. 8).

3. Pressione fiscale invariata

La *Carbon Tax* "non deve dar luogo a aumenti della pressione fiscale complessiva" (art.2). In particolare i maggiori introiti derivanti dall'applicazione della tassa sono destinati:

- a compensare la riduzione degli oneri sociali gravanti sul costo del lavoro;
- a compensare la riduzione della sovrattassa sul diesel per autotrazione;
- a compensare la riduzione degli oneri gravanti sugli esercenti le attività di trasporto merci per conto terzi;
- a incentivare la riduzione delle emissioni inquinanti del settore energetico;
- a promuovere il risparmio energetico e le fonti rinnovabili.

La logica dell'invarianza del gettito complessivo è mirata a riequilibrare la tassazione sui fattori produttivi, detassando il lavoro (disponibile in eccesso) e gravando sul capitale naturale (considerato come una risorsa esauribile e da consumare secondo tassi sostenibili).

4. Effetti ambientali e occupazionali positivi

Ha infine positive ricadute sulla qualità ambientale e sull'occupazione. Il Ministero ha stimato in 12 milioni di tonnellate di anidride carbonica la riduzione dovuta all'applicazione della tassa, mentre lo sgravio del costo del lavoro e i nuovi investimenti sollecitati dalla necessità di efficienza energetica creeranno nuovi posti di lavoro.

Per il 2001, l'ammontare del gettito della *Carbon Tax* stanziato dalla Conferenza Stato-regioni è stato di duecentoquaranta miliardi, da investire per finanziare progetti contro l'effetto serra e il riscaldamento.

La parte più consistente - 155 miliardi - è stata destinata a progetti regionali sul clima, che riguardano in particolare l'energia eolica, l'energia da biomasse, il fotovoltaico, la cogenerazione, il teleriscaldamento, la metanizzazione, i progetti sulla mobilità sostenibile, i trasporti elettrici e ibridi e anche i progetti a basso impatto energetico per le isole minori.

Le regioni che si sono aggiudicate la fetta maggiore di finanziamenti sono la Lombardia con 24 miliardi e 721 milioni (circa il 16% del totale) e l' Emilia Romagna con 12 miliardi e 960 milioni (circa l' 8,5%).

I finanziamenti previsti per la Toscana ammontano a 9 miliardi e 450 milioni.

I progetti a carattere nazionale (85 miliardi), puntano, invece, alla ricerca per lo sviluppo di tecnologie ad elevata efficienza energetica (31 miliardi), ai trasporti a basse emissioni nei centri storici a valenza artistica (14 miliardi), alla realizzazione di un archivio nazionale sulle emissioni (5 miliardi), ai programmi di cooperazione internazionali previsti dal protocollo di Kyoto con paesi come Cina, Romania, Argentina, Cuba, Egitto e Brasile.

3.6 I decreti sul traffico

Nel 1998 il governo ha emanato due decreti volti a regolare il traffico delle città in un'ottica gestionale e non più "emergenziale".

Il decreto "Mobilità sostenibile nelle aree urbane", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 3 agosto 1998 prevede l'introduzione di tre misure innovative di gestione del traffico urbano:

1. Interventi di incentivazione di veicoli elettrici e a gas. Questa tipologia di veicoli dovrà rappresentare nel 2003 il 50% del parco auto delle Amministrazioni Pubbliche e dei gestori di servizi di pubblica utilità. Questo obiettivo dovrà essere raggiunto in modo progressivo e lineare. Sono previsti incentivi economici per rendere conveniente l'acquisto dei veicoli a minor impatto ambientale.
2. taxi collettivi e *car sharing*³³. Il Ministero dell'Ambiente cofinanzierà progetti pilota che adotteranno queste due soluzioni innovative al fine di diminuire il numero di veicoli circolanti, di far risparmiare soldi ai cittadini e di ridurre il consumo di benzina (esperienze pilota sono attualmente in corso a Venezia, Palermo, Napoli, Milano e Bologna).
3. *mobility managers*. Tutte le strutture produttive, commerciali e amministrative, con singole unità locali con più di 300 addetti e le imprese con più di 800 addetti devono individuare i responsabili della mobilità aziendale. Questi ultimi dovranno ottimizzare gli spostamenti casa - lavoro del personale dipendente (con soluzioni quali il *car pooling*, parcheggi per biciclette e motorini, bus aziendali, accordi con taxisti, ecc.), al fine di ridurre l'uso dei mezzi privati.

Il **decreto sul benzene**, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 6 novembre 1998, prevede che i sindaci predispongano entro sei mesi un rapporto sulla qualità dell'aria, nel quale siano evidenziate le concentrazioni di benzene, di idrocarburi policiclici aromatici (IPA) e di particolato con diametro inferiore a 10 micron (Pm10), e in cui siano evidenziate le aree più a rischio. I sindaci sono obbligati ad adottare misure di limitazione della circolazione in caso di superamento dei valori obiettivo. Gli interventi previsti devono comunque rientrare in una logica

³³ Il car sharing è un sistema di multiproprietà su un parco macchine e consente ai titolari di noleggiare, con una semplice telefonata in qualsiasi ora di qualsiasi giorno dell'anno, un'automobile.

programmatica di lungo periodo, in modo da avere sempre sotto controllo i quantitativi di benzene, IPA e Pm10 presenti nell'aria e non reagire a situazioni critiche ed emergenziali.

4 LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO ENERGETICO

4.1 Settore elettrico

4.1.1 Il quadro ex-ante

Gli operatori del sistema elettrico del mercato prima della riforma sono:

- l'Enel;
- le imprese elettriche degli Enti locali (IEEL);
- gli autoproduttori e produttori indipendenti (CIP 6);
- le Ferrovie dello Stato (FS);
- gli utenti serviti a tariffa.

Il sistema di mercato è gestito nel modo seguente:

- la distribuzione è gestita dall'Enel e dalle imprese elettriche degli enti locali (IEEL);
- l'Enel vende energia a tariffa alle Ferrovie dello Stato e alle IEEL ed energia di integrazione agli autoproduttori;
- la trasmissione è gestita prevalentemente dall'Enel, ma le FS, gli autoproduttori, le IEEL gestiscono linee che potrebbero essere classificabili come trasmissione; l'Enel effettua il vettoriamento a condizioni amministrative per gli autoproduttori e le IEEL per i trasferimenti che essi non possono fare con le proprie reti;
- gli scambi con l'estero sono gestiti in esclusiva dall'Enel;
- la produzione è gestita dall'Enel, dalle IEEL e dai produttori indipendenti; gli autoproduttori producono prevalentemente per i propri consumi;
- i produttori indipendenti vendono solo all'Enel a prezzi amministrati;
- gli autoproduttori e le IEEL vendono le eccedenze all'Enel a prezzi amministrati.

4.1.2 Il decreto n.79/1999 (Decreto "Bersani")

Il Dlgs. 79/1999 "Bersani", in attuazione alla Direttiva 96/92/CE, ha dato avvio al processo di liberalizzazione del mercato energetico.

La direzione indicata è molto chiara:

- le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nel decreto stesso;
- le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn), ai sensi dell'art. 3 del decreto;
- l'attività di distribuzione è svolta in regime di concessione; l'autorità concedente è il Ministero per il Commercio e l'Artigianato (Mica).

Attività produttiva

Il decreto Bersani ha provveduto a liberalizzare in maniera totale l'attività produttiva. Il comma 3 dell'art. 8 stabilisce che la generazione, da fonti convenzionali e da fonti rinnovabili, è completamente liberalizzata. Per quanto concerne la nuova capacità di produzione si è optato per il sistema dell'autorizzazione, che la Direttiva 96/92/CE indicava, all'art. 4, come uno delle scelte possibili a fianco del sistema delle gare di appalto. La richiesta di autorizzazione, sia che si riferisca ad impianti che utilizzano fonti "tradizionali" o a quelli che impiegano fonti rinnovabili, deve essere valutata secondo criteri chiari, precisi e paritari e rilasciata mediante una procedura unificata e semplificata. Un eventuale diniego, per essere legittimo, deve fondarsi su motivi oggettivi e non discriminatori. Il rifiuto di autorizzazione dovrà essere comunicato alla Commissione delle Comunità Europee, secondo quanto fissato all'art.5 della Direttiva.

Per quanto concerne gli impianti di generazione esistenti, il decreto indica, all'art.8, un graduale processo di disaggregazione, processo la cui prima tappa è la dismissione, da parte di Enel di almeno 15.000 MW, distribuiti fra le tre società detentrici degli impianti di generazione (d'ora in avanti Genco), entro l'anno 2002. La prima società ad essere venduta è stata Elettrogen (5.500 MW), a cui seguiranno le cessioni di Eurogen ed Interpower; per quanto riguarda la partecipazione di soggetti a capitale pubblico, dovranno veder diluito il peso statale - come impone il decreto del Governo - ad un massimo del 30%.

Una volta ultimato il processo di frammentazione della generazione, nessun operatore potrà più produrre o importare oltre il 50% dell'energia prodotta o importata in Italia, al fine di evitare di passare da un regime monopolistico pubblico ad un regime di oligopolio con pochi operatori privati. Nel caso in cui tale soglia venisse superata, è prevista una azione di intervento da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (da ora in poi Agcm).

Attività di trasmissione

L'art. 2, punto 24) del decreto definisce la trasmissione come attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione per la consegna ai clienti. Le figure con competenze sulla rete sono diverse: il Grtn, l'Enel, proprietaria della rete di trasmissione, altre imprese proprietarie di singole *tranches* di linea, nonché l'Acquirente unico e il Gestore del mercato.

Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn)

L'art.3 istituisce la figura del Grtn; si tratta di una società per azioni, costituita dall'Enel, entro 30gg dall'entrata in vigore del decreto, a cui, entro i due mesi successivi, devono essere conferiti tutti i beni e le attività di trasmissione e dispacciamento, tranne la proprietà delle reti.

Il conferimento in realtà è avvenuto solo il 17 luglio 2000 attraverso un decreto del Mica. Tale decreto attribuisce al Grtn la concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento per 30 anni a partire dal 1 aprile 2000.

Il Gestore agisce secondo gli indirizzi strategici ed operativi definiti dal Mica.

