

PRESIDENZA DEL PRESIDENTE
MANUELA DAL LAGO

La seduta comincia alle 14,10.

(La Commissione approva il processo verbale della seduta precedente).

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che, se non vi sono obiezioni, la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso l'attivazione di impianti audiovisivi a circuito chiuso.

(Così rimane stabilito).

Esame del documento conclusivo.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla crisi del settore della raffinazione in Italia, l'esame del documento conclusivo.

Invito il collega Vico ad illustrare la proposta di documento conclusivo presentata *(vedi allegato)*.

LUDOVICO VICO. Desidero innanzitutto informare i colleghi che la bozza del documento conclusivo che mi accingo ad illustrare nella seduta odierna è ovviamente suscettibile di integrazioni e modifiche che potranno emergere nel corso del dibattito in Commissione.

Sottolineo, innanzitutto, il lavoro proficuo che è stato svolto grazie alle audizioni effettuate nell'ambito dell'indagine conoscitiva riguardante il settore della raffinazione. Da tutti gli auditi abbiamo ricevuto un'opinione largamente comune,

che consente anche a chi vi parla di poter riassumere con rapidità il contenuto delle audizioni.

Lo stato della raffinazione in Europa può essere descritto sinteticamente con due dati: sono occupate negli impianti e nell'indotto circa 600 mila unità, di cui 100 mila in Italia; la raffinazione continua a rappresentare l'anello centrale della catena petrolifera e perciò garantisce la sicurezza energetica.

Allo stesso modo si può descrivere anche la crisi che ha investito il settore, nei suoi numeri e nelle sue cause. Nel 2009 in Europa erano operativi 98 impianti di raffinazione. Allo stato attuale, il quadro è mutato nelle sue cifre: la capacità di raffinazione si è ridotta del 30 per cento, sette impianti sono stati chiusi, sedici impianti hanno cambiato proprietà, tre sono in vendita e, infine, uno dei maggiori operatori indipendenti, Petroplus (cinque impianti), è fallito.

Sul versante delle cause della crisi è largamente condiviso che le ragioni fondamentali siano le seguenti: l'aumento del prezzo del greggio, la caduta della domanda, la normativa operante e, infine, la concorrenza extraeuropea.

È utile, a questo punto, soffermarsi sulle cause della crisi della raffinazione in Europa, esaminando sinteticamente la parte che riguarda le regole europee, considerate dagli auditi penalizzanti. In effetti, l'insieme delle normative determina uno scenario critico per la raffinazione in Europa, soprattutto in relazione alla concorrenza asiatica, cui accennerò in seguito. Stiamo parlando quindi del pacchetto 20-20-20, delle direttive su qualità dei carburanti e riduzione delle emissioni, delle disposizioni sui combustibili per il trasporto marittimo e, infine, della *Energy*

Roadmap 2050 e del *Transport White Paper* 2050, ossia dell'ipotesi di decarbonizzazione del sistema energetico europeo al 2050.

Ora occorre considerare che la concorrenza della raffinazione asiatica e medio-orientale si pone come un problema da affrontare per la natura di questa concorrenza: minor costo dell'energia, normative ambientali non rigide e in taluni casi non esistenti, vantaggi fiscali, processi produttivi fortemente sussidiati dai Governi, minor costo del lavoro. In Italia — è utile saperlo — la capacità di raffinazione negli ultimi quattro anni è scesa del 38 per cento, passando da 171 a 102 milioni di tonnellate annue. Nei prossimi anni si profila un ulteriore eccesso di capacità, che seguirà le chiusure della Tamoil di Cremona e della raffineria di Roma, e alle chiusure previste per il 2013 di altre due raffinerie.

È il caso di osservare, colleghi, che il ruolo del petrolio in Italia resta prioritario in alcuni settori fondamentali, tra i quali i trasporti. Consentitemi su questo punto una « licenza poetica »: tutto gomma, niente ferro e treni! I trasporti, quindi, si baseranno per i prossimi vent'anni sui prodotti petroliferi. Cosa accadrà? Si procederà all'*import* totale dei prodotti petroliferi finiti? Le proposte di intervento a sostegno del settore ovviamente devono essere di profilo europeo.

In assenza di interventi puntuali, urgenti e condivisi, la raffinazione europea viene esposta alla chiusura di altri quaranta impianti nei prossimi anni, ad un aumento della dipendenza dall'estero, sebbene ci sia un eccesso di offerta. Segnalo che questo in letteratura si chiama « paradosso »: abbiamo un eccesso di offerta e, nel contempo, la chiusura degli impianti.

