Interruzioni programmate delle forniture elettriche e blackout

A seguito sia delle interruzioni programmate delle forniture del servizio elettrico, operate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) il 26 giugno 2003, sia dello squilibrio verificatosi fra potenza richiesta e disponibile, il Governo ha ritenuto opportuno adottare il decreto legge 3 luglio 2003, n. 158, *Disposizioni urgenti per garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza.* Con questo si sono modificati, in via straordinaria per 75 giorni, i limiti per le temperature per gli scarichi termici delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW, in modo tale da permettere a queste ultime di restare in produzione.

Visto il perdurare di condizioni meteorologiche straordinarie e la bassa idraulicità del sistema elettrico, con decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, *Disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica*, il Governo interveniva nuovamente per modificare le condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche. In particolare, tale decreto permetteva, su segnalazione del GRTN, il funzionamento sino al 31 dicembre 2004 di centrali termoelettriche con potenza superiore ai 300 MW anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione, pur nel rispetto dei valori massimi di emissione previsti per impianti inferiori ai 500 MW dalla normativa europea.

Anche a seguito del *blackout* del sistema elettrico italiano, verificatosi nella notte fra il 27 e il 28 settembre 2004, nella conversione in legge del decreto n. 239/03, venivano affidate al Governo specifiche deleghe per assicurare il raggiungimento, anche a medio termine, e il mantenimento di condizioni economiche atte a garantire un adeguato livello di capacità di produzione di energia elettrica. In particolare il Governo doveva, entro due mesi, prevedere un sistema competitivo di remunerazione della capacità di produzione nonché interventi di razionalizzazione, unificazione e semplificazione dei procedimenti per la realizzazione delle infrastrutture di rete.

Nei fatti la conversione in legge del suddetto decreto era occasione per legiferare anche in materia di programmazione e pianificazione energetica; venivano infatti inseriti nella legge di conversione interventi da tempo discussi in sede parlamentare nell'ambito del disegno di legge di riordino del settore energetico AS 2421. Oltre a prorogare al 30 giugno 2005 la deroga ai limiti di immissione in atmosfera per la qualità dell'aria previsti dal decreto legge n. 239/03, la legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290, attribuiva ampie deleghe al Governo in materia di:

- riprogrammazione dell'utilizzo di impianti idroelettrici, concentrazione delle manutenzioni e riattivazione di impianti in arresto in lunga durata e incremento della capacità interrompibile allo scopo di ridurre il rischio di distac-

chi di energia elettrica per l'utenza diffusa;
- riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica e successiva privatizzazione nonché garanzie di terziarietà della rete.

In particolare su quest'ultimo punto venivano attribuite al Governo sia la definizione, mediante decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione, di criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, sia la gestione del soggetto risultante da tale unificazione, inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione. La legge n. 290/03 dettava inoltre norme che prevedono l'attribuzione al Ministero delle attività produttive riguardo a:

- gli indirizzi per lo sviluppo delle reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale nonché l'approvazione dei piani di sviluppo annuali predisposti dai gestori di rete;
- i termini del decadimento delle autorizzazioni per la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica nonché di terminali di rigassificazione di GNL nel caso di mancato avvio dei lavori entro dodici mesi;
- la messa fuori servizio, sentito il GRTN, degli impianti di potenza superiore a 10 MW;
- la disponibilità al GRTN degli impianti di pompaggio per la gestione dei transitori e dei picchi di domanda nonché la loro remunerazione, in tale periodo, col prezzo che si viene a formare attraverso il sistema delle offerte;
- l'allocazione delle importazioni precedentemente attribuite dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e per cui la nuova disciplina europea (Direttiva 2003/54/CE) prevede l'attribuzione all'Autorità nazionale di regolazione;
- l'esenzione dell'accesso di terzi alle reti di interconnessione di nuova costruzione, materia già normata da disposizioni dell'Autorità e su cui la nuova disciplina comunitaria richiede procedimenti di autorizzazione specifica a carico dell'Autorità nazionale di regolazione;
- la semplificazione delle autorizzazioni per le reti di trasporto di energia elettrica e per gli impianti di potenza superiore ai 300 MW.

Con decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, *Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica*, il Governo definiva l'esigenza di mettere a punto un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva al fine di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. Tale sistema dovrà essere basato su

meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato minimizzando gli oneri per i consumatori; il GRTN dovrà poi, sulla base di criteri di riferimento definiti entro tre mesi dall'Autorità, strutturare entro i successivi tre mesi una proposta per la disciplina di tale sistema di remunerazione che verrà poi approvata dal Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità, congiuntamente con le attribuzioni di responsabilità al GRTN e al Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME). Il decreto stabilisce anche gli obblighi di verifica e controllo in capo al GRTN, nonché la definizione di un sistema di sanzioni in capo all'Autorità. Sono definite infine nel decreto le disposizioni transitorie in attesa che il sistema di remunerazione predetto entri effettivamente in vigore. Queste prevedono che l'Autorità fissi transitoriamente i corrispettivi di remunerazione per la disponibilità della capacità per le unità di produzione dispacciabili e fruibili nei giorni dell'anno che il GRTN avrà individuato come critici per la copertura della domanda nazionale.