In particolare il Gestore deve:

- organizzare i flussi di energia all'interno della rete;
- garantire il funzionamento dei relativi dispositivi di interconnessione e i servizi ausiliari necessari;
- garantire l'adempimento degli obblighi necessari per assicurare l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti;
- assicurare inoltre un accesso non discriminatorio a tutti coloro che ne hanno diritto;
- curare lo scambio di informazioni e notizie con i Gestori delle altre reti di trasmissione, presenti nel territorio dell'Unione europea, interconnesse con la rete italiana;
- badare alla manutenzione della rete;
- programmare gli interventi di sviluppo;
- predisporre un codice di trasmissione e dispacciamento.

Il Grtn ha inoltre la facoltà di acquisire altre imprese o assumere partecipazioni nel settore elettrico o affini, che non contrastino con gli obiettivi generali e gli obblighi su richiamati. L'operazione di acquisizione deve essere comunque comunicata al Mica ed è soggetta ad autorizzazione nel caso di partecipazioni superiori al 5% del capitale sociale della partecipata.

Acquirente unico (AU)

Si è detto che l'art.3 della Direttiva prevede due modalità per l'accesso alla rete, fra loro alternative: *TPA* negoziato e AU. Il legislatore italiano ha optato per la figura dell'AU, che però non corrisponde a quella delineata all'art.18 della Direttiva, non essendo in alternativa al sistema dell'accesso alla rete (*TPA*), ma in aggiunta rispetto a tale ultimo sistema. L'AU ha il compito di stipulare e gestire contratti di fornitura per garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura in termini di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. Entro il 30 giugno di ogni anno, l'AU deve elaborare la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo; tale previsione è approvata dal Gestore e dal Mica.

L'AU è stato costituito in forma di Spa dal Grtn nel novembre 1999. La data in cui l'Acquirente unico assume la funzione di garante della fornitura al mercato vincolato è determinata con provvedimento del Ministro dell'Industria. Fino a tale data sarà Enel ad assicurare la fornitura ai distributori in base ai contratti e alle modalità vigenti.

Il Gestore, pur potendo cedere quote azionarie della società (non superiori al 10%) a soggetti che, singolarmente o in forma associata, rappresentino componenti significative della attività di distribuzione dell'energia, mantiene la maggioranza del capitale sociale dell'Acquirente unico.

Gestore del mercato

Si tratta di una società per azioni costituita dal Grtn. I suoi tratti essenziali sono indicati nell'art.5, principalmente deve organizzare il mercato secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, oltre che di concorrenza fra i produttori.

Sempre l'art. 5, comma 2, stabilisce inoltre che l'ordine d'entrata in funzione delle unità di produzione d'energia elettrica, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti, è determinata secondo il "dispacciamento di merito economico". Ciò significa che non vi sarà più la logica del "dispacciamento passante", in cui vi è un accesso libero alla rete per tutti i produttori, con vincoli di sola natura tecnica, ma si permetterà l'immissione di energia elettrica ai soli produttori che avranno i costi più bassi.

Attività di distribuzione

Il distributore ha l'obbligo di connettere tutti coloro che ne facciano richiesta, applicando la tariffa determinata con delibera dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas³⁴ (da ora in poi AeeG). Tale attività si svolge attraverso un regime di concessione di natura "abilitativa", e non traslativa, non sussistendo sul punto una riserva vera e propria di attività in capo allo Stato. L'Enel manterrà comunque la propria concessione, anche se verranno effettuate delle modifiche nei contenuti.

La liberalizzazione della fase di distribuzione si può suddividere in due momenti:

- 1) periodo, fino al 2030, in cui le imprese già operanti continueranno a svolgere il servizio di distribuzione in base a concessioni. Tali concessioni sono rilasciate entro il marzo 2001 e sono valide fino a fine 2030, esse non potranno essere rilasciate in numero superiore ad una per ogni ambito comunale.

³⁴ L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con funzioni di regolazione e di controllo dei servizi pubblici nei settori dell'energia elettrica e del gas.

L'Autorità ha il compito di perseguire le finalità indicate dalla legge stessa: "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e il gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi.

In base alla legge n. 481 del 1995 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas nello svolgere le proprie funzioni di regolazione e controllo ha competenze in materia di:

Tariffe -> Fissazione delle tariffe base per i servizi regolati, intese come prezzi massimi al netto degli oneri fiscali, e loro aggiornamento con il metodo del price cap.

Qualità del servizio -> Definizione delle direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti, dei livelli generali e specifici di qualità dei servizi e dei meccanismi di rimborso automatico agli utenti e consumatori in caso del loro mancato rispetto.

Forme di mercato -> Formulazione di osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento in merito alle forme di mercato e al recepimento e attuazione delle direttive europee.

Concorrenza -> Segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato della sussistenza di ipotesi di violazione delle disposizioni della legge 10 ottobre 1990, n 287.

Informazione e trasparenza -> Diffusione e pubblicizzazione di conoscenze relative alle condizioni di erogazione dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali.

Inoltre l'Autorità ha competenze in materia di:

- concessioni: formula osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento sui servizi da assoggettare a regime di concessione o di autorizzazione.
- separazione contabile e amministrativa: rende trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti giuridici operanti nei settori regolati.
- verifica e controllo: controlla le condizioni di svolgimento dei servizi.
- reclami e istanze: valuta i reclami, istanze e segnalazioni presentate dagli utenti e dai consumatori.
- risoluzioni di controversie: Gestisce le procedure di conciliazione.

- 2) un secondo momento, dal 2030 in poi, che vedrà l'introduzione della concorrenza anche su questa fase del mercato. Da quel momento, infatti, verranno rilasciate le nuove concessioni, secondo un regime di gara retto dai principi nazionali e comunitari in materia di appalti pubblici, per ambiti territoriali non inferiori al territorio comunale e non superiori alla copertura di un quarto di tutti i clienti finali.

Il Decreto stabilisce inoltre che, con i provvedimenti di concessione, siano anche determinate le misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, secondo gli obiettivi determinati dal Ministero dell'Industria di concerto con il Ministero dell'Ambiente.

Tali obiettivi sono stati quindi determinati nel 2001, attraverso il decreto attuativo del 24 aprile 2001.

Il decreto fissa gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia che devono essere conseguiti dai distributori di energia, da ottenersi attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità minime e cadenze:

- a) 0,10 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2002
- b) 0,50 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2003
- c) 0,90 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2004
- d) 1,20 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2005
- e) 1,60 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2006"

Non meno del 50% di tali obiettivi deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi di energia elettrica, da conseguire con misure e interventi ricadenti nelle tipologie che sono elencate in allegato al decreto stesso [Appendice I: Tabella 8].

Per quanto riguarda gli obiettivi specifici da conseguire da parte dei distributori, da inserire nelle concessioni, va rilevato che sono soggetti a tali obblighi solo i distributori che forniscono non meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001. La quota degli obiettivi è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica distribuita del distributore ai clienti finali e l'energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas emette a favore del distributore titoli annuali di efficienza energetica, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata. Tali titoli sono oggetto di contrattazione, nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico.

Clients idonei

Le soglie da superare per essere qualificati come clienti idonei sono fissate con decreto legislativo e si riferiscono ai consumi annui (esattamente dell'anno precedente). Per giungere gradualmente ad una sempre maggiore apertura del mercato, le soglie indicano quote di consumo decrescenti, si è partiti dai 30GWh per il 1999, per passare ai 20 GWh dal 1 gennaio del 2000 fino ai 9 GWh dal 1 gennaio del 2002 [Appendice I: Tabella 9]. Non solo gli utilizzatori

singoli sono ammessi al mercato libero, ma anche le imprese costituite in forma societaria o i gruppi di imprese, nonché i consorzi e le società consortili con soglie di consumi globalmente superiore a 1 GWh annui in un unico punto di misura, purché la somma dei consumi delle imprese consorziate sia superiore a 20GWh annui. Oltre al requisito dei consumi deve essere soddisfatto anche quello della contiguità territoriale, nel senso che possono riunirsi in consorzi solo le imprese che hanno centri di consumo nel medesimo comune o in comuni contigui. Quando i centri di consumo sono ubicati in aree individuate da specifici atti di programmazione regionale, allora la contiguità non è un requisito necessario.

La norma del decreto Bersani relativa ai “clienti idonei” è stata ripresa in occasione della Finanziaria 2000, ove si sono stabilite le modalità e i criteri per la costituzione di consorzi e per la partecipazione delle Pubbliche Amministrazioni a quest’ultimi.

Inoltre, la legge 57/2001 ha delineato una maggiore apertura del mercato, prevedendo che, a partire da tre mesi dopo la cessione delle Genco, possano acquisire la qualifica di cliente idoneo tutti i soggetti con consumi annuali pari ad almeno 100 megawattora. Questo allargamento forte delle soglie di liberalizzazione potrebbe dare accesso al libero mercato anche a consumatori di dimensioni medio-piccole, alle medie industrie, ai grandi complessi residenziali, alle aree di sviluppo artigianale, ai supermercati.

Clienti vincolati

Per questa categoria il mercato elettrico è ancora “ingessato”. I clienti vincolati non possono scegliere il proprio fornitore. Al fine di tutelare questa categoria di soggetti è stato istituito l’AU, la cui funzione consiste nel garantire a tali utenti che vi sia la disponibilità di energia elettrica necessaria a soddisfare le loro richieste. Per questa categoria di soggetti, la tariffa applicata è, come sancisce l’art.1, comma 7, unica su tutto il territorio nazionale.

L’import elettrico

La delibera 162/1999 dell’ AeeG ha fornito i criteri di allocazione tra mercato libero e vincolato e ha specificato le procedure relative alla *Net Transfer Capability (NTC)*³⁵. Nuove norme sono poi state dettate dalle delibere n.140/2000³⁶ e n.174/2000³⁷.

³⁵ La capacità totale di trasporto dall’estero viene definita *Gross Transmission Capacity (GTC)*, a questa va sottratta un margine di sicurezza e si ottiene la capacità di trasporto utilizzabile, (*TTC, Total Transmission Capacity*). Una piccola parte della *TTC* è riservata al GRT per la gestione delle riconciliazioni transfrontaliere, ciò che resta è per l’appunto la *NTC*.