L'Unione europea, in innumerevoli circostanze, ha riconosciuto la strategicità della raffinazione e anche lo stato di crisi. Noi condividiamo e assumiamo le proposte che Europa, organizzazione di settore europea, ha avanzato nelle sedi istituzionali: facilitare la ristrutturazione o la riconversione delle capacità produttive; incentivare gli investimenti in ricerca e svi-

luppo indispensabili per adeguare le raffinerie alle norme relative alla qualità dei prodotti e alla tutela ambientale; garantire le condizioni di concorrenza paritaria con i Paesi extra Unione europea. Su quest'ultima proposta segnaliamo quella del Governo italiano in carica relativa all'introduzione di una *green label* per i prodotti raffinati nell'Unione europea, stabilendo che possono essere utilizzati solo i prodotti ottenuti con i processi industriali che soddisfino gli stessi standard ambientali applicati in Europa, cioè solo quelli che abbiano pari sostenibilità ambientale.

In conclusione, l'indagine conoscitiva sulla crisi del settore della raffinazione ci indica che solo con una politica concertata a livello europeo e con uno sforzo tra settore pubblico e privato potranno essere superate le problematiche della raffinazione, proseguendo una ristrutturazione del sistema e migliorando il livello di efficienza e di competitività dell'industria petrolifera italiana ed europea sui mercati internazionali.

Come ho già anticipato, trattandosi di una bozza, se i colleghi vorranno, potremo apportare modifiche sia formali che sostanziali.

STEFANO SAGLIA. Sicuramente, come è scritto nel documento — e vale la pena di sottolinearlo — la dimensione europea è fondamentale.

Dobbiamo insistere affinché la Commissione europea avvii una comunicazione sull'attuale situazione della raffinazione. Dobbiamo anche dire esplicitamente che è necessario condividere nell'Europa a 27 Paesi le conseguenze della riduzione della capacità produttiva del settore. Lo dicono anche i sindacati, non è un segreto per nessuno.

Governare questo processo significa prevenire chiusure improvvise degli stabilimenti e soprattutto procedere, anche con la messa a disposizione di qualche risorsa pubblica, alle bonifiche dei siti. Quando in Italia si è chiusa la Tamoil, c'era la possibilità di continuare l'attività con i serbatoi e ciò non ha comportato, nel breve, una questione rilevante da un punto

di vista ambientale. Tuttavia, la questione che ci riguarderà sarà anche quella delle bonifiche, alle quali le imprese dovranno contribuire, ma al tempo stesso anche i Governi dovranno intervenire in qualche misura. È indispensabile che ci sia quanto meno una presa di coscienza sulla semplificazione normativa che riguarderà questi processi, per non arrivare a situazioni limite, come abbiamo visto in queste settimane in altri settori produttivi.

Condivido pienamente la proposta di una *green label*. Ormai la competizione deve avvenire fra sistemi continentali, ma non possiamo continuare a subire una concorrenza sleale da parte di coloro che non rispettano minimamente la normativa da un punto di vista ambientale.

Deve esservi un impegno, all'interno delle azioni di bonifica, da parte delle maestranze. Deve essere chiaro che occorre una transizione, laddove dovessero essere chiuse delle raffinerie, per realizzare gli interventi successivi alla mitigazione ambientale. Ritengo, infine, che nel documento conclusivo sarebbe utile sottolineare la tematica dell'utilizzo del 10 per

cento di biocombustibili come opportunità di investimento in Italia, sull'esempio della Novamont di Porto Torres.

LUDOVICO VICO. Considero opportuni i suggerimenti dell'onorevole Saglia, a partire da quello relativo al 10 per cento di biocombustibili. Per quanto riguarda il tema delle bonifiche, lo inserirei nelle richieste da sostenere in ambito sia europeo sia italiano.

PRESIDENTE. Decideremo in sede di ufficio di presidenza la data per il voto finale sul documento conclusivo.

Rinvio il seguito dell'esame ad altra seduta.

La seduta termina alle 14,30.

IL CONSIGLIERE CAPO DEL SERVIZIO RESOCONTI
ESTENSORE DEL PROCESSO VERBALE

DOTT. VALENTINO FRANCONI

*Licenziato per la stampa
il 5 febbraio 2013.*

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

ALLEGATO

**Sulla crisi del settore della raffinazione in Italia:
esame del documento conclusivo.**

PROPOSTA DI DOCUMENTO CONCLUSIVO

Contenuti e finalità dell'indagine conoscitiva

La X Commissione Attività produttive, commercio e turismo, ha deliberato, nella seduta del 25 ottobre 2011, di svolgere un'indagine conoscitiva sulla crisi del settore della raffinazione in Italia.