Attuazione del sistema delle offerte del mercato di energia elettrica

I principali atti normativi che hanno permesso l'avvio del sistema organizzato delle offerte di energia elettrica, oltre al sopra citato decreto legislativo n. 379/03, sono: il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 che ha attribuito alla società Acquirente Unico S.p.A. la titolarità delle proprie funzioni a decorrere dall'1 gennaio 2004; il decreto del Ministro delle attività produttive, anch'esso del 19 dicembre 2003, che ha approvato il Testo integrato della disciplina del mercato, nonché la presa in carico del mercato elettrico da parte del GME a decorrere dall'8 gennaio 2004.

Il primo decreto attribuisce all'Acquirente Unico, quale garante della fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, soprattutto le funzioni di previsione della domanda di energia elettrica di questi; definisce inoltre le modalità di approvvigionamento (contratti bilaterali sul mercato libero per una quantità non superiore al 25 per cento della previsione di domanda, partecipazione alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica, alle aste CIP6 e al sistema delle offerte secondo modalità definite dall'Autorità). Lo stesso assegna inoltre all'Acquirente Unico i contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel S.p.A. anteriormente al 19 febbraio 1997 al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso in vigore nel trimestre ottobre-dicembre 2003 e successivi aggiornamenti. All'Acquirente Unico andrà una parte pari al 50 per cento dell'eventuale beneficio nel caso di rinegoziazione dei predetti contratti.

Il decreto di approvazione del Testo integrato della disciplina del mercato e di attribuzione di responsabilità al GME definisce anche la natura e la cadenza delle informazioni sull'andamento del mercato elettrico che lo stesso è tenuto a

garantire per un suo corretto monitoraggio. In particolare il GME trasmette al Ministro delle attività produttive e all'Autorità un rapporto trimestrale sull'andamento del mercato e su eventuali esigenze di modifica alla Disciplina del mercato. Segnala inoltre allo stesso ministro, all'Autorità e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato possibili situazioni anomale che si verifichino sul mercato. Sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità vengono costruiti indici di prezzo per il mercato elettrico a cura del GME e del GRTN; infine l'Autorità è tenuta a definire un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e modalità di monitoraggio dell'andamento dei prezzi di mercato.

Altri interventi

Fra gli altri interventi normativi dell'anno trascorso, ampiamente descritti nel Capitolo 4, si segnalano: il decreto del Ministero delle attività produttive 10 settembre 2003, relativo alla restituzione della rendita idroelettrica per il periodo 2002-2003; il decreto del Ministero delle attività produttive 17 dicembre 2003, che ha definito le modalità di assegnazione della capacità di importazione; i decreti del Ministero delle attività produttive 3 luglio 2003 e 29 gennaio 2004, relativi alle modalità di gestione delle aste di energia elettrica incentivata in regime CIP6 e ritirata dal GRTN e infine il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 6 febbraio 2004 che impartisce all'Autorità specifiche disposizioni per le tariffe agevolate per le imprese con produzioni ad alta intensità energetica localizzate in territori insulari.

Normativa in corso di definizione

Disegno di legge di riordino del settore energetico

È proseguito, nell'anno trascorso, l'iter del disegno di legge AS 2421, *Riordino del settore energetico, nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi*, che dopo l'approvazione della Commissione attività produttive e dell'Assemblea della Camera dei deputati, nel luglio 2003, e quella successiva della Commissione industria del Senato della Repubblica, è in attesa della conclusione del dibattito in Assemblea del Senato, dove si è svolta la discussione generale. Rispetto al testo licenziato dalla Camera, la Commissione industria del Senato ha apportato significative modifiche. All'art. 2 è stato riscritto il comma 1 il quale ora prevede che le attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo (e non più "anche di minerali"), nonché quelle di trasporto e dispacciamento dell'energia e la gestione delle infrastrutture di approvvigionamento siano di interesse pubblico (e non più "libere su tutto