³⁶ “Definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell’art.10, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79” pubblicata in Gazzetta Ufficiale n.204 del 1 settembre 2000.

³⁷ “Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ad integrazione e modifica della delibera n.140/00” emessa in data 27 settembre 2000 allo scopo di procrastinare i termini, di imminente scadenza, per lo svolgimento della gara relativa alle importazioni dell’anno 2001.

Se fino ad oggi Enel ha agito da acquirente unico nei confronti dei fornitori esteri, grazie ad autorizzazioni esclusive rilasciate dal Mica, dal 1/1/2000³⁸ tutti coloro che ne hanno diritto³⁹ potranno concorrere per aggiudicarsi la capacità di importazione che si libererà gradualmente con la scadenza dei contratti posti in essere da Enel. Per l'anno 2000, ad esempio, il Grtn ha assegnato una quota del 65% della NTC al mercato vincolato e il restante 35% al mercato libero, secondo i criteri di proporzionalità delle dimensioni dei due mercati indicati dal decreto.

Per accedere al vettoriamento va presentata un'apposita domanda al Grtn. Poiché la richiesta di accesso alle importazioni eccede l'offerta di capacità disponibile è stato necessario trovare un modello di assegnazione.

L'Aeeg ha scelto quello d'asta, dove la capacità disponibile viene suddivisa in "bande" da 10 MW ciascuna ed assegnata a lotti. Il Grtn invita i soggetti richiedenti a formulare la richiesta del numero di bande con il relativo prezzo di offerta; da questo momento in poi la gara ha luogo attraverso successive "sollecitazioni" dove il Grtn comunica di volta in volta ai soggetti interessati il prezzo più basso offerto cui corrisponde un'assegnazione potenziale di banda e il prezzo medio delle bande potenzialmente assegnate. Hanno così luogo i rilanci al rialzo di prezzo dei richiedenti che si concludono allorché non si verificano offerte diverse dalla precedente; per la gara annuale sono previste al massimo n.15 sollecitazioni.

Il ricavato dell'asta va a costituire un fondo che dovrebbe poi essere adoperato per migliorare la capacità di interconnessione della rete stessa.

Nessun soggetto può, in ogni caso, accedere ad una quota superiore al 20% delle bande relative ad una determinata frontiera e di oltre il 10% delle bande da assegnare nell'insieme delle frontiere.

Una volta acquisito il diritto si può decidere se cederlo o meno a terzi. La cessione di bande assegnate è consentita esclusivamente a favore di distributori, clienti grossisti e clienti finali, previa notifica al Grtn.

Ottenuta l'assegnazione di bande, spetta al soggetto interessato definire gli accordi di acquisto della corrispondente produzione di energia elettrica estera.

2.600 MW di capacità di Enel, basati su contratti a lungo termine, dovrebbero essere venduti all'AU al prezzo di borsa (quando vi sarà una borsa) o al costo medio di approvvigionamento dell'AU o in base ad un prezzo fissato dall'Aeeg. Enel, attraverso la sua società Enel Trade, parteciperà all'asta come un qualsiasi altro operatore.

Il provvedimento dell'Autorità, sebbene all'avanguardia nell'Unione Europea, non è stato esente da critiche.

³⁸ L'ultima autorizzazione del MICA risale al 2/2/98 per un totale di 30 TWh, prorogando la precedente autorizzazione al 31/12/99.

³⁹ Possono richiedere l'assegnazione di bande di importazione:

- I distributori
- I clienti grossisti e i clienti finali
- I clienti riconosciuti come "idonei" dall'Autorità

Prima fra tutte il criterio di suddivisione della *NCT*, che assegnerebbe una quota troppo bassa al mercato libero in favore di quello vincolato. Una assegnazione paritaria della *NCT* fra i due mercati di consumatori avrebbe forse ridotto lo squilibrio che vi è fra domanda e offerta nel mercato libero.

In secondo luogo l'introduzione di un nuovo corrispettivo di costo del kWh estero, rappresentato dal "corrispettivo d'asta", ha suscitato forti critiche da parte dei consumatori industriali.

In conclusione va precisato che, data l'elevata domanda⁴⁰, solo una piccola parte del fabbisogno dei clienti idonei sarà soddisfatta da produzione estera di elettricità con il ricorso a contratti di durata annuale.

Borsa elettrica

La disciplina del mercato elettrico, destinata a regolare le libere negoziazioni dell'energia elettrica in una apposita "borsa", è stata approvata con decreto ministeriale del 9 maggio 2001. L'avvio della borsa è previsto per la fine del 2001 o, al più tardi, nei primi mesi del 2002.

In Europa già vi sono esempi di Borse elettriche in Inghilterra, Spagna e Olanda, dove la liberalizzazione del settore ha avuto inizio prima che in Italia. I benefici constatati sono notevoli:

- Competizione nel settore della produzione: una borsa aumenta sicuramente la liquidità del mercato, riduce i costi di transazione e consente una vicinanza fra prezzi al consumo e costi di produzione.
- Rinnovo del parco: una borsa rende più agevole l'accesso di nuovi produttori con nuovi impianti, in quanto fornisce indicazioni chiare sui prezzi di mercato e sulla competitività degli impianti esistenti. I possessori di quest'ultimi tenderanno ad adeguare il proprio parco di generazione per poter competere con i nuovi soggetti entranti.
- Regolabilità del mercato: la borsa è uno strumento dotato di una estrema trasparenza e soprattutto centralizzato. Tutto ciò favorisce la regolabilità del mercato, ovvero la verifica, il controllo e le eventuali sanzioni di comportamenti collusivi contrari al principio della concorrenza.
- Risolve il problema del dualismo tra il mercato libero e vincolato stabilendo un prezzo unico per entrambi.

La costituzione di una Borsa elettrica non è cosa semplice, tanto più in Italia dove vi è una situazione del tutto singolare rispetto ad altri Paesi europei. Vi sono infatti numerose problematiche che vincolano la costituzione di una Borsa elettrica:

- L'offerta è concentrata ancora nelle mani di un unico operatore e lo sarà anche per i prossimi anni. L'Enel infatti detiene, includendo le importazioni, il 77% della capacità

⁴⁰ A fronte di una domanda di circa 83,2 TWh/anno (consumo dei 5292 siti di clienti dichiarati "idonei" dall'Autorità al 25 agosto 2000) le importazioni annuali si aggirerebbero intorno ai 17 TWh/anno incrementabili a 20TWh con le importazioni assegnabili su base mensile e quindi non certe.

produttiva e produce il 70% dell'energia immessa in rete. Inoltre ha il monopolio assoluto di quegli impianti *price making* ovvero in grado di fissare il prezzo di mercato.

- Come già detto in precedenza vi è un eccesso di domanda libera sull'offerta di terzi stimato intorno al 70%, essendo la richiesta di 80 TWh e l'offerta non Enel di appena 25 TWh. Da ciò nasce l'effetto perverso che aggancia i prezzi del mercato libero al mercato vincolato, provocando un rialzo eccessivo dei primi; in un mercato liberalizzato dovrebbe accadere l'esatto contrario.
- Dipendenza del mercato energetico italiano dalle importazioni.
- Cip 6, ovvero l'energia incentivata. E' una quota importante dell'energia complessiva immessa in rete, quasi 30 TWh e quindi il 10%. E' prodotta al 33% da Enel e al 67% da terzi che cedono tale energia al Grtn sulla base di contratti a lunga scadenza; ovviamente è energia fuori mercato, ma una sua entrata potrebbe essere auspicabile visto l'eccesso di domanda sull'offerta e considerato che tale situazione di squilibrio non cambierà almeno per altri cinque anni⁴¹.
- Definizione dei compiti dell'AU; questo punto molto importante è stato discusso nei paragrafi precedenti, quindi basta ribadire che la creazione della borsa elettrica non può essere studiata indipendentemente dalle funzioni che assumerà l'AU, considerato che quest'ultimo gestirà circa il 60% della domanda finale.
- *Stranded costs* riconosciuti all'Enel: sono ben 15.000 miliardi da distribuirsi in 8 anni, attraverso un meccanismo che integrerà la differenza fra il prezzo della Borsa e il prezzo stabilito dall'Autorità, proteggendo in questo modo Enel da qualsiasi oscillazione di prezzo e rafforzando ancor di più il suo potere di mercato.
- I contratti bilaterali in deroga; il Decreto offre questa possibilità, dietro autorizzazione dell'Autorità, ma con la costituzione della Borsa sarà necessario stabilire la portata della deroga, la quale se fosse troppo ampia ridurrebbe la Borsa ad uno strumento facoltativo e non più indispensabile.

Tenuto conto di questi vincoli e concordi che l'obiettivo iniziale è favorire l'ingresso di nuovi operatori sul mercato e limitare il potere dominante di Enel, sia l'Autorità che il Grtn hanno avanzato proposte di regolamentazione, attraverso le quali possiamo immaginare il futuro funzionamento della Borsa elettrica italiana senza commettere errori macroscopici.

- La Borsa dovrà dotarsi di una organizzazione "dinamica", basata sul *Day Ahead Market* (DAM), ovvero un mercato dell'energia del giorno prima. La presenza di mercati infra-giornalieri è ancora in discussione.
- C'è accordo sullo stabilire un prezzo di mercato dell'energia unico a livello nazionale, ma soprattutto viene ritenuto fondamentale convogliare l'intera domanda e l'intera offerta, comprese le importazioni estere di energia, all'interno della Borsa.

⁴¹ Nel 2003 si libereranno solo 10 TWh dalle importazioni e la cessione dei 15.000MW degli impianti Enel non genererà effetti fino al 2005 dati i vincoli autorizzativi per rinnovare gli impianti.

- Gli stessi contratti dell'AU dovranno essere offerti in Borsa, se ciò non avvenisse il prezzo indicato dalla Borsa sarebbe poco significativo.
- La possibilità di concludere contratti bilaterali in deroga deve essere ridotta al minimo, magari attraverso l'imposizione di extracosti di vettoriamento, rispetto all'energia offerta in Borsa.
- L'offerta di energia avverrà presumibilmente su base oraria; tale metodo permette di sanzionare eventuali comportamenti collusivi degli operatori, essendo il prezzo di sistema chiaramente definito.