La decisione è maturata in seguito alla constatazione della situazione di crisi e di sofferenza in cui si trova l'industria di raffinazione in Italia, costretta, da un lato, ad attivare ingenti investimenti per il rinnovamento dei macchinari, al fine di meglio rispondere ai criteri di efficienza energetica imposti dall'Unione europea, e dall'altro, a confrontarsi con il sensibile calo della domanda di prodotti raffinati e con l'aumento della pressione fiscale nel settore.

Il settore della raffinazione italiano, sin dal 2009, sta attraversando una grave crisi determinata da molteplici fattori che hanno condotto ad un calo generalizzato dei consumi dei carburanti e ad un drastico ridimensionamento delle esportazioni soprattutto verso gli Stati Uniti.

L'intero comparto della raffinazione europeo da alcuni anni è interessato da una crisi di sistema, che potrebbe evolvere verso un quadro ben più drammatico rispetto a quanto già osservato. Infatti, gli effetti congiunturali della crisi economica globale si sono sovrapposti a una preesistente situazione di sofferenza del sistema.

La crisi strutturale del sistema affonda le proprie radici nella progressiva riduzione dei consumi in Europa, che decrescono al ritmo del 2 per cento medio annuo a partire dal 2005, conseguenza della bassa dinamica demografica, della crescente efficienza energetica e dell'introduzione dei biocarburanti.

Il sensibile calo dei consumi petroliferi, destinato a peggiorare nei prossimi anni, e la forte concorrenza delle nuove raffinerie dei paesi extra-Ue, sostanzialmente prive di obblighi e vincoli ambientali e spesso sussidiate direttamente dallo stato, avranno effetti dirimpenti sulla struttura industriale italiana ed europea ove non siano messi in campo interventi volti a tutelare tale settore di attività.

La chiusura della raffineria Tamoil di Cremona e l'annuncio da parte di ENI sulla chiusura dell'impianto di Marghera (VE), rappresentano la conseguenza più evidente dello scenario di crisi brevemente illustrato. Ma altri 3 o 4 impianti di raffinazione rischiano la chiusura nel breve periodo.

In Europa si è già avviato un processo di razionalizzazione da parte delle major petrolifere, che hanno già cominciato a ridurre la propria esposizione alla raffinazione.

Occorre altresì rilevare che le nuove regole introdotte dall'Ue in materia di efficienza energetica hanno avuto un forte e negativo impatto sulle raffinerie europee, mettendo a rischio il mantenimento di questa industria in Europa.

Il sistema della raffinazione italiano è costituito da 16 raffinerie presenti sull'intero territorio nazionale, per una capacità complessiva di raffinazione di poco superiore ai 100 milioni di tonnellate/anno. Il 100 per cento della capacità di raffinazione installata in Italia è rappresentata da aziende aderenti all'Unione Petrolifera.

Si tratta di realtà industriali e di investimenti importanti per l'economia locale in cui sono incorporate, con numeri significativi sul piano dell'occupazione diretta e indotta, e la cui chiusura avrebbe ripercussioni a cascata su tutto l'*hinterland* in cui operano.

In particolare gli impianti attualmente presenti sul territorio nazionale sono quali di Augusta (ExxonMobil), Busalla (Iplom), Cremona (Tamoil), Falconara (Api), Gela (Eni), Livorno (Eni), Mantova (Mol), Milazzo (Eni/Kupit), Pantano (Total/Erg), Porto Marghera (Eni), Priolo (Erg/Lukoil), Sannazzaro (Eni), Sarroch (Saraso), Taranto (Eni) e Treccate (ExxonMobil/Erg).

Sulla base degli ultimi dati diffusi dall'Unione petrolifera italiana emerge in particolare la necessità di una ristrutturazione significativa di un settore che oggi presenta un eccesso di capacità produttiva che il mercato interno non è in grado di assorbire: un eccesso di capacità pari a circa 15-20 milioni di tonnellate. Nel 2009 infatti il tasso di utilizzazione degli impianti è stato dell'81 per cento; negli ultimi 6 anni inoltre i consumi sono diminuiti di 18 milioni di tonnellate, mentre nei soli primi dieci mesi del 2010 il calo è stato di altri 2 milioni di tonnellate.