il territorio nazionale"); con la prospettiva che le attività di distribuzione di energia elettrica e gas (non più anche "naturale a rete"), di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi e di trasmissione e dispacciamento "nazionale" di energia elettrica siano attribuire in concessione. All'art. 3 sono state modificate le lettere e) e m) del comma 1 relativo agli obiettivi di politica energetica. L'art. 6 è stato rivisto nelle lettere f), p) e t), affidando allo Stato, anche attraverso l'Autorità, l'adozione di misure a garanzia del consumatore e la definizione degli obblighi minimi di servizio pubblico. È stato anche aggiunto un art. 11-*bis* che modifica il comma 2 dell'art. 1-*ter* della legge n. 290/03, la quale affida al Ministero delle attività produttive l'emanazione degli indirizzi per lo sviluppo delle reti di energia elettrica e non più anche di gas naturale. Si è inoltre modificato il comma 11 dell'art. 15 in materia di compensazioni ambientali e si sono aggiunti altri quattro commi: due di questi prevedono che entro sei mesi dall'entrata in vigore della legge le azioni dell'Acquirente Unico e del GME vengano trasferite al Ministero dell'economia e delle finanze, che a sua volta può cederne quote azionarie purché i soggetti acquirenti non ne controllino (direttamente o indirettamente) più del 10 per cento, lasciando in ogni caso la maggioranza allo stesso ministero. L'art. 16 prevede, al comma 1, che l'Autorità definisca: gli obblighi a carico dei soggetti preposti alla distribuzione o qualora separata, alla vendita di energia elettrica (e non più solo "distributori"), la modifica del comma 2 in materia di teleriscaldamento e certificati verdi, la soppressione del comma 6 sui contratti bilaterali (in quanto confluito nella legge n. 290/03). All'art. 17 è stato soppresso il comma 6 salvando così il comma 5 dell'art. 16 del "decreto Letta". Si è aggiunto un art. 18-*bis* che estende ai tre anni successivi l'anno di immatricolazione del veicolo (purché avvenuta dopo l'1 agosto 1997) il periodo per usufruire dell'agevolazione per l'installazione di impianti a metano o GPL (a favore anche delle persone giuridiche); l'art. 19 è stato modificato al comma 4 estendendo l'istituto dell'autorizzazione anche ai "terminali di rigassificazione di GNL", con l'eliminazione della dizione "a tempo indeterminato". Il comma 2 dell'art. 21 prevede ora che alla scadenza le concessioni per lo stoccaggio di gas naturale vengano affidate secondo procedure di evidenza pubblica, mentre il comma 10-*bis* promuove l'uso del gas naturale nel trasporto pubblico. L'art. 22, comma 2, interviene sul mercato dell'*emission trading* affidando al Ministero delle attività produttive la definizione delle modalità organizzative. L'art. 26, comma 7-*bis*, introduce misure compensative per le zone oggetto di coltivazione di idrocarburi, mentre l'art. 29, comma 1, lettera b), definisce nuovi indici per le concessioni di gas. È stato soppresso l'art. 36 che affida una delega al Governo per l'emanazione di testi unici in materia di energia.

Come si è visto più sopra, la Commissione industria del Senato ha infine provve-

duto a espungere dal testo le parti confluite nel decreto legge n. 239/03, divenuto poi la legge n. 290/03, attinenti la sicurezza del sistema elettrico e l'organizzazione delle reti.

In conseguenza dei ritardi nella calendarizzazione del prosieguo della discussione in Assemblea, nel momento in cui si scrive, il Governo ha annunciato la volontà di porre la fiducia sul provvedimento per accelerarne l'approvazione.

Legge comunitaria 2004

Il 6 febbraio 2004 il Governo ha presentato il disegno di legge AS 2742, *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004*, contenente le disposizioni generali per il conferimento di delega legislativa per l'attuazione delle Direttive europee che richiedono l'introduzione o la modifica di normative nazionali. Esso individua sia le Direttive che necessitano per il recepimento unicamente di correzioni e integrazioni di disposizioni legislative vigenti, per le quali prevede interventi di normazione diretta, sia quelle che richiedono l'introduzione di normative organiche complesse, per le quali prevede criteri generali e specifici per l'esercizio delle deleghe da parte del Governo.

Relativamente al settore energetico il disegno di legge impone al Governo l'emanazione, entro 180 giorni, di decreti legislativi che diano attuazione alle nuove Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE relative al completamento del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. Per tali Direttive il procedimento prevede che il Governo sottoponga schemi di provvedimenti attuativi alle competenti commissioni parlamentari per l'espressione di un parere entro 40 giorni dalla data di trasmissione.

Il disegno di legge detta altresì specifici criteri di delega, all'art. 7, per il recepimento della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra della Unione. Detti criteri prescrivono l'esigenza che si considerino:

- le priorità date nei piani energetici del Governo alla costruzione di nuove centrali e quelle degli effetti della liberalizzazione dei mercati energetici;
- la necessità di verificare *ex ante* i possibili effetti distorsivi sulla concorrenza;
- l'esigenza di assicurare coerenza fra il piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas serra previsto dal Protocollo di Kyoto (delibera CIPE 19 dicembre 2002, n. 123) e il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissioni per i settori disciplinati dalla Direttiva;
- il valore aggiunto in termini di efficienza economica e ambientale apportato dagli strumenti di programmazione negoziata previsti dalla normativa statale.

È infine introdotto l'obbligo, per i gestori degli impianti, di comunicare, con modalità stabilite con decreto del Ministero dell'ambiente di concerto con il Ministero delle attività produttive, i dati necessari per calcolare le quote di emissione dei gas serra da attribuire.

Fra gli interventi per i quali il disegno di legge prevede invece il recepimento per normazione diretta, nel caso in cui le Direttive europee richiedano unicamente correzioni e integrazioni di disposizioni legislative vigenti, sono l'attuazione delle Direttive 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 (che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e l'elettricità) e 2003/92/CE del Consiglio del 7 ottobre 2003 (che modifica la Direttiva 77/799/CEE sulle norme sul luogo di cessione di gas e di energia elettrica).