4.2 Settore gas

4.2.1 Il Quadro ex-ante

Nella fase di produzione la quasi totalità del gas naturale estratto proviene da giacimenti Agip (gruppo Eni). La posizione di quasi monopolio dell'Agip deriva dal fatto che questa ha potuto sfruttare, per più di quarant'anni, i giacimenti presenti nella pianura padana in virtù della legge n. 136/1953, art.2. Il monopolio legale in questa attività è stato abolito a partire dal gennaio 1997, in seguito al recepimento della Direttiva 22/94/CE. Tutto il gas prodotto dall'Agip è acquistato dalla Snam (gruppo Eni) in base ad un contratto di somministrazione di lungo periodo. La Snam funge anche da acquirente unico per tutti quei produttori che non possono usufruire di contratti di vettoriamento ai sensi della legge n. 9/1991, art.12 [Appendice I:Figura 1].

La suddivisione dei contratti di importazione è invece descritta dalla tabella riportata in appendice [Appendice I: Tabella 10].

Il monopolio di cui gode la Snam è definito "naturale", in quanto deriva dai fatti e non da imposizioni di legge. I contratti durano 20-25 anni e solo aziende che godono di credibilità possono affrontare impegni del genere; sono, inoltre, contratti di tipo *ToP (Take or Pay)* e contengono clausole e condizioni particolarmente gravose.

La Snam, oltre a potenziare le strutture già esistenti, ha avviato un programma d'investimenti volto ad aumentare la capacità d'importazione, dato che, secondo le previsioni, la domanda di gas naturale nel 2005 dovrebbe ammontare a 85 Mld di m³ l'anno e le importazioni dovrebbero passare dagli attuali 36,5 Mld di m³ l'anno a circa 65 Mld di m³ l'anno.

La Snam risulta proprietaria di oltre 27mila chilometri di gasdotti ad alta pressione che compongono la rete italiana primaria (o dorsale) e secondaria di trasporto del gas. Il restante sistema di reti ad alta pressione (circa il 3%) è posseduto in Italia centromeridionale dalle società SGM ed Edison Gas.

Le attività di stoccaggio e di dispacciamento devono garantire la continuità del servizio di fornitura ed è a tal fine che si costituiscono giacimenti e si studiano metodi di gestione delle vendite atte ad assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta.

Infine, la distribuzione primaria e secondaria del gas naturale: dei 56,5 Mld di metri cubi di gas consumati per uso primario (industria e termoelettrico) nel 1996, la Snam ne ha venduti 53,5. Tale dato non è confermato nella distribuzione secondaria, ovvero per le utenze civili, dove Italgas (società controllata dalla Snam) detiene un numero di concessioni pari ad un terzo dei Comuni attualmente metanizzati, mentre i restanti due terzi sono distribuiti tra oltre 800 aziende: è questo il numero delle società che in Italia forniscono il gas metano a più di 14 milioni di utenti, per un totale di 53 Mld di metri cubi all'anno, dato corrispondente al 27% del fabbisogno energetico nazionale.

Ogni azienda gestisce il servizio in monopolio e in esclusiva, con un proprio bacino di competenza.

Italgas, attraverso 20 società consociate, distribuisce metano in 1000 Comuni, per 7,5 Mld di metri cubi, servendo oltre 4.700.000 italiani (33% delle utenze).

Laddove il servizio non viene fornito da società private si assiste alla sua predisposizione da parte di molte aziende municipalizzate, o di comuni, con gestioni proprie o consortili; il numero di queste, attraverso processi di riassetto dei servizi energetici e ambientali, si ridurrà sensibilmente già da quest'anno, e darà vita a nuove società con un'impronta più imprenditoriale.

4.2.2 Il Decreto n.164/2000 (Decreto "Letta")

Il decreto "Letta", ha dato attuazione alla Direttiva 98/30/CE. Anche per questo decreto l'art.1 indica la strada scelta definendo le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzate, libere.

I punti chiave del decreto sono:

- Tetti antitrust
- Clienti idonei
- Distribuzione
- Dispacciamento e trasporto
- Stoccaggio
- Risparmio energetico e fonti rinnovabili
- Separazione societaria
- Import e sicurezza

Tetti antitrust

L'art. 19 detta le norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza. Di importanza storica è l'istituzione di soglie limite alle immissioni totali di gas naturale (destinato alla vendita) sulle reti italiane e di vendita ai clienti finali; così facendo si spezza il monopolio "di fatto" dell'Eni. Dal 1

gennaio 2002 nessuna impresa in Italia potrà immettere nel mercato più del 75%, tale percentuale è ridotta di due punti percentuali per ciascun anno successivo al 2002 fino a raggiungere il 61%⁴² del totale delle immissioni di metano e non potrà controllare più del 50% dei consumi nazionali (escluso l'autoconsumo). Tali "tetti" resteranno in vigore sette anni.

L'introduzione di questo duplice "tetto" raccoglie le indicazioni fornite dall'Antitrust e dal Regolatore, i quali indicavano nella limitazione del potere di mercato dell'impresa monopolista il metodo più efficace per il decollo della concorrenza. Va precisato però, che l'esclusione dell'autoconsumo nel computo totale dei "tetti" (art.19 c.4) rende meno rigidi quest'ultimi e sicuramente ostacola lo sviluppo di una seria concorrenza. Quando nel 2010 cesseranno le limitazioni sulle immissioni, se, come è probabile, Eni acquisterà una delle tre società messe in vendita dall'Enel, la differenza di immissioni con o senza "tetto" sarà pressoché nulla. Snam infatti fornirebbe, con quote vicino al 61%, un gruppo sempre più integrato verticalmente dal mercato del gas (approvvigionamento) al mercato della produzione elettrica (autoconsumo). Inoltre eventuali quote in eccesso potrebbero essere cedute.

Clients idonei

I "clienti idonei" sono coloro che possono rivolgersi direttamente al fornitore preferito contrattando condizioni più favorevoli di acquisto, a differenza dei "clienti vincolati", i quali saranno soggetti alle tariffe imposte dall'Aeeg. Saranno considerati idonei (art.22), dall'entrata in vigore del decreto:

- i clienti finali con consumi superiori a 200.000 Smc all'anno;
- i consorzi e le società consortili con consumi pari almeno a 200.000 Smc all'anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50.000 Smc annui (novità rispetto alla bozza);
- i grossisti e i distributori locali di gas naturale (novità rispetto alla bozza);
- le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente dal livello di consumo annuale;

Dal 1 gennaio 2003 tutti i clienti finali saranno idonei e quindi tutti saranno liberi di scegliere il fornitore più vantaggioso.

Attraverso queste modifiche sono stati accolti i suggerimenti del Regolatore e dell'Antitrust di concedere subito, a tutti i consumi superiori a 200.000 Smc annui, la qualifica di clienti idonei.

Distribuzione

L'attività di distribuzione resta formalmente diritto esclusivo dello Stato, in realtà avremo una nutrita concorrenza composta da aziende municipalizzate, privati e Italgas. In base anche al d.d.l. 4014 sui servizi pubblici la situazione in questo settore sarà la seguente:

- per le concessioni di distribuzioni vigenti è adottata la scadenza del 31 dicembre 2005, prorogabile, in base ai requisiti prefissati, fino a cinque anni;
- le procedure di affidamento sono basate su gare;

⁴² Nella bozza iniziale la data di inizio era 2003 e il tetto era del 70% senza alcuna riduzione progressiva.

- la disponibilità delle reti è affidata all'ente locale;
- nel regime transitorio è data possibilità a tutti i soggetti attualmente concessionari di partecipare alle gare.

Dispacciamento e Trasporto

Tali attività sono considerate di interesse pubblico (art.8, 1c.). Le imprese, che svolgono queste attività, sono obbligate, se sussistono le condizioni tecniche ed economiche⁴³, a garantire l'accesso alla propria rete a chiunque ne faccia richiesta.

Stoccaggio

Il servizio di stoccaggio dovrà essere fornito dalle imprese del settore a chiunque ne faccia richiesta; anche in questo caso verrà stabilito un vero e proprio codice di rete con tariffe decise dall'Agcm.

Risparmio energetico e fonti rinnovabili

E' prevista l'individuazione, sentita la Conferenza Unificata, degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione del gas naturale, in coerenza con gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto nonché dei principi di valutazione dell'ottenimento dei risultati messi in capo alle imprese stesse.

Tali obiettivi sono stati quindi determinati nel 2001, attraverso il decreto attuativo del 24 aprile. Il decreto fissa gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione del gas naturale, da ottenersi attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità minime e scadenze:

- f) 0,10 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2002
- g) 0,40 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2003
- h) 0,70 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2004
- i) 1,00 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2005
- j) 1,30 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2006

Non meno del 50% di tali obiettivi deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi di gas naturale, da conseguire con misure e interventi ricadenti tipicamente nelle tipologie elencate in allegato al decreto stesso [Appendice I:Tabella 11].

La quota degli obiettivi che deve essere conseguita da parte della singola impresa di distribuzione è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla

⁴³ Non devono derivare gravi difficoltà economiche e finanziarie in relazione a contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE.

medesima impresa ai clienti finali e la quantità di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale.

Le Regioni e le Province autonome, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, determinano i rispettivi obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili e le relative modalità di raggiungimento, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione.

Le imprese interessate dal decreto sono quelle che forniscono non meno di 100.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2001.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas emette a favore del distributore titoli annuali di efficienza energetica, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata. Tali titoli sono oggetto di contrattazione, nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico.

Separazione societaria

L'Eni dovrà spezzettare le sue attività in società separate; entro il 1° gennaio 2002 il trasporto verrà separato dalle altre attività, eccetto lo stoccaggio, ove vi sarà solo separazione contabile. In particolare Snam dovrà suddividersi almeno in quattro parti:

1. Approvvigionamento
2. Trasporto e stoccaggio
3. Distribuzione
4. Vendita

Importante è la distinzione che il decreto introduce fra distribuzione e vendita fino ad ora fra loro integrate; in particolare le attività di trasporto, distribuzione e vendita ai clienti finali delle società gasiere dovranno essere separate societariamente entro il 1 gennaio 2002. I distributori che servono meno di 100.000 clienti possono separare la vendita solo contabilmente e gestionalmente per un altro anno. E' bene precisare che la separazione societaria non comporta alcun obbligo di vendita da parte dell'Eni o di Snam. Il decreto, su questo punto, è in sintonia con le indicazioni dell'Antitrust: la separazione societaria delle attività verticalmente integrate (trasporto, stoccaggio e dispacciamento nella rete), ove vige un monopolio naturale, dai settori di vendita e approvvigionamento, ove vi è concorrenza, viene vista come "funzionale allo sviluppo del mercato"; tuttavia, non è stata prevista, come si auspicava da più parti⁴⁴, un periodo transitorio entro il quale dovesse attuarsi tale separazione.

