



APAT

Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici

**Utilizzazione energetica del gas naturale ed effetto serra.
Aspetti di sicurezza e programmi di riduzione dell'inquinamento
atmosferico in ambito cittadino connessi all'uso del gas naturale.**

Premessa

Si parte dalla constatazione del ruolo essenziale che il gas naturale svolge nell'ambito del sistema energetico italiano.

Il Bilancio Energetico Nazionale del 2003 quantifica un consumo interno, espresso in milioni di tep, così suddiviso:

	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Consumo interno	15,329	63,817	90,780	12,787	11,213	193,926
Industria	4,027	16,974	7,723	0,228	11,873	40,825
Trasporti	-	0,367	42,270	0,219	0,814	43,670
Civile	0,017	23,519	6,927	1,132	11,925	43,520

Inoltre, in base a dati del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) e dell'Unione petrolifera, nel 2003 la produzione termoelettrica lorda per fonte primaria era così ripartita: 117,3 TWh da gas naturale, 54,7 TWh da olio combustibile e 38,8 TWh da carbone. Il restante era ripartito in quote molto più piccole fra altri prodotti petroliferi, gas derivati, biomasse/rsu ed altri combustibili.

Come si vede il gas naturale è la seconda fonte di energia dopo il petrolio ed assume una importanza primaria nei consumi civili e industriali. In particolare ha un ruolo primario nella produzione di energia elettrica.

Al contrario è attualmente molto limitato il suo consumo nel settore Trasporti.

Scopo del lavoro

Si è ritenuto utile, quindi, anche avvalendosi dei primi dati ottenuti nell'ambito di un progetto pluriennale sulle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale condotto dal Servizio Rischio Tecnologico dell'APAT, analizzare, sia pure in maniera ancora molto preliminare e puntando ai successivi aggiornamenti, due aspetti connessi con l'utilizzo della risorsa energetica gas naturale:

1. Il dibattito che si è acceso sul tipo di centrali termoelettriche da utilizzare (a gas o a carbone) ha fatto recentemente riferimento anche alla emissione di gas ad effetto serra; i fautori della utilizzazione del carbone fanno presente che la emissione di gas serra deve essere valutata

per l'intero ciclo di vita del combustibile e che, in questo caso, i vantaggi del gas naturale si riducono fortemente.

2. In ambito urbano è di particolare rilevanza la necessità di un uso in sicurezza del gas naturale. Inoltre i problemi di inquinamento atmosferico in ambito urbano determinati dal riscaldamento domestico possono essere affrontati potenziando ulteriormente l'uso del metano o ricorrendo anche ad altre fonti di energia. Anche le emissioni dovute ai trasporti possono essere ridotte incrementando l'uso del combustibile metano o adottando altre soluzioni.

Effetto serra

La ratifica del Protocollo di Kyoto e l'impegno che ne deriva all'Italia di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra del 6,5% rispetto al 1990 entro il 2008-2012 ha riaperto drammaticamente il confronto su come assicurare il fabbisogno energetico nazionale in modo ambientalmente ed economicamente compatibile.

Ai fini della valutazione ambientale delle varie fonti di energia è opportuno far riferimento al loro intero *Ciclo di Vita*, dalla produzione all'uso finale. È necessario, quindi, valutare gli aspetti ambientali anche delle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia.

Inoltre una ulteriore individuazione dei rischi tecnologici connessi a dette reti consentirà in prospettiva di promuovere l'uso delle migliori tecnologie disponibili che permettano di far fronte a tali rischi.

Gli aspetti di inquinamento atmosferico connessi all'utilizzo del gas naturale, ed in generale dei combustibili fossili, vanno posti in relazione alle due diverse fasi di precombustione (produzione, trasporto e distribuzione) e di combustione.

Per quanto concerne la prima fase, può essere opportuno distinguere tra la produzione ed il trasporto internazionale, in grosse condotte spesso a gestione non nazionale, e la distribuzione nazionale e locale all'utenza, soprattutto nelle aree urbane.