Nel periodo 1997-2009 sono stati investiti nel settore quasi 17 miliardi di euro, di cui il 60 per cento destinati al miglioramento ambientale dei cicli produttivi. Altri 5 miliardi di euro di investimenti sono stati programmati fino al 2012. Per realizzare questo significativo piano di investimenti appare necessario creare e mantenere un quadro legislativo e regolatorio stabile e prevedibile.

L'indagine conoscitiva si propone quindi di approfondire l'analisi sul settore della raffinazione come rilevante comparto del sistema industriale del nostro Paese e della sua intera economia a causa delle strette interdipendenze che legano la raffinazione medesima a molteplici comparti produttivi. Scopo dell'indagine è altresì quello di valutare la necessità di interventi di carattere legislativo che non potranno prescindere da una maggiore consapevolezza circa la strategicità del settore della raffinazione ai fini della sicurezza energetica del Paese né da una profonda e concreta analisi dei possibili impatti sul piano occupazionale e sociale di eventuali chiusure stante il consistente numero di occupati, diretti ed indiretti, nel settore e del loro alto grado di qualificazione tecnica e professionale.

Nel corso dell'indagine la Commissione ha proceduto alle seguenti audizioni:

rappresentanti dei sindacati di settore (Filctem-CGIL, Femca-CISL e Uilcem-UIL) (8 novembre 2011);

rappresentanti di API, SARS e Q8 (30 novembre 2011);

rappresentanti di ERG, IES e TAMOIL (10 gennaio 2012);

rappresentanti di ENI (25 gennaio 2012);

rappresentanti di EUROPIA (31 gennaio 2012);

assessori all'energia e alle attività produttive della regione Sicilia (14 febbraio 2012);

dirigente regionale della Direzione progetto Venezia e commissario regionale straordinario per il recupero territoriale-ambientale (21 febbraio 2012);

Tullio Fanelli, sottosegretario di Stato del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (31 luglio 2012);

Claudio De Vincenti, sottosegretario del Ministero dello sviluppo economico (25 settembre 2012).

Dati di contesto e quadro normativo**Le raffinerie italiane**

Il settore della raffinazione, al mese di ottobre 2011, risulta composto da 16 raffinerie, molte delle quali di proprietà di società multinazionali (ENI, ESSO, TOTAL, LUKOIL, MOL), altre di proprietà di società e imprenditoria italiana (ERG, SARAS, API, IPLOM). Ben 7 raffinerie sono di piccole dimensioni e non superano la capacità produttiva massima di 4-4,5 milioni di tonnellate annue di raffinati.

Capacità dei principali impianti delle raffinerie (1° Gennaio 2007-2010)

(milioni di tonnellate/anno)

RAFFINERIE	LOCALITÀ	CAPACITÀ EFFETTIVA ¹
ALMA	Ravenna	
API	Falconara M. (AN)	3,9
ENI Div. Refining & Marketing	P. Marghera (VE)	4,2
ENI Div. Refining & Marketing	Sannazzaro (PV)	8,5
ENI Div. Refining & Marketing	Livorno	4,3
ENI Div. Refining & Marketing	Taranto	5,5
ERG MED. Raff. ISAB Impianti Nord (*)	Priolo G. (SR)	8,0
ERG MED. Raff. ISAB Impianti Sud (*)	Priolo G. (SR)	11,4
ESSO	Augusta (SR)	8,8
IES	Mantova	2,6
IPLOM	Busalla (GE)	1,75
RAFFINERIA DI GELA	Gela (CL)	5,0
RAFF. DI MILAZZO	Milazzo (ME)	9,8
RAFFINERIA DI ROMA	Pantano (RM)	4,3
SARAS	Sarroch (CA)	15,0
SARPOM	Trecate (NO)	8,75
TAMOIL	Cremona	4,5
Totale al 1° gennaio 2007		106,3
Totale al 1° gennaio 2008		102,9
Totale al 1° gennaio 2009		106,5
Totale al 1° gennaio 2010		106,6

Fonte: Unione Petrolifera.

¹ Si intende la capacità, definita « tecnico-bilanciata », supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica.

La tabella che segue riporta i prodotti delle raffinerie italiane nei primi nove mesi del 2011. Come si può dedurre dai dati, la maggior parte della raffinazione è orientata alla produzione di carburanti. Tra i prodotti raffinati, notevole importanza ha la produzione di sostanze chimiche per la realizzazione di materie plastiche ed altri materiali nell'industria petrolchimica.