Il disegno di legge comunitaria n. 2742 è stato approvato dalla Commissione politiche dell'Unione europea del Senato il 22 aprile 2004 e inviato all'Assemblea per il prosieguo dell'*iter* di approvazione.

Revisione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001

Il meccanismo delineato dai decreti ministeriali 24 aprile 2001 per la promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale si configura come il più innovativo e complesso mai adottato su scala internazionale.

Queste caratteristiche hanno comportato la necessità di tempi più lunghi rispetto a quanto previsto dai decreti stessi per l'analisi e l'approfondimento dei numerosi aspetti tecnici e procedurali connessi con la loro attuazione.

In considerazione di ciò, all'inizio del 2003 è stato avviato dai ministeri competenti[1] un processo di revisione dei decreti, finalizzato a posticiparne l'entrata in vigore secondo tempi compatibili con la definizione della regolazione attuativa e a semplificarne l'attuazione. Gli Uffici dell'Autorità, su richiesta dei competenti Uffici ministeriali, hanno fornito il loro supporto tecnico per l'analisi e la valutazione delle diverse ipotesi di revisione.

Al 30 aprile 2004 gli schemi dei nuovi decreti ministeriali si trovano all'esame della Conferenza unificata dei Presidenti delle Regioni e delle Province autonome.

1 Ministero delle attività produttive e Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio.

Politiche e legislazione energetica regionale e locale

La modifica del Titolo V della Costituzione, attuata con la legge costituzionale del 18 ottobre 2001, n. 3, ha inciso in modo significativo sulla competenza delle Regioni, attribuendo loro un ruolo nuovo e più attivo, pur nel rispetto del sistema normativo nazionale, all'interno del processo di formazione della politica energetica del paese. Il nuovo art. 117 della Costituzione ha, infatti, affidato alle Regioni potestà legislativa concorrente su produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia, lasciando allo Stato il potere di legiferare sui principi generali (sicurezza nazionale, concorrenza, interconnessione delle reti, gestione unificata dei problemi ambientali).

Le Amministrazioni regionali possono ora utilizzare i loro piani energetici come strumenti attraverso i quali predisporre un progetto complessivo di sviluppo dell'intero sistema energetico, coerente con lo sviluppo socioeconomico e produttivo del loro territorio.

Molte sono le regioni nelle quali i piani energetici regionali sono stati approvati almeno da uno degli organi regionali (Piemonte, Lombardia, Toscana, Valle D'Aosta, Trento, Bolzano, Calabria, Lazio, Basilicata, Sardegna ed Emilia Romagna), in tutte le altre sono invece in fase di definizione o di elaborazione.

Alcune Regioni hanno anche trasmesso all'Autorità i loro piani energetici al fine di acquisire osservazioni e suggerimenti. Tra gli obiettivi principali contenuti nei piani merita attenzione la volontà di definire le condizioni idonee allo sviluppo di un sistema energetico, che dia priorità alle fonti rinnovabili e al risparmio di energia come strumenti diretti al raggiungimento di una maggior tutela ambientale. In particolare sono identificate come azioni indispensabili per l'ottenimento di tale obiettivo, dal lato della domanda, l'incentivazione alla riduzione dei consumi finali di energia (attività produttive, usi civili e trasporti) e, dal lato dell'offerta, l'incremento dello sfruttamento delle fonti rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza nella trasformazione delle fonti fossili tradizionali in energia elettrica e la promozione dell'innovazione e della ricerca tecnologica (impiego dell'idrogeno e di nuovi combustibili a ridotto impatto ambientale). In sintesi tali piani energetico-ambientali regionali hanno colto le emergenze e le nuove esigenze dettate dalla legislazione nazionale ed europea e rappresentano l'importante impegno delle Regioni per lo sviluppo del sistema energetico e ambientale territoriale, con l'assunzione di una piena responsabilità nell'ambito degli indirizzi nazionali e comunitari.

Da segnalare la legge regionale 12 dicembre 2003, n. 26, della Regione Lombardia, *Disciplina dei servizi locali d'interesse economico generale. Norme in materia di gestione dei rifiuti, di energia, di utilizzo del sottosuolo e di risorse idriche*, che, oltre a definire l'articolazione delle competenze tra i Comuni, le Province e la Regione, ha posto l'accento sulla necessità di assicurare ai propri

cittadini un'elevata qualità e una massima efficienza nella erogazione dei servizi di pubblica utilità. È questo un aspetto al quale l'Autorità dedica grande attenzione e che presenta la possibilità di collaborare con la Regione stessa al fine di ottenere i risultati attesi salvaguardando l'economicità dei servizi.