In particolare appaiono al momento carenti le informazioni relative alle perdite per il gas proveniente dalla Russia, secondo alcune stime decisamente superiori al normale. In generale non sembrano disponibili allo stato attuale dei dati sperimentali affidabili sulle perdite e si deve ricorrere a metodi di stima quali quelli suggeriti ed adottati a livello internazionale (IPCC) e comunitario (CORINAIR).

A livello di trasporto nazionale il Rapporto Salute, Sicurezza, Ambiente del 2003 della Snam Rete Gas quantifica emissioni di gas naturale pari a 37,5 milioni di mc, da rapportarsi con 75,8 miliardi di mc di gas trasportato, con perdite pari, quindi, allo 0,049%.

Le perdite nella fase di distribuzione vengono valutate dall'ANIGAS (Associazione aderente a Confindustria che rappresenta le aziende private distributrici di gas) in meno dell'1% del totale; da notare comunque che, anche se tali perdite appaiono contenute, la circostanza che tali perdite si verifichino in ambiente urbanizzato deve destare la massima attenzione sugli aspetti di sicurezza connessi.

Con riferimento agli aspetti ambientali, tali perdite vanno associate in particolare all'aumento della quantità di gas ad effetto serra presenti nell'atmosfera, con le previste conseguenze di riscaldamento globale e di squilibri climatici. Gli impegni governativi legati alla firma del "Protocollo di Kyoto" prevedono la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra espressi in termini di CO₂

equivalente; ai fini di tale equivalenza una molecola di metano corrisponde a 21 molecole di anidride carbonica.

Risulta quindi evidente come ai fini della determinazione dell'inquinamento provocato dall'uso dei combustibili fossili quale il gas naturale risulti necessario effettuare una analisi completa delle varie fasi di produzione, trasporto, distribuzione e combustione per la stima dei rilasci in termini di CO₂ equivalente, non limitandosi alla sola fase di combustione. Solo con una analisi completa di tutte le fasi può essere quantizzato il vantaggio, in termini di rilascio di CO₂ equivalente, di un combustibile rispetto ad altri.

Effetto serra collegato alla produzione di energia elettrica

Attualmente è in corso un dibattito sulla entità delle emissioni di gas ad effetto serra provocate dalle centrali termoelettriche che utilizzano gas naturale e da quelle che utilizzano carbone.

I costi crescenti del petrolio, invece, inducono a non promuovere per il futuro la utilizzazione di olio combustibile

Indubbiamente il gas naturale nella fase di combustione rilascia un quantitativo minore, ma pur sempre significativo, di CO₂ rispetto ai prodotti petroliferi e soprattutto rispetto al carbone; tuttavia il vantaggio ambientale si riduce rispetto agli altri combustibili prendendo in esame tutto il ciclo, comprese le fasi pre-combustione.

Di seguito vengono forniti alcuni dati esplicativi di stime effettuate da noi con riferimento alle metodologie internazionali citate (IPCC).

Emissioni di gas serra in fase di combustione in impianti convenzionali

In sintesi, considerando le emissioni dirette di CO₂ nella produzione di energia elettrica da fonti fossili, si stimano dei valori di circa 700 gCO₂/kWh per l'olio combustibile, di 510 gCO₂/kWh per il metano e di 900 gCO₂/kWh per il carbone in impianti convenzionali, secondo dati dell'Istituto Sviluppo Sostenibile Italia (ISSI). Tali dati sono sostanzialmente analoghi a quelli forniti dal GRTN per la CO₂ emessa, espressa in t/tep: rispettivamente 3,27 per il petrolio e derivati, 2,35 per il gas naturale, 4,03 per il carbone che corrispondono, utilizzando i fattori di trasformazione per combustibile pubblicati dal GRTN, a 707 gCO₂/kWh per il petrolio, 458 per il gas e 921 per il carbone.

Emissioni di gas serra in fase di combustione in impianti B.A.T.

Ai fini delle future scelte in campo energetico è utile fare riferimento a centrali termoelettriche costruite secondo le migliori tecnologie disponibili (B.A.T.).

Per impianti di nuova generazione, più efficienti