Import e Sicurezza

L'import dai paesi dell'Ue è libero, mentre quello dai Paesi non comunitari è soggetto a controllo e ad autorizzazione ministeriale, onde verificare l'esistenza di:

- capacità tecnico finanziarie di chi importa;
- disponibilità di stoccaggio pari al 10% del gas importato annualmente;
- garanzie sulla qualità e la provenienza del gas (art. 3);

⁴⁴ Antitrust, Regolatore, Commissario europeo alla Concorrenza (Mario Monti), Fondo Monetario Internazionale.

- capacità, mediante adeguati piani di investimento, di contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema gas o alla diversificazione degli approvvigionamenti.

4.3 Convergenza fra “gas” ed “elettricità”

La fissazione di “tetti” antitrust che non prendono in considerazione la quota di gas destinata ad autoconsumo, oltre che mitigare l’influenza di tali soglie sul potere di mercato di Snam, comportano grandi cambiamenti anche nel settore elettrico. Questa disposizione, infatti, è un chiaro incentivo dato agli operatori principali del settore gas ad acquisire una posizione importante anche sul mercato elettrico, così da poter collocare parte dei quantitativi di gas contrattati in eccesso.

Il fenomeno di convergenza fra questi due settori era peraltro già in atto a livello europeo. La causa è da ricercarsi nel perfezionamento di tecnologie cosiddette a “ciclo combinato” che garantiscono un miglior rendimento degli impianti e un minore impatto ambientale.

L’incremento di consumi di gas naturale per fini di generazione elettrica costituisce, a sua volta, il motivo principale dell’importante aumento globale dei consumi di gas che si sta registrando e si registrerà ancora per i prossimi 10 anni. La generazione elettrica da gas sarà quindi il principale mercato di sbocco anche dei nuovi operatori che si affacceranno nel mercato del gas naturale in seguito alla liberalizzazione, essendo gli altri due settori (civile ed industriale) ormai quasi saturi in quasi tutti i paesi europei.

L’integrazione di gas ed elettricità potrebbe, per la posizione che ricoprono questi due “beni” nella catena energetica, portare a fenomeni di arbitraggio da parte di operatori integrati in entrambi i settori. Nulla vieterebbe infatti di vendere il gas direttamente se il suo prezzo è conveniente, o destinarlo alla produzione elettrica se non lo è. Tale fenomeno è una prassi già consolidata negli USA.

4.4 Confronto tra Decreti “Bersani” e “Letta”

Il settore elettrico e quello del gas sono profondamente diversi nelle caratteristiche e nelle peculiarità, basti pensare alla localizzazione delle riserve di gas ed alla rigidità delle infrastrutture di trasporto e delle clausole dei contratti di importazione.

Nonostante ciò l’apertura del mercato del gas naturale ha sicuramente “metabolizzato” alcuni criteri ispiratori del recepimento della Direttiva elettrica.

Di seguito saranno messi a confronto i punti chiave dei decreti, in modo tale da verificare le analogie e le differenze più marcate tra le normative in questione:

	MERCATO ELETRICO	MERCATO GAS NATURALE
Gestione e proprietà della rete di trasmissione nazionale	<ul style="list-style-type: none"> • La gestione della rete è affidata al GRT; • L'Enel mantiene la proprietà della rete. 	Snam mantiene sia la gestione che la proprietà della rete sotto la supervisione dell'Aeeg.
Garanzia per i clienti vincolati:	L'AU stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario.	I clienti vincolati, fino al 2003, saranno obbligati ad acquistare gas dall'impresa di distribuzione (municipalizzata, Italgas, ecc) del proprio comune di appartenenza secondo le tariffe stabilite dall'Aeeg. Non è prevista l'istituzione di un acquirente unico.
Clients idonei:	<p>Dall'entrata in vigore del decreto sono considerati clienti idonei:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) i distributori, solo per l'energia elettrica destinata a clienti idonei; b) gli acquirenti grossisti, solo per l'energia elettrica consumata dai c.i.; c) i soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale; d) ogni cliente finale il cui consumo, misurabile in un unico punto del territorio nazionale, sia risultato, nell'anno precedente, superiore a 30 GWh; e) le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili il cui consumo sia risultato nell'anno precedente superiore a 30 GWh <p>A decorrere dal 1 gennaio 2000 hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) i soggetti indicati al punto d), aventi consumi non inferiori a 20 GWh; b) i soggetti indicati al punto e), aventi consumi non inferiori a 20 GWh, con dimensione minima di 1 GWh. <p>A decorrere dal 1 gennaio 2002 hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) i soggetti indicati al punto d), aventi consumi non inferiori a 9 GWh; b) i soggetti indicati al punto e), aventi consumi non inferiori a 9 GWh, con dimensione minima di 1 GWh; c) ogni cliente finale il cui consumo sia risultato nell'anno precedente superiore a 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura. 	<p>Dall'entrata in vigore del decreto hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ i clienti finali con consumi superiori a 200.000 Smc all'anno; ▪ i consorzi e le società consortili con consumi pari almeno a 200.000 Smc all'anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50.000 Smc annui (novità rispetto alla bozza); ▪ i grossisti e i distributori locali di gas naturale (novità rispetto alla bozza); ▪ le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente dal livello di consumo annuale; ▪ Dal 2003 tutti i clienti saranno idonei.
Assetto societario:	<p>Assetto societario dell'Enel S.p.a.</p> <p>L'Enel S.p.a. costituisce società separate per lo svolgimento delle seguenti attività:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la produzione di energia elettrica; b) la distribuzione di energia elettrica e la vendita ai clienti vincolati; c) la vendita ai clienti idonei; d) l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione; e) lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse 	<p>Assetto societario dell'Eni S.p.a.</p> <p>L'Eni dovrà spezzettare le sue attività in società separate; entro il 1° gennaio 2002 il trasporto verrà separato dalle altre attività, eccetto lo stoccaggio, ove vi sarà solo separazione contabile. In particolare Snam dovrà suddividersi almeno in quattro parti:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Approvvigionamento 2. Trasporto e stoccaggio 3. Distribuzione 4. Vendita

Per quanto riguarda i clienti vincolati non vi sono differenze rilevanti, se non di forma, infatti l'AU stipulerà contratti di vendita con i distributori elettrici (municipalizzate) a condizioni "non discriminatorie, al fine di consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati"⁴⁵ e quindi spesso non gestirà direttamente il rapporto con il cliente vincolato.

L'apertura all'idoneità dei clienti nel mercato elettrico è più graduale e soprattutto non prevede la qualifica di idoneità finale per qualsiasi consumatore, cosa che invece accadrà nel mercato del gas dal 1 gennaio 2003; questo vorrà dire che ciascuna famiglia potrà scegliere da chi acquistare gas metano (sempre che vi sia una varietà di offerta) così come ora decide quale contratto telefonico adottare. La gradualità con cui è stato deciso di allargare la fascia dei clienti idonei non necessariamente è un fattore negativo, infatti avere tempo a disposizione vuol dire anche studiare l'andamento del mercato prima di liberalizzarlo totalmente. Un ruolo fondamentale in questo processo avrà l'Acquirente Unico, il quale, come detto, potrebbe commettere l'errore di investire troppe risorse nella stipulazione di contratti di lungo periodo, rendendo poi difficile l'apertura totale del mercato e la dismissione della tariffa unica, a causa degli *standed costs*⁴⁶ che nascerebbero.

Per quanto riguarda gli assetti societari, i due colossi energetici italiani conservano la proprietà delle reti e delle società separate senza un immediato obbligo di vendere o meglio di svendere. Fa eccezione l'Enel, che dovrà cedere a breve 15.000MW, ma il ricavo stimato potrebbe essere di tutto rispetto e variare da un minimo di 6.000 miliardi ad un massimo di 15.000 miliardi.

⁴⁵ Art.4, comma 6, Decreto "Bersani".

⁴⁶ Sono i costi sostenuti per investimenti di lungo periodo, "non recuperabili" a causa della transizione dal monopolio al mercato. Tali costi devono in qualche modo essere rimborsati dallo Stato; alla fine la spesa potrebbe gravare sui consumatori.

5 LA NORMATIVA REGIONALE

5.1 Legislazione regionale sull'energia

La Legge regionale 45/1997 prevede, all'art. 2, la redazione del Piano energetico regionale (PER). Obiettivo del PER è il governo risorse energetiche locali, entro l'ottica dello sviluppo sostenibile.

Il PER (approvato con delibera 1/2000 del Consiglio regionale), oltre ad essere il quadro di riferimento per la programmazione locale, stabilisce gli obiettivi di rispetto del Protocollo di Kyoto, che potranno trovare attuazione tramite l'azione delle Province, sulla base delle disposizioni della "Bassanini" e della LR 5/1995.

Il PER riconferma anche il programma di finanziamenti per i progetti che abbiano alle spalle accordi volontari settoriali e territoriali, già stabilito nella delibera della Giunta regionale 426/99.

5.2 Legislazione regionale per il governo del territorio

La Legge regionale 5/1995 ha gettato le basi per il governo delle trasformazioni territoriali e delle attività antropiche, ribadendo come principio fondante lo sviluppo sostenibile. Come elemento chiave delle trasformazioni, l'energia si pone in perfetta sintonia con le procedure autorizzative ex-ante che la legge richiede per gestire i nuovi sviluppi urbani e territoriali.

Il Piano territoriale di coordinamento diviene la base tecnico-normativa in cui integrare le scelte di programmazione e pianificazione energetica.

5.3 Piano regionale di sviluppo (PRS) 2000-2005

Il Piano regionale di sviluppo ha introdotto elementi qualificanti per lo sviluppo sostenibile della Regione Toscana, con particolare riferimento all'uso dell'energia e la sua integrazione nello sviluppo delle Agende 21 locali.