Eguale attenzione merita il caso della Regione Sicilia che, con la legge regionale 26 marzo 2002, n. 2, aveva istituito un tributo ambientale gravante sui proprietari dei gasdotti regionali (art. 6 della legge regionale). L'Autorità era intervenuta in merito segnalando al Parlamento, con la delibera 20 giugno 2002, n. 113, *Segnalazione al Parlamento concernente disposizioni della legge della Regione Sicilia 26 marzo 2002, n. 2*, la presenza di profili d'illegittimità dell'art. 6, tali da determinare gravi impedimenti alla realizzazione degli obiettivi di liberalizzazione e apertura del mercato del gas naturale, nazionale e interno europeo, nonché potenziali rilevanti ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti.

Su tale misura adottata dalla Regione Sicilia è intervenuta di recente la Commissione tributaria provinciale di Palermo che non solo ne ha dichiarato l'illegittimità, ma ha anche disposto la restituzione alla Snam Rete Gas S.p.A. della prima rata già versata alla Regione nell'aprile 2002 (pari a 10,8 milioni di euro). Tale sentenza segue integralmente l'orientamento di Bruxelles di avviare una procedura d'infrazione contro il tributo ambientale in quanto esso si configura come un vero e proprio dazio sull'*import* di metano dall'Algeria.

Da questo quadro emerge pertanto con evidenza quanto sia indispensabile una cooperazione tra centro e periferia che, senza violare lo spirito della riforma, possa favorire lo spirito d'iniziativa regionale, nell'ambito di una fattiva collaborazione tra i diversi livelli di governo.

In questa direzione si sta muovendo l'Autorità che, da un lato, si è posta tra i propri obiettivi quello di curare i rapporti con le Amministrazioni regionali sia direttamente sia attraverso le forme organizzative esistenti e, dall'altro, sta sperimentando una procedura di raccordo che consenta formalmente di acquisire il parere delle Regioni sulle *Linee guida* per la progettazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di risparmio energetico, disciplinate dall'art. 5, comma 5, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001.

Recepimento della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili

Con il decreto legislativo n. 387/03 è stata recepita nell'ordinamento italiano la Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

La Direttiva, contestualmente all'individuazione di un obiettivo di sviluppo delle energie rinnovabili per il 2010, in percentuale rispetto al consumo interno lordo dei diversi paesi dell'Unione europea, chiede agli Stati membri l'adozione

di specifici provvedimenti in tema di garanzia d'origine dell'energia rinnovabile, snellimento delle procedure amministrative per le autorizzazioni agli impianti rinnovabili, accesso alla rete e monitoraggio dei progressi in direzione del *target* da parte degli Stati membri.
In relazione a questi temi il decreto prevede che:

- il GRTN sia l'ente incaricato di rilasciare, per produzioni superiori ai 50 MWh/anno, la garanzia d'origine ai produttori rinnovabili che ne facciano richiesta. I certificati d'origine, che non vanno confusi con i certificati verdi, riportano l'ubicazione dell'impianto, la fonte energetica rinnovabile, la tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta o in caso di centrali ibride la produzione imputabile alla sola quota rinnovabile. La certificazione dell'energia rinnovabile è funzionale all'istituzione sia di mercati volontari di acquisto di energia rinnovabile, i cosiddetti *green pricing*, sia di un mercato europeo delle energie rinnovabili in modo tale da evitare doppi conteggi in caso di energia rinnovabile esportata e permettere l'esistenza di un primo livello di reciprocità tra i paesi;
- al fine di accelerare le procedure di autorizzazione, il decreto dispone che gli impianti rinnovabili siano considerati opere di pubblica utilità indifferibili e urgenti. È previsto pertanto il rilascio di un'autorizzazione unica che deve essere concessa dalla Regione o da altro soggetto istituzionale delegato entro 180 giorni dalla data della domanda. L'autorizzazione, inoltre, non può essere subordinata a misure di compensazione a favore di regioni e province;
- per quanto riguarda il collegamento alla rete elettrica, il decreto prevede che l'Autorità adotti entro maggio 2004 specifiche direttive relative alle condizioni tecniche ed economiche per l'allacciamento degli impianti rinnovabili a reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV, i cui gestori abbiano obbligo di connessione con terzi. Tali direttive devono essere ispirate al principio di trasparenza attraverso la pubblicazione di standard tecnici, tempi e costi degli allacciamenti.

Il decreto legislativo n. 387/03 oltre ad attuare le prescrizioni della normativa comunitaria interviene sia a regolare gli aspetti del mercato elettrico relativi alle energie rinnovabili rimasti in sospeso nel processo di liberalizzazione, sia a introdurre disposizioni specifiche per le diverse fonti di generazione.
Per quanto riguarda la remunerazione della produzione da impianti alimentati da fonti rinnovabili, il decreto introduce novità nel mercato dei certificati verdi e nelle modalità di remunerazione dell'energia elettrica prodotta.
In relazione al mercato dei certificati verdi è opportuno ricordare tre aspetti significativi.