I prodotti delle raffinerie italiane
(primi nove mesi 2011)

PRODOTTI OTTENUTI	MILIONI DI TONNELLATE	VARIAZIONE % VS. 2010	INCIDENZA %
GPL	1,63	-2,6	2,4
Virgin naphta	2,82	+5,7	4,1
Benzina auto	12,67	-5,5	18,5
Carboturbo/Petrolio	2,45	+0,6	3,6
Gasolio	27,30	-2,5	39,9
Olio combustibile	5,43	-13,3	7,9
Lubrificanti	0,92	+7,9	1,3
Bitume	2,29	-10,5	3,3
Zolfo	0,47	+3,9	0,7
Altri prodotti	0,64	+10,8	0,9
Perdite	0,49	-0,1	0,7
Consumi	6,33	-1,5	9,2
Semilavorati	5,00	+7,6	7,3
TOTALE	68,44	-2,8	100,0

Fonte: Unione Petrolifera.

Per quanto riguarda l'occupazione², nei soli impianti di raffinazione sono impiegati oltre 10.000 dipendenti diretti delle menzionate società, circa 12.000 dipendenti delle società appaltatrici addette alla manutenzione ordinaria, oltre alcune migliaia di addetti alle attività di manutenzione straordinarie o conseguenti agli investimenti e alle innovazioni tecnologiche. A questi vanno aggiunti gli addetti della logistica primaria e secondaria, e le strutture amministrative collocate per lo più nelle sedi direzionali.

Al sistema produttivo della raffinazione è affiancata la struttura della commercializzazione del prodotto che impiega circa ulteriori 5.000 dipendenti diretti, oltre agli addetti dei punti vendita organizzati nelle reti aziendali o nelle extra rete.

² Dati tratti dall'audizione delle segreterie sindacali.

Normativa di riferimento

Le raffinerie di petrolio greggio e la disciplina di VIA

Le raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, rientrano nell'allegato II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (cd. Codice ambientale), ovvero tra i progetti sottoposti a VIA statale.

Si ricorda preliminarmente che la disciplina in materia di valutazione dell'impatto ambientale (VIA) contenuta nella Parte Seconda del citato decreto legislativo, è stata totalmente riscritta con il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 (cd. secondo correttivo) e nuovamente modificata con il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 (cd. terzo correttivo). In particolare con tale ultimo provvedimento si è provveduto ad introdurre, per la prima volta in modo organico, all'interno del Codice, anche la disciplina in materia di autorizzazione ambientale integrata (AIA o IPPC) fino ad allora contenuta nel decreto legislativo n. 59 del 2005³, nonché a coordinare tale procedura con quella della VIA.

Inoltre, ai sensi dell'articolo 10 del Codice recante « Norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti », il provvedimento di VIA sostituisce l'AIA per i progetti sottoposti a VIA statale e che ricadono nel campo di applicazione dell'allegato XII del decreto (che elenca le categorie di impianti relativi alle attività industriali dell'allegato VIII soggetti ad AIA statale) e tra i quali rientrano le raffinerie di petrolio greggio — escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio —, nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate (Mg) al giorno di carbone o di scisti bituminosi.

Lo stesso articolo 10, comma 1-*bis*, prevede, nei casi in cui il provvedimento di VIA sostituisca l'AIA, che la documentazione da presentare, ovvero lo studio di impatto ambientali (SIA), debba essere integrata con alcune informazioni previste dal decreto legislativo n. 59/2005 ed ora confluite nei nuovi articoli 29-*ter*, 29-*sexies* e 29-*septies* del Codice ambientale.

Si tratta sostanzialmente delle informazioni che devono essere contenute nella domanda per il rilascio dell'AIA e che disciplinano le condizioni specifiche che gli impianti devono rispettare ai fini del suo rilascio e consentono all'autorità competente di prescrivere — per determinate aree — anche misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare nell'area specifica il rispetto delle norme di qualità ambientale.

³ Il d.lgs. 59/2005 aveva provveduto a recepire integralmente la direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (cd. direttiva IPPC). L'AIA è infatti meglio nota con l'acronimo in lingua inglese, IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control).