5.4 Fondi Strutturali UE

Il Regolamento CE 1260/1999, per quel che riguarda il Fondo europeo per lo sviluppo regionale (FESR), per l'Obiettivo 2, nel periodo 2000-2006, ha permesso che nel Documento unico di programmazione (DOCUP) della Regione Toscana sia prevista una specifica voce per

finanziare le azioni in campo energetico, con particolare attenzione ai progetti che utilizzino fonti rinnovabili o assimilate.

La stessa voce è valida anche per quelle aree dell'Obiettivo 2 della Toscana ora in stato di *Phasing Out*.

Anche nel Piano regionale di sviluppo rurale, a supporto dei finanziamenti del Fondo europeo di orientamento e garanzia agricola (FEOGA), la voce energia e risparmio energetico è stata inserita all'interno di diverse misure.

5.5 Sportello Unico e VIA regionale

In attuazione delle disposizioni delle leggi "Bassanini" sul decentramento amministrativo, la Regione Toscana ha già risposto al suo ruolo emanando le disposizioni attuative regionali per le procedure dello Sportello Unico e della Valutazione di Impatto Ambientale.

5.6 Agenda XXI Locale

La Regione Toscana ha attivato delle aree sperimentali in cui dare impulso all'attuazione dell'Agenda XXI Locale; lo stesso obiettivo è possibile in ogni parte del territorio regionale. Questa diviene, quindi, lo strumento di concertazione ottimale per raggiungere il consenso degli attori sociali ed economici della provincia, implementando la sua attuazione attraverso un processo di sussidiarietà e trasparenza.

5.7 Quadro dei fondi e delle risorse in campo energetico

5.7.1 Quadro anno 2001

Bando deliberazione GR n. 199/2001 e n. 814/2001

La Regione, con le modalità individuate dal PER, ha effettuato la selezione tra i progetti con accordi volontari stipulati al 15/6/2001 per l'assegnazione delle risorse disponibili per l'annualità 2001.

L'ammissione a finanziamento dei progetti inerenti fonti energetiche rinnovabili e teleriscaldamento da cogenerazione (beneficiari soggetti pubblici e privati), è avvenuta con decreto dirigenziale n. 5.043 del 19 settembre 2001, per un totale di L. 15.364.281.000 (€ 7.934.989).

Risorse a disposizione:	L. 9.450.281.000 (€ 4.880) - DM Ambiente 21/5/2001 “Ripartizione dei finanziamenti ai programmi regionali sulla carbon tax” L. 5.914.000.000 (€ 3.054.326) - Deliberazione Consiglio regionale n. 273/00 e DGR n. 479/01 – Fondo unico regionale per l’industria L. 1.000.000.000 (€ 516.456) - Fondo regionale accisa benzina:
Tipologia di intervento:	L. 15.364.281.000 (€ 7.934.989) - Progetti inerenti fonti energetiche rinnovabili e teleriscaldamento da cogenerazione L. 1.000.000.000 (€ 516.456) - Fondi assegnati per progetti dimostrativi in campo energetico-ambientale ai sensi dell’art. 12 della L. 10/1991
Beneficiari:	Soggetti pubblici e privati
Intensità aiuti:	media 30% costi di investimento (50% per i progetti dimostrativi).

Programma teleriscaldamento Comuni geotermici

In applicazione del Piano finanziario approvato con DGR n. 1340/1998, l’Amministrazione regionale provvede a cofinanziare la realizzazione dei progetti di teleriscaldamento nei Comuni di Pomarance, Piancastagnaio, e Santaflora per un importo di L. 3.400.000.000 (€ 1.755.953) all’anno con fondi regionali fino al 2003.

Delibera CIPE n. 129/2000

L’Amministrazione ha ripartito L. 11.900.000.000 (€ 6.145.837) sotto forma di mutuo tra i comuni montanti e loro consorzi per il completamento della rete di metanizzazione.

Accordo volontario di settore per il solare termico

La Regione ha destinato L. 1.000.000.000 (€ 516.456), derivante dal fondo regionale accisa benzina, per l’installazione di pannelli per soggetti privati e civili abitazione (intensità massima aiuto: 25%).

Accordo volontario di settore per il solare fotovoltaico

L’accordo riguarda l’installazione di pannelli fotovoltaici per soggetti privati e civili abitazione (intensità massima aiuto: 75% di investimento).

Le risorse messe a disposizione sono le seguenti:

- L. 2.846.000.000 (€ 1.469.836) (Decreto Ministero Ambiente 16 Marzo 2001)
- L. 1.065.000.000 (€ 550.026) (Cofinanziamento regionale: Fondo regionale accisa benzina)

5.7.2 Quadro anno 2002

Bando deliberazione GR n. 1071/01

La Regione ha attivato un bando per l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili nell'ambito delle aziende agricole.

Risorse a disposizione:	L. 2.100.000.000 (€ 1.084.559).
Tipologia di intervento:	Utilizzo delle fonti di energia rinnovabili nell'ambito delle aziende agricole
Beneficiari:	imprese agricole di produzione, commercializzazione e trasformazione prodotti agricoli
Intensità aiuti:	max 40% su costi di investimento, con massimale pari a L.160.000.000 (€ 82.633)
Scadenza bando:	15/2/2002

Reg. CE n. 1260/1999. Fondi strutturali 2000-2006 Obiettivo 2

Nel corso del 2002 sarà attivata una specifica misura energia nell'ambito dei fondi strutturali 2000-2006 di cui al Reg. n. 1260/1999, con un ammontare di risorse dal 2002 al 2006 di circa 50 miliardi di lire.

Risorse a disposizione 2002:	L. 10.000.000.000 (€ 5.164.569)
Tipologia di intervento:	Produzione di energia da fonti rinnovabili e per il risparmio energetico
Beneficiari:	Soggetti pubblici – Misura 3.1, Soggetti privati – Misura 3.2
Intensità aiuti:	30 % costi di investimento
Pubblicazione bando:	entro aprile 2002

Fondi art. 110 L. 388/2000 – Carbon Tax

Risorse a disposizione 2002:	L. 9.000.000.000 (€ 4.648.112) fondi nazionali L. 4.000.000.000 (€ 2.065.828) fondi regionali (accisa benzina), di cui 1,9 già assegnati per il cofinanziamento di progetti di teleriscaldamento di cui alla DGR 1340/1998
Tipologia di intervento:	Produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione dei consumi energetici
Beneficiari:	Soggetti pubblici e privati
Intensità aiuti:	media 30 % costi di investimento
Pubblicazione bando:	entro giugno 2002

Fondo unico per l'industria DPCM 12/10/2000

Risorse a disposizione (2001+2002):	L. 5.200.000.000 (€ 2.685.576)
-------------------------------------	--------------------------------

Tipologia di intervento: Produzione di energia da fonti rinnovabili e per il risparmio energetico
Beneficiari: Imprese private
Intensità aiuti: max 30 % costi di investimento
Pubblicazione bando: entro giugno 2002, secondo quanto disposto al punto 3.1.2 del PER

Fondi geotermici L. 896/86

Risorse a disposizione: L. 4.300.000.000 (€ 2.220.765)
Tipologia di intervento: Interventi per lo sviluppo socio-economico e culturale dei Comuni geotermici
Beneficiari: Comuni geotermici
Ripartizione: con DGR entro Aprile 2002 ai sensi della LR 45/1997



PROVINCIA DI SIENA

P.E.P. PIANO ENERGETICO PROVINCIALE

ALLEGATO A
QUADRO NORMATIVO

Appendice – Tabelle e Grafici



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI SIENA

C.S.C.

Centro per lo Studio dei Sistemi Complessi

Tabella 1

Obiettivi e strumenti del Piano Nazionale per lo sviluppo sostenibile	
OBIETTIVI	STRUMENTI
I. Promuovere gli investimenti	<ul style="list-style-type: none"> - L. 9/91, L.10/91, provvedimento CIP 6/92; - Diagnosi energetiche; - Contributi in conto capitale; - Contributo in conto interessi; - <i>Third party financing</i>; - Fondo garanzia; - Misure di incentivazione o disincentivazione; - Politica fiscale; - Accordi volontari di programma.
II. Quantificare i dispositivi di uso finale dell'energia	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Ecolabel</i>; - Marchio risparmio energia; - <i>Energy label</i> della Comunità europea; - Elenco comparativo del consumo degli elettrodomestici; - Certificazione dei prodotti
III. Modificare i comportamenti e indurre un consumo critico	<ul style="list-style-type: none"> - Informazione; - Formazione; - Tariffa progressiva per utenze a contatore; - <i>Demand side management</i>; - Detrazioni fiscali; - Appalti pubblici di servizio energia; - Pianificazione energetica regionale.

Tabella 2

Campagne proposte dalla Commissione Europea						
CAMPAGNA	AZIONE	Nuova capacità installata proposta	Stima del costo di investimento (Mld di ECU)	Finanziamento pubblico proposto (Mld di ECU)	Tot. costi di combustibile evitati (Mld di ECU)	Riduzioni di CO2 (Milioni di tonnellate/anno)
	1.000.000 di sistemi fotovoltaici	1.000MWp	3	1	0,07	1
	10.000 MW centrali eoliche	10.000MW	10	1,5	2,8	20
	10.000 MWth impianti di biomassa	10.000MWth	5	1	-	16
	Integrazione in 100 comunità	1.500MW	2,5	0,5	0,43	3
TOTALE			20,5	4	3,3	40

Fonte: Libro Bianco "energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili", 1997

Tabella 3

I programmi europei della DG XVII		
PROGRAMMA	OGGETTO	FINALITA
Altener	<i>Energie Rinnovabili</i>	Il programma finanzia azioni dirette alla creazione o all'ampliamento delle infrastrutture di sviluppo delle fonti rinnovabili nella pianificazione locale e regionale, mobilitando gli investimenti privati e diversificando gli strumenti finanziari. Si occupa, inoltre, delle azioni di controllo dei progressi registrati nell'attuazione della strategia comunitaria e alla valutazione del suo impatto.
Save	<i>Uso razionale dell'energia</i>	Il programma non è rivolto a progetti infrastrutturali o strumentali, l'obiettivo è piuttosto quello di creare un ambiente favorevole alla convenienza economica degli investimenti nell'efficienza energetica.
Thermie	<i>Innovazione tecnologica</i>	Il programma sostiene finanziariamente la dimostrazione e l'applicazione di nuove tecnologie energetiche (per l'uso razionale dell'energia, per le fonti rinnovabili di energia e per i combustibili fossili) e aiuta la diffusione di informazione per incoraggiare l'impiego delle tecnologie di maggiore successo.
Sinergy	<i>Cooperazione internazionale</i>	Il programma finanzia progetti di cooperazione internazionale con paesi terzi per sviluppare, formulare e implementare le loro politiche energetiche nei campi di interesse reciproco. Le azioni finanziate sono relative al trasferimento di know-how sulle politiche energetiche da adottare, ad analisi e previsioni sulle questioni energetiche, all'organizzazione di seminari e conferenze e al sostegno alla cooperazione interregionale transfrontaliera.