L'art. 4, comma 1, prevede un incremento della quota d'obbligo dello 0,35 per cento anno per il periodo 2004-2006 rispetto all'originario 2 per cento fissato dal decreto legislativo n. 79/99. Vengono inoltre individuate le scadenze entro le quali saranno aggiornati gli incrementi per i periodi 2007-2009 e 2010-2012. Lo stesso articolo, ai commi 2 e 3, prescrive che l'Autorità applichi sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, ai soggetti inadempienti l'obbligo dei certificati verdi. Con l'art. 4, il decreto n. 387/03 anticipa alcuni provvedimenti contenuti nel disegno di legge AS 2421 nel quale si prevedeva un incremento dell'obbligo dello 0,35 per cento al 2005 e si identificava la sanzione per i soggetti inadempienti pari a una volta e mezzo il valore del certificato verde venduto sul mercato.

L'art. 20, comma 7, stabilisce che la validità dei certificati verdi venga estesa a tre anni invece che a uno solo come originariamente fissato dal decreto legislativo n. 79/99. Tale modifica permette di riallineare la domanda e l'offerta dei certificati verdi su scala temporale. In sostanza, qualora in un anno la domanda di certificati verdi si dovesse rivelare inferiore all'offerta, quelli invenduti, anziché venire annullati, potranno essere collocati sul mercato nei successivi due anni.

Infine il comma 6 dello stesso articolo ipotizza la possibilità di rilasciare per gli impianti a biomassa e a rifiuti certificati verdi per un periodo superiore agli otto anni, come normalmente previsto per le altre fonti di energia rinnovabile.

Per quanto concerne la cessione dell'energia elettrica il decreto prevede che gli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 10 MVA e comunque tutti quelli non programmabili, non diversamente inseriti in qualche meccanismo di incentivazione, vengano remunerati secondo modalità stabilite dall'Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. Gli impianti di potenza superiore ai 10 MVA programmabili parteciperanno alle contrattazioni della borsa elettrica.

Secondo il comma 1 dell'art. 20, sino alla partenza della borsa elettrica e comunque sino al successivo decreto del Ministero delle attività produttive, a decorre dall'1 gennaio 2004 ai produttori di energia rinnovabile con potenza inferiore ai 10 MVA e comunque per impianti non programmabili, verrà corrisposto il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Regimi specifici

Il decreto infine interviene nella regolazione di specifiche tecnologie.

L'art. 7 anticipa l'emanazione di un successivo decreto, da effettuare entro sei mesi, che istituisca meccanismi di incentivazione specifica per l'energia solare. Per l'energia fotovoltaica, in particolare, è prevista l'introduzione di un'incentivazione in conto energia, e dunque non più in conto capitale come originariamente previsto nel progetto "10 000 tetti fotovoltaici", tale da garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio.

Per tutti gli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 20 kW è previsto che l'Autorità entro l'agosto 2004 estenda la possibilità di scambio sul posto (già adottata per i soli impianti fotovoltaici con delibera del 13 dicembre 2000, n. 240). Per scambio sul posto si intende la cessione di energia da parte dell'impianto rinnovabile al distributore locale e il ritiro a costo zero per consumi fino agli stessi volumi di energia immessa.

Per le centrali ibride, ovvero quelle che producono energia elettrica utilizzando sia fonti rinnovabili, sia fonti non rinnovabili, la cui generazione imputabile alla quota rinnovabile sia superiore ad almeno il 50 per cento della produzione dell'impianto, è previsto il riconoscimento della priorità di dispacciamento.

Il decreto inoltre conferma l'inclusione dei rifiuti tra le fonti ammesse al regime riservato alle fonti rinnovabili, pur confermando, secondo le prescrizioni della Direttiva europea, che la quota di energia elettrica prodotta da rifiuti non biodegradabili non viene classificata come energia rinnovabile. In sostanza, dunque, i rifiuti non biodegradabili avranno accesso al sistema di incentivazione previsto per le fonti rinnovabili sia rispetto alle regole di accesso al mercato, sia rispetto alla facoltà di emettere certificati verdi. Entro giugno 2004 il Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e la Conferenza unificata, emanerà un decreto tramite il quale verranno identificati sia i rifiuti e i combustibili derivati da essi che si possono avvalere di tali privilegi, sia i limiti di emissione dei rispettivi impianti e le modalità con le quali verrà assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti. La normativa europea, infatti, con Direttiva 75/442/CEE, prevede il rispetto di una gerarchia di trattamento dei rifiuti privilegiando il riuso e il riciclaggio alla loro combustione. L'accesso agli incentivi riservati alle fonte rinnovabili rischia, infatti, di sovvertire la convenienza economica in relazione alla gerarchia di trattamento.

Attuazione degli obiettivi di Kyoto

Il 2003 si è rivelato un anno molto significativo riguardo ai progressi per la definizione delle strategie globali per la riduzione delle emissioni climalteranti. Più che sul fronte del Protocollo di Kyoto la cui validità internazionale rimane ancora dubbia in attesa della ratifica da parte della Federazione Russa, l'episodio maggiormente rilevante è stato l'approvazione della Direttiva dell'Unione europea del 13 ottobre 2003, n. 87, che istituisce una disciplina per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione e che modifica la Direttiva 96/61/CE. Tale Direttiva entra in vigore indipendentemente dalla ratifica a livello internazionale del Protocollo di Kyoto.

Stato di avanzamento della ratifica del Protocollo

Il Protocollo di Kyoto entra in vigore 90 giorni dopo la ratifica da parte di almeno 55 Stati e un numero sufficiente di paesi cosiddetti Annex 1 (ovvero paesi industrializzati, definiti quali i paesi OECD al 1992, e paesi in economia di transizione) le cui emissioni ammontino come minimo al 55 per cento delle loro emissioni al 1990.

Nei primi mesi del 2004, 121 paesi hanno ratificato il Protocollo, ma raggiungono solamente il 44,2 per cento delle emissioni dei paesi Annex 1 al 1990. Dopo il ritiro degli Stati Uniti dal Protocollo (2001), la Federazione Russa ha sinora esitato a ratificarlo nonostante le concessioni da parte dell'Unione europea a un ricorso illimitato ai meccanismi flessibili. Del resto l'assenza degli Stati Uniti non permette la creazione di un mercato di crediti di emissione sufficientemente ampio da assorbire la grossa disponibilità da parte della Federazione Russa che, a oggi, a fronte di una diminuzione concordata a Kyoto dell'8 per cento ha già ridotto, per effetto della transizione a economia di mercato, le proprie emissioni del 30 per cento.

Contestualmente alla rinuncia alla ratifica del Protocollo di Kyoto, gli Stati Uniti hanno annunciato una strategia alternativa per il contenimento dei gas serra. Essa si basa sulla riduzione delle emissioni specifiche di gas climalteranti per unità di PIL prodotto, in contrasto con la prescrizione del Protocollo di Kyoto che chiede agli Stati una riduzione percentuale in termini assoluti rispetto alle emissioni del 1990.

Nella strategia statunitense a fronte di uno scenario che proietta al 2010 una minore intensità di emissioni per unità di PIL nella misura del -14 per cento, viene programmato di incrementare tale riduzione del -18 per cento, ovvero si propone di produrre la stessa unità di PIL al 2010 con un volume di emissioni di gas climalteranti del 18 per cento inferiore a quello del 2000.

Nella tavola 3.5 sono riportati i volumi di emissione di CO_2 al 2010 secondo quanto originariamente richiesto dal Protocollo di Kyoto, in base alla strategia elaborata dal Dipartimento di Stato americano e secondo un'ipotesi più prudente di incremento del PIL. Nelle ipotesi alternative le emissioni di gas climalteranti risultano comunque superiori al livello del 1990.

Direttiva europea sull'emission trading

In attesa della ratifica della Federazione Russa l'Unione europea ha deciso di anticipare i tempi del Protocollo approvando nel 2003 la Direttiva 87/2003 che introduce, per alcuni settori, un meccanismo di scambio di crediti di emissione. I settori interessati dalla Direttiva sono: le attività energetiche, compresi gli impianti di generazione elettrica per potenza superiore ai 20 MW (a eccezione degli inceneritori), le raffinerie e i forni a coke, le attività di produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, l'industria dei prodotti minerali (ceramica, vetro,

TAV. 3.4 **STATO DELLA RATIFICA DEL PROTOCOLLO DI KYOTO**

PAESI ANNEX I	EMISSIONI AL 1990 (Gg)	% DI EMISSIONI SUL TOTALE DEI PAESI ANNEX I
Paesi che hanno ratificato il Protocollo		**44,2**
Europa 15	3 326	24,2
EIT	1 030	7,4
Giappone	1 173	8,5
Canada	457	3,3
Altri	104	0,8
Paesi che non hanno ratificato il Protocollo		**55,8**
USA	4 957	36,1
Federazione Russa	2 389	17,4
Australia	289	2,1
Altri	25	0,2

TAV. 3.5 **PROTOCOLLO DI KYOTO NEGLI STATI UNITI E STRATEGIA ALTERNATIVA**

ANDAMENTO EMISSIONI	EMISSIONI AL 1990	EMISSIONI AL 2001	EMISSIONI AL 2010	VAR. % 2010/1990
Scenario Protocollo di Kyoto	4 825	5 755	4 487	-7,0
Strategia alternativa Dipartimento di Stato americano				
- con ipotesi di crescita del PIL al 3,3% nel periodo 1990-2012	4 825	5 755	6 528	35,3
- con ipotesi di crescita del PIL al 2,3% nel periodo 1990-2001 e all'1,5% nel periodo 2002-2012	4 825	5 755	5 479	13,6

cemento), nonché l'industria cartaria. Si tratta, nel complesso, di circa il 40 per cento delle emissioni totali di gas serra dell'Unione europea.

Il principio della Direttiva europea, meglio nota come *emission trading*, da non confondere con l'*emission trading* quale meccanismo flessibile del Protocollo di Kyoto (vedi la *Relazione Annuale* 2003), verte sul fatto che gli Stati nazionali attribuiscano, attraverso un piano di assegnazione nazionale approvato dalla Commissione europea, un numero di permessi di emissione per ciascun impianto

rientrante nelle categorie individuate. Tali permessi faranno riferimento a due periodi: il 2005-2008 e il 2008-2012; durante il primo i permessi saranno assegnati a titolo gratuito e la sanzione per ogni tonnellata di inquinanti emessa in eccesso ai crediti assegnati ed eventualmente acquistati sarà di 40 €; durante il secondo, che coincide con il primo periodo entro il quale gli Stati che hanno ratificato il Protocollo di Kyoto dovranno dimostrare di averne soddisfatto l'obbiettivo, gli Stati nazionali potranno assegnare il 10 per cento dei permessi a pagamento e la sanzione per gli eccessi sarà di 100 € a tonnellata.

È facoltà degli Stati nazionali assegnare a ciascun impianto il numero di permessi di emissione nei due periodi indicati. Gli operatori degli impianti avranno la possibilità di controllare le proprie emissioni per ottemperare agli obblighi del piano nazionale, o riducendo le emissioni degli impianti o acquistando, nel circuito europeo, crediti di emissione eventualmente ottenuti da altri operatori che abbiano ridotto le proprie a un livello inferiore a quello richiesto dai rispettivi piani nazionali di allocazione.

A oggi la Direttiva 87/2003 non prevede l'inserimento nel mercato europeo di crediti di emissione derivanti da progetti di paesi europei in paesi in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism* – CDM) o in paesi in economia di transizione (*Joint Implementation* – JI). Tuttavia è stata presentata in Commissione europea una proposta di Direttiva, detta anche *linking directive*, che permetterà l'utilizzo di crediti di emissione scaturiti da progetti CDM e JI nel calcolo di permessi di emissioni rilasciati col piano di allocazione nazionale ai sensi della Direttiva 87/2003. Ovvero un titolare di impianto soggetto alla Direttiva europea sull'*emission trading* avrà, in questo caso, la facoltà di ottemperare al proprio obbligo nazionale anche investendo in un paese al di fuori dell'Unione europea, in un progetto che determini una riduzione delle emissioni climalteranti.

Piano nazionale di allocazione dei crediti di emissione

Nel marzo 2003 il Ministero dell'ambiente, congiuntamente al Ministero delle attività produttive, ha presentato un Documento per la consultazione relativo al piano di allocazione nazionale dei crediti di emissione. Per il settore termoelettrico si prevede un obiettivo di emissione al 2010 pari a 153,5 Mt CO_2 eq. Tale volume, che rivede lo scenario di riferimento posto pari a 124 Mt CO_2 eq. nella delibera CIPE n. 123/02, corrisponde ai crediti di emissione che dovranno essere assegnati al settore termoelettrico nel 2010. Per il primo periodo di allocazione, 2005-2007, sono state proposte due metodologie di allocazione alternative. Entrambe cercano di minimizzare gli impatti tariffari dell'implementazione della Direttiva sull'*emission trading* nel nostro paese.

L'Autorità ha risposto alla consultazione ministeriale con un Documento i cui tratti salienti sono descritti al Capitolo 8.

RUOLO E COMPETENZE DELL'AUTORITÀ ALLA LUCE DELL'EVOLUZIONE DELLA NORMATIVA

A più di otto anni dalla pubblicazione della legge istitutiva dell'Autorità, si ritiene utile richiamare le sue competenze alla luce dell'evoluzione della normativa comunitaria e nazionale.

L'Autorità, operativa dal 23 aprile 1997, persegue in primo luogo le finalità indicate dalla legge n. 481/95 con cui si vuole "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi. Le finalità indicate dalla legge istituiva devono essere perseguite assicurando "la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, ...". Il sistema tariffario deve inoltre "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

È particolarmente importante che, secondo la legge istitutiva, la tutela dei consumatori venga realizzata il più possibile attraverso lo sviluppo della concorrenza. Questo principio fondamentale spinge l'Autorità a contenere al minimo i vincoli regolamentari, sia nei provvedimenti di propria competenza, sia nell'attività consultiva.

L'Autorità ha competenze in materia di:

- *tariffe*, intese come prezzi massimi al netto degli oneri fiscali e loro aggiornamento con il metodo del *price cap* (ovvero "limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale"). Con lo sviluppo della concorrenza la regolamentazione tariffaria diretta viene tendenzialmente limitata ai segmenti della filiera destinati a rimanere non concorrenziali, specie la trasmissione e la distribuzione, mentre i tetti alle tariffe di fornitura ai clienti finali rivestono carattere temporaneo e scompariranno con il pieno esplicarsi della concorrenza;
- *qualità del servizio*, perseguita tramite la 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; oltre che attraverso la vigilanza sul rispetto dei livelli di qualità definiti. I livelli di qualità riguardano aspetti di natura sia contrattuale (come tempestività di intervento e risposta a reclami), sia tecnica (come la continuità dei servizi e la sicurezza);