Qualora la documentazione prodotta risulti incompleta, lo stesso comma 1-*bis* rinvia all'articolo 23, comma 4, del Codice che prevede che, entro 30 giorni, l'autorità competente verifichi la completezza della documentazione. Qualora risulti incompleta, questa viene restituita al proponente con l'indicazione degli elementi mancanti e l'autorità competente richiede allo stesso la documentazione integrativa da presentare entro un termine non inferiore a 30 giorni. In tal caso i termini del procedimento si intendono sospesi fino alla presentazione della documentazione integrativa. Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione completa degli elementi mancanti, l'istanza si intende non presentata (*si veda il box relativo alla procedura di VIA*).

Anche il monitoraggio e i controlli successivi al rilascio della VIA, nei casi in cui il provvedimento di VIA sostituisca l'AIA, possono avvenire con le modalità previste per l'AIA agli articoli 29-*decies* e 29-*undecies*, ai sensi del comma 1-ter dell'articolo 10.

Si ricorda brevemente che tali articoli riproducono le norme contenute negli articoli 11 e 12 del decreto legislativo n. 59/2005 relativi rispettivamente al rispetto delle condizioni dell'AIA verificato dall'ISPRA, per gli impianti di competenza statale, e/o dalle agenzie regionali o provinciali per la protezione dell'ambiente negli altri casi, e al monitoraggio delle principali emissioni.

Da ultimo, anche l'articolo 26, comma 4, del Codice ribadisce che il provvedimento di VIA sostituisce o coordina tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati in materia ambientale, necessari per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o dell'impianto.

Di seguito vengono, pertanto, illustrate le fasi ed i tempi relativi alla procedura di VIA.

La procedura di VIA

La disciplina in materia di VIA è contenuta nel Titolo III della parte II del Codice ambientale (artt. 19-29). In particolare, a seguito delle modifiche introdotte dal secondo correttivo, si è tornati, in relazione alla ripartizione di competenze tra Stato e Regioni, al criterio cd. tabellare, che attribuisce allo Stato la competenza sulle opere di maggiore impatto (indicate nell'allegato II) e alle regioni la competenza su un elenco di tipologia di opere di minore impatto, (allegato III e allegato IV).

La procedura di VIA si apre con la trasmissione, da parte del proponente, del progetto preliminare e dello studio preliminare ambientale. Dell'avvenuta trasmissione viene dato sintetico avviso, a cura del proponente, nella *Gazzetta Ufficiale* per i progetti di competenza statale e nel *Bollettino Ufficiale* della regione per quelli regionali. Entro 45 giorni dalla pubblicazione dell'avviso chiunque abbia interesse può far pervenire le proprie osservazioni. L'autorità competente procede preliminarmente alla verifica di assoggettabilità, cioè nei successivi 45 giorni verifica se il progetto abbia possibili effetti

negativi apprezzabili sull'ambiente. Entro la scadenza di tale termine l'autorità competente deve comunque esprimersi in merito dell'assoggettabilità o meno del progetto a VIA (articolo 20).

Il proponente dell'opera presenta quindi l'istanza corredata dalla documentazione richiesta dall'articolo 23, tra cui un elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire per la realizzazione e l'esercizio dell'opera o intervento, con la finalità di agevolare le altre procedure autorizzatorie e di evitare sovrapposizioni o duplicazioni. Entro 30 giorni l'autorità competente verifica la completezza della documentazione e, qualora l'istanza risulti incompleta, l'autorità competente richiede al proponente la documentazione integrativa da presentare entro un termine non superiore a 30 giorni e comunque correlato alla complessità delle integrazioni richieste. In tal caso i termini del procedimento si intendono interrotti fino alla presentazione della documentazione integrativa. Qualora entro il termine stabilito il proponente non depositi la documentazione completa degli elementi mancanti e, l'istanza si intende ritirata.

I termini per la richiesta consultazione del pubblico prevedono 60 giorni, e lo stesso termine viene concesso alle autorità competenti per il rilascio delle proprie determinazioni. La consultazione può anche avvenire tramite un'inchiesta pubblica (articolo 24).

L'autorità competente acquisisce e valuta tutta la documentazione presentata, le osservazioni, obiezioni e suggerimenti inoltrati ai sensi dell'articolo 24, nonché, nel caso dei progetti sottoposti a VIA statale, il parere delle regioni interessate che dovrà essere reso entro 90 giorni dalla presentazione dell'istanza. Vengono, inoltre, concessi alle regioni ulteriori 60 giorni qualora intervenga una modifica sostanziale al progetto originario o a seguito di integrazioni eventualmente presentate dal proponente o richieste dall'autorità competente, in modo che le regioni stesse possano avere la possibilità di aggiornare i pareri resi. Le amministrazioni interessate devono, a loro volta, rendere le proprie determinazioni entro 60 giorni dalla presentazione dell'istanza ovvero nell'ambito della Conferenza dei servizi istruttoria eventualmente indetta a tal fine dall'autorità competente. Anche in questo caso in presenza di integrazioni presentate dal proponente o richieste dall'autorità competente, sono concessi alle amministrazioni ulteriori 45 giorni dal deposito delle stesse per l'eventuale revisione dei pareri resi (articolo 25).