Tabella 4

Linee guida per la riduzione dei gas serra

OBIETTIVI	AZIONI	Obiettivo di riduzione (a)
1) Aumento di efficienza del sistema elettrico	Gli impianti a bassa efficienza potranno essere riautorizzati solo se adotteranno tecnologie a basso impatto ambientale. Un apporto significativo in termini di efficienza verrà conferito dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico.	- 20 ÷ - 23
2) Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	<ul style="list-style-type: none"> - Biocarburanti - Controllo del traffico urbano - Dotazione di autoveicoli elettrici per la Pubblica Amministrazione e le aziende di trasporto pubblico - Sostituzione del parco autoveicolare - Aumento del trasporto di massa e merci su vie ferrate 	- 18 ÷ - 21
3) Produzione di energia da fonti rinnovabili	Molto importante in termini ambientali e occupazionali, il campo delle energie rinnovabili dovrà puntare soprattutto sull'eolico, le biomasse e il solare termico.	- 18 ÷ - 20
4) Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/ abitativo/ terziario	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento della penetrazione di gas naturale negli usi civili e industriali - Promozione di accordi volontari per l'efficienza energetica nelle produzioni industriali - Risparmio energetico (da consumi elettrici e termici) 	- 24 ÷ - 29
5) Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	Miglioramento tecnologico e risparmio energetico nell'industria chimica, la zootecnia e la gestione dei rifiuti	- 15 ÷ - 19
6) Assorbimento delle emissioni di carbonio dalle foreste	Recupero boschivo di vaste aree degradate o abbandonate, soprattutto nella dorsale appenninica	- 0,7
TOTALE		- 95 ÷ - 112

(b) Dati in milioni di tonnellate di anidride carbonica.

Tabella 5

Situazione di mercato delle rinnovabili al 1996 e previsioni di sviluppo al 2010

TECNOLOGIA	1996 (MWe)	1996 (Mtep)	2010 (MWe)	2010 (Mtep)
Idroelettrico >10MW	13.909,0	7,300	15.600	8,20
Idroelettrico ≤10MW	2.159,0	1,950	3.400	3,01
Geotermia elettrica	512,0	0,830	1.000	1,62
Eolico	69,7	0,007	3.000	1,32
Fotovoltaico	15,8	0,003	300	0,06
Biomasse elettr.	171,9	0,080	2.000	2,64
Rifiuti elettr.	80,3	0,053	800	0,79
Geotermia termica		0,213		0,40
Solare termico		0,007		0,20
Biomasse termico		2,150		3,50
Rifiuti termico		0,096		0,20
Biocombustibili		0,045		2,00
Totale rinnovabili	16.917,7	12,73	26.100	23,94
Fabbisogno nazionale		172,80		
Perc. rinnovabili		7,37		

Fonte: ENEA, 1998.

Tabella 6

Stima degli investimenti necessari per le realizzazioni 1996 - 2010

TECNOLOGIA	INVESTIMENTO SPECIFICO (MLD/MW)	TOTALI INIZIATIVE 1996 - 2010 (MW)	COSTI TOTALI (MLD)
Idroelettrico >10MW	5,5	1.700	9.350
Idroelettrico ≤10MW	5,5	1.200	6.600
Geotermia elettrica	5,0	500	2.400
Eolico	1,8 - 1,5	2.900	4.600
Fotovoltaico	16 - 11	270	3.150
Biomasse elettr.	4	1.800	7.200
Rifiuti elettr.	8	700	5.600
TOTALE ELETTRICO			
Geotermia termica	5MI/US ⁴⁷	190.000 US	1.000
Solare termico	0,7 MI/m ²	3x10 ⁶ m ²	2.900
Biomasse termico	5MI/US	1.100.000 US	5.300
Rifiuti termico	5MI/US	200.000 US	1.000
TOTALE TERMICO			9.500
Biocombustibili	1 MI/t		500
TOTALE GENERALE			48.900

Fonte: ENEA, 1998.

⁴⁷ L'Unità Servita è un volume pari a circa 300 m³, che corrisponde ad un'abitazione per uso residenziale con un fabbisogno di calore equivalente di 1 tep/anno.

Tabella 7

Aumenti delle aliquote programmate al 2005

OLI MINERALI	Aliquote (Lire)
Benzina	1.150.248 per mille litri
Benzina senza piombo	1.150.248 per mille litri
Petrolio lampante o cherosene	
<i>Usato come carburante o come combustibile per riscaldamento</i>	758.251 per mille litri
Olio da gas o gasolio	
<i>Usato come carburante o come combustibile per riscaldamento</i>	905.856 per mille litri
Olio combustibile usato per riscaldamento	
<i>Ad alto tenore di zolfo (ATZ)</i>	844.098 per mille chilogrammi
<i>A basso tenore di zolfo (BTZ)</i>	423.049 per mille chilogrammi
Olio combustibile per uso industriale denso	
<i>Ad alto tenore di zolfo (ATZ)</i>	249.257 per mille chilogrammi
<i>A basso tenore di zolfo (BTZ)</i>	120.128 per mille chilogrammi
Emulsioni stabilizzate di oli da gas ovvero di olio combustibile denso con acqua contenuta in misura variabile dal 12 al 15 per cento in peso, idonee all'impiego nella carburazione e nella combustione:	
<i>a) emulsione con oli da gas usata come carburante</i>	704.704 per mille litri
<i>b) emulsione con oli da gas usata per riscaldamento</i>	704.704 per mille litri
<i>c) emulsione con olio combustibile denso usata come combustibile per riscaldamento</i>	617.810 per mille kg se Atz 308.905 per mille kg se Btz
<i>d) emulsione con olio combustibile denso per uso industriale</i>	86.423 per mille kg se Atz 43.212 per mille kg se Btz
Gas liquefatti (GPL)	
<i>Usati come carburanti o come combustibile per riscaldamento</i>	400.000 per mille chilogrammi
Gas metano	
<i>Per autotrazione</i>	200 per metro cubo
<i>Per combustione per usi industriali</i>	40 per metro cubo
<i>Per combustione per usi civili⁴⁸</i>	
<i>a) Per usi domestici di cottura o produzione di acqua calda di cui alla tariffa T1 prevista dal provvedimento CIP n. 37/1986</i>	90 per metro cubo
<i>b) Per uso di riscaldamento individuale a tariffa T2 fino a 250 metri cubi annui</i>	159 per metro cubo
<i>c) Per altri usi civili</i>	349 per metro cubo
Carbone impiegato negli impianti di combustione di cui alla direttiva n.88/609/Cee⁴⁹	41.840 per mille chilogrammi
Coke di petrolio impiegato negli impianti di combustione di cui alla direttiva 88/609/Cee	59.240 per mille chilogrammi
Bitume di origine naturale emulsionato con il 30 per cento di acqua, denominato "Orimulsion" (NC 2714), impiegato negli impianti di combustione di cui alla direttiva 88/609/Cee	30.830 per mille chilogrammi

⁴⁸ Per i consumi nei territori di cui all'art.1 del T.U. delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno, approvato con il DPR 6 marzo 1978, n. 218, si applicano le aliquote di lire 78 per metro cubo, relativamente ai punti a) e b), e di lire 250 per metro cubo, relativamente al punto c).

⁴⁹ Le aliquote indicate per il carbone, coke di petrolio e bitume di origine naturale emulsionato con il 30% di acqua, denominato "Orimulsion" valgono per i rapporti TEP/T, rispettivamente pari a 0,640 – 0,830 – 0,672.

Tabella 8

DECRETO 24 aprile 2001
Interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica

Tipologia di intervento 1: Rifasamento elettrico

- Rifasamento presso l'utenza finale

Tipologia di intervento 2: Motori elettrici e loro applicazioni

- Installazione di sistemi elettronici di regolazione in frequenza
- Ottimizzazione di impianto e gestionale dei sistemi di pompaggio azionati da motori elettrici
- Installazione motori e meccanismi di trasmissione della forza motrice a più alta efficienza

Tipologia di intervento 3: Sistemi per l'illuminazione

- Installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità (sistemi di rilevazione presenza, di illuminazione naturale, crepuscolari, ecc)
- Aumento dell'efficienza degli impianti di pubblica illuminazione
- Installazione di sistemi e componenti più efficienti

Tipologia di intervento 4: *Electricity Leaking*

- Installazione di apparecchiature a basso consumo in stand-by o di dispositivi per la riduzione di consumo in stand-by di apparecchiature esistenti
- Sistemi di posizionamento in stand-by di apparecchiature di uso saltuario
- Sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in stand-by

Tipologia di intervento 5: Interventi per l'uso di fonti o vettori più appropriati dell'energia elettrica

- Interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici (per acqua calda sanitaria o per lavastoviglie, lavatrici, ecc) con dispositivi alimentati con altre fonti energetiche o a più alta efficienza, o mediante teleriscaldamento

Tipologia di intervento 6: Riduzione dei consumi di energia elettrica per usi termici

- Installazione di sistemi e prodotti per la riduzione delle esigenze di acqua calda

Tipologia di intervento 7: Interventi per la riduzione della domanda di energia elettrica per il condizionamento

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc)
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo

Tipologia di intervento 8: Elettrodomestici e apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza

- sostituzione di frigoriferi, lavabiancheria, lavastoviglie, scaldacqua, forni, pompe di circolazione acqua ecc con prodotti analoghi a più alta efficienza
- Installazione di computer, stampanti, fax ad elevata efficienza

Altri Interventi

Tipologia di intervento 9: Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza

Tipologia di intervento 10: Interventi di sostituzione di altra fonte o vettore con energia elettrica, nei casi in cui sia verificata una riduzione dei consumi di energia primaria

- Essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza
- Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento
- Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica

Tipologia di intervento 11: Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Climatizzazione diretta tramite teleriscaldamento da cogenerazione
- Cogenerazione e sistemi di microcogenerazione come definiti dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas
- Installazione di pompe di calore elettriche o a gas con funzione di riscaldamento e raffreddamento in edifici di nuova costruzione o ristrutturati aventi coefficiente di dispersione volumica per trasmissione dell'involucro edilizio, C_d , inferiore ai limiti fissati, in funzione dei gradi-giorno della località, nella successiva tabella 1 (*vedi decreto*) e che rispettino eventuali ulteriori prescrizioni contenute nelle linee guida di cui all'art. 5, comma 5
- Sistemi di telegestione
- Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore per impianti di riscaldamento centralizzato
- Utilizzo di calore di recupero

Tipologia di intervento 12: Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali

- Impiego di pannelli solari per la produzione di acqua calda
- Uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi, geotermici o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici, per il riscaldamento di ambienti e per la fornitura di calore in applicazioni civili
- Impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW

Tipologia di intervento 13: Veicoli elettrici e a gas naturale

- Iniziative per la diffusione di veicoli stradali a trazione elettrica e a gas naturale

Tipologia di intervento 14: Formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione

- Campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali per la riduzione dei consumi

Tabella 9

Soglie Decreto Bersani

A partire da: Fruitori	1 aprile 1999	1 gennaio 2000	1 gennaio 2002
Clienti finali	> 30 GWh	> 20 GWh	> 9 GWh oppure > 40 GWh come somma di consumi minimi di 1 GWh per punto di prelievo
Società Gruppi di imprese ConSORZI	> 30 GWh come somma di consumi minimi di 2 GWh per punti di prelievo nello stesso comune e in comuni contigui	> 20 GWh come somma di consumi minimi di 1 GWh per punto di prelievo	> 9 GWh come somma di consumi minimi di 1 GWh per punto di prelievo.

Figura 1

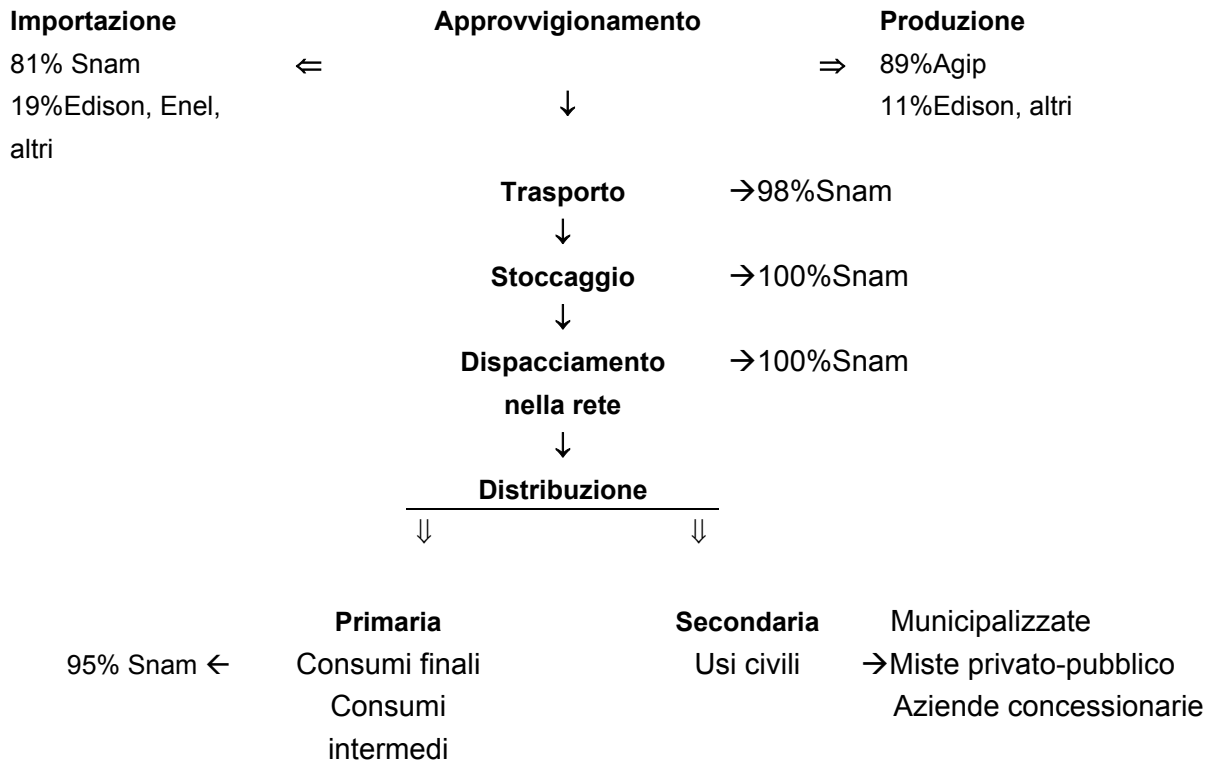


Tabella 10

Contratti di importazione di gas naturale				
Contratto			Volume- Gm3	Scadenza
Importatore	Fornitore	Decorrenza		
Snam	Olanda	dal 1974	6.0	2015
	Olanda	dal 2001	4.0	2020
	Tot. Olanda		10.0	
	Algeria	dal 1983	20.0	2020
	Algeria(Gnl)	dal 1997	2.0	2015
	Tot. Algeria		22.0	
	Russia	—	7.0	2015
	Russia	dal 1984	8.0	2008
	Russia	dal 1995	5.5	2015
	Russia	dal 2003	8.0	2025
	Tot. Russia		28.5	
	Norvegia	dal 2001	6.0	2025
	Libia	dal 2001	4.0	(?)
Tot. Snam			69.5	
Enel	Algeria	dal 1996	4.0	2014
	Nigeria(Gnl)	dal 1996	3.5	2018
Tot. Enel			7.5	
EDISON	Algeria	dal 2003	4.0	2017
	Norvegia	da definire	1.5	da definire
	Libia	dal 2001	4.0	(?)
Tot. EDISON			9.5	
Tot. generale			86.5	

Tabella 11

DECRETO 24 aprile 2001
Interventi di riduzione dei consumi di gas naturale

Tipologia di intervento 1: Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza

Tipologia di intervento 2: Riduzione dei consumi di gas per usi termici

- Installazione di sistemi e prodotti per la riduzione delle esigenze di acqua calda

Tipologia di intervento 3: Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
- interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc)
- Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
- Climatizzazione diretta tramite teleriscaldamento da cogenerazione
- Cogenerazione e sistemi di microcogenerazione come definiti dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas
- Sistemi di telegestione
- Sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore per impianti di riscaldamento centralizzato
- Utilizzo di calore di recupero

Tipologia di intervento 4: Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali

- Impiego di pannelli solari per la produzione di acqua calda
- Uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi, geotermici o alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici e inorganici, per il riscaldamento di ambienti e per la fornitura di calore in applicazioni civili
- Impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore a 20 kW

Altri Interventi

Tipologia di intervento 5: Recuperi di energia

- Recuperi di energia sulla rete del gas

Tipologia di intervento 6: Rifasamento elettrico

- Rifasamento presso l'utenza finale

Tipologia di intervento 7: Motori elettrici e loro applicazioni

- Installazione di sistemi elettronici di regolazione in frequenza
- Ottimizzazione di impianto e gestionale dei sistemi di pompaggio azionati da motori elettrici
- Installazione motori e meccanismi di trasmissione della forza motrice a più alta efficienza

Tipologia di intervento 8: Sistemi per l'illuminazione

-
- Installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità (sistemi di rilevazione presenza, di illuminazione naturale, crepuscolari, ecc)
 - Aumento dell'efficienza degli impianti di pubblica illuminazione
 - Installazione di sistemi e componenti più efficienti
-

Tipologia di intervento 9: *Electricity Leaking*

- Installazione di apparecchiature a basso consumo in stand-by o di dispositivi per la riduzione di consumo in stand-by di apparecchiature esistenti
 - Sistemi di posizionamento in stand-by di apparecchiature di uso saltuario
 - Sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in stand-by
-

Tipologia di intervento 10: Interventi di sostituzione di altra fonte o vettore con energia elettrica, nei casi in cui sia verificata una riduzione dei consumi di energia primaria

- Essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza
 - Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento
 - Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica
-

Tipologia di intervento 11: Applicazioni nelle quali l'uso del gas naturale è più efficiente di altre fonti o vettori di energia

- Interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici con dispositivi alimentati a gas naturale
-

Tipologia di intervento 12: Elettrodomestici e apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza

- Sostituzione di frigoriferi, lavabiancheria, lavastoviglie, scaldacqua, forni, pompe di circolazione acqua ecc con prodotti analoghi a più alta efficienza
 - Installazione di computer, stampanti, fax ad elevata efficienza
-

Tipologia di intervento 13: Interventi per la riduzione della domanda di energia per il condizionamento

- Interventi per l'isolamento termico degli edifici
 - Interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi (vetri selettivi, protezioni solari esterne, ecc)
 - Applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo
 - Sistemi di condizionamento ad assorbimento
 - Installazione di pompe di calore elettriche o a gas con funzione di riscaldamento e raffreddamento in edifici di nuova costruzione o ristrutturati aventi coefficiente di dispersione volumica per trasmissione dell'involucro edilizio, C_d , inferiore ai limiti fissati, in funzione dei gradi-giorno della località, nella successiva tabella 1 (*vedi decreto*) e che rispettino eventuali ulteriori prescrizioni contenute nelle linee guida di cui all'art. 5, comma 5
-

Tipologia di intervento 14: Formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione

- Campagne di formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione degli utenti finali per la riduzione dei consumi
-

Tipologia di intervento 15: Veicoli elettrici e a gas naturale

- Iniziative per la diffusione di veicoli stradali a trazione elettrica e a gas naturale
-