La procedura si conclude comunque entro 150 giorni dalla presentazione dell'istanza (con un eventuale prolungamento fino ad un massimo di ulteriori 60 giorni in casi particolarmente complessi e quindi entro 210 giorni) con un provvedimento espresso e motivato. Se il proponente, ai sensi dell'articolo 24, comma 9, decide, di propria iniziativa, di modificare gli elaborati progettuali, i tempi complessivi per la conclusione del procedimento potrebbero arrivare a 270 giorni.

Decorsi inutilmente tali termini, viene esercitato il potere sostitutivo da parte del Consiglio dei ministri, su istanza delle amministrazioni o delle parti interessate, che deciderà entro i successivi 60 giorni, previa diffida ad adempiere all'organo competente entro il termine di venti giorni (articolo 26).

La VIA prevede, infine, sistemi di monitoraggio, controllo e sanzioni (articoli 28 e 29).

Il pacchetto « 20-20-20 »

Il cosiddetto « pacchetto clima-energia 20-20-20 » costituisce l'insieme di provvedimenti operativi con cui l'UE conferma la volontà degli Stati Membri di continuare ad impegnarsi nel processo negoziale per la lotta ai cambiamenti climatici per il post-Kyoto, ovvero dopo il 2012.

Nel marzo 2007 il Consiglio europeo ha siglato un accordo che si è successivamente declinato nel c.d. pacchetto clima-energia-ambiente « 20-20-20 ».

Nel gennaio 2008, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative miranti al contestuale conseguimento, entro il 2020, di:

obiettivi di riduzione obbligatori del 20 per cento delle emissioni di gas serra (30 per cento nel caso di accordo internazionale a Copenaghen in dicembre p.v.);

20 per cento di energie rinnovabili sul consumo energetico globale dell'Unione Europea;

impiego di una percentuale di biocarburanti pari al 10 per cento nel settore dell'autotrazione;

obiettivo indicativo di aumento del 20 per cento dell'efficienza energetica.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'obiettivo europeo del 20 per cento entro il 2020 è suddiviso in sotto-obiettivi nazionali vincolanti per gli Stati membri. La direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle energie rinnovabili, infatti, fissa obiettivi vincolanti per ciascuno Stato membro, coerenti con l'obiettivo di una quota complessiva di energie rinnovabili sul consumo energetico finale della UE pari almeno al 20 per cento nel 2020.

Per l'Italia tale quota complessiva di energie rinnovabili al 2020 dovrà essere non inferiore al 17 per cento del consumo complessivo nazionale di energia. In attuazione di tale direttiva, l'Italia ha adottato il Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili dell'Italia, trasmesso alla Commissione europea ai fini della valutazione della sua adeguatezza, che pianifica il progressivo accrescimento di tale quota dal 4,92 per cento del 2005 al 17 per cento del 2020. Nel giugno 2011 è stato altresì predisposto il secondo Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011), che intende dare seguito in modo coerente e continuativo ad azioni ed iniziative già previste nel PAEE 2007 e si propone di presentare proposte di medio-lungo termine. Nel settore dei trasporti, la quota di energia da

fonti rinnovabili nel 2020 deve essere almeno pari al 10 per cento del consumo finale di energia in questo settore.

Il decreto legislativo n. 28/2011⁴, all'articolo 33, comma 2, ha fissato una quota minima di impiego di biocarburanti nei trasporti del 5 per cento per il 2014. Tale decreto, che ha attuato la citata direttiva 2009/28/CE, ha previsto: la razionalizzazione e l'adeguamento dei sistemi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili (energia elettrica, energia termica, biocarburanti) e di incremento dell'efficienza energetica, così da ridurre i relativi oneri in bolletta a carico dei consumatori; la semplificazione delle procedure autorizzative; lo sviluppo delle reti energetiche necessarie per il pieno sfruttamento delle fonti rinnovabili.

In tema di biocarburanti (e bioliquidi) è poi intervenuto il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 (di recepimento della direttiva 2009/30/CE) che prevede l'aggiornamento delle specifiche dei combustibili utilizzati nei trasporti (carburanti), fissate ai fini della riduzione delle emissioni inquinanti.

In attuazione della direttiva 2009/31/CE, al fine di contribuire alla riduzione delle emissioni di gas-serra, il decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, ha istituito un quadro di misure per garantire lo stoccaggio geologico permanente di CO₂ (biossido di carbonio) in formazioni geologiche profonde.

Con il Decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, attuativo della direttiva 2009/30/CE, è stato invece modificato ed integrato il decreto legislativo n. 66/2005 (relativo alle specifiche ambientali di benzina e combustibile diesel) anche attraverso l'aggiunta di un nuovo allegato (*V-bis*) sul calcolo delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti. Il Decreto legislativo n. 55/2011 ha altresì novellato alcune disposizioni del titolo III della parte quinta del decreto legislativo 152/2006, sul tenore di zolfo dei combustibili delle navi.

Lo scambio delle quote di emissione — ETS

Nell'ambito delle misure adottate per il raggiungimento degli obiettivi posti dal Protocollo di Kyoto (ratificato dall'Italia con la legge n. 120/2002), la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità — denominato *Emission Trading System* (ETS) — al fine di anticipare la piena entrata in vigore dell'*emission trading*, prevista su scala globale dal Protocollo solo dal 2008.

⁴ Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Tale direttiva è stata recepita con il decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, il cui campo di applicazione, ai sensi dell'articolo 2, riguarda le emissioni provenienti dalle attività indicate nell'allegato A (che al punto 1.2 include le raffinerie di petrolio) e A-bis (trasporto aereo) ed ai gas ad effetto serra elencati nell'allegato B, vale a dire anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) ed esafluoro di zolfo (SF₆).

A decorrere dalla data di entrata in vigore del citato decreto, nessun impianto può esercitare le attività elencate nell'allegato A che comportino emissioni di gas-serra specificati nel medesimo allegato in relazione a tali attività, senza essere munito dell'autorizzazione ad emettere gas-serra rilasciata dall'autorità nazionale competente (individuata dall'articolo 3-bis nel Comitato nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE, istituito presso il Ministero dell'ambiente).

In estrema sintesi, il funzionamento del sistema ETS può essere così riassunto: i soggetti rientranti nel campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE vengono obbligati a restituire annualmente alle autorità nazionali competenti una quota di titoli (cd. « quote di emissione ») corrispondente alle emissioni assegnate all'impianto stesso dal Piano nazionale di assegnazione (PNA), sulla base delle indicazioni comunitarie. I titoli passeranno gradualmente da un'assegnazione gratuita agli impianti all'assegnazione tramite asta. Gli impianti possono così adempiere i propri obblighi in due maniere differenti: riducendo le emissioni, con la possibilità di vendere sul mercato le eventuali quote in esubero nel caso di riduzioni superiori a quanto previsto, o acquistando gli eventuali titoli mancanti sul mercato, messi in vendita da altre aziende più « virtuose ».

In attuazione del decreto legislativo n. 216/2006 i Ministeri competenti (dell'ambiente e dello sviluppo economico) hanno approvato (con decreto DEC/RAS/1448/2006) il Piano nazionale di assegnazione (PNA) delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 e, successivamente (in data 29 febbraio 2008), la Decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012.

In seguito all'esaurimento della « Riserva nuovi entranti » prevista dalla Decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012, l'articolo 2 del decreto-legge n. 72/2010 (convertito dalla legge 111/2010) ha dettato le necessarie misure per l'assegnazione gratuita di quote di emissione di CO₂ ai nuovi impianti entrati in esercizio.

Si ricorda inoltre che all'interno dell'Allegato B della legge comunitaria 2009 (L. 96/2010) è inclusa la direttiva 2009/29/CE, che concerne la revisione per il periodo post-2012 del sistema comunitario ETS di scambio delle emissioni di gas-serra (il cui termine di recepimento per gli Stati membri scade il 31 dicembre 2012) e che fa parte del cd. pacchetto clima-energia. Tra le principali novità introdotte all'ETS dalla direttiva 2009/29/CE, si segnala la previsione che dal 2013 il criterio principale per l'allocazione delle quote agli impianti (attualmente gratuita e basata sulle emissioni storiche) sia l'assegnazione a titolo oneroso tramite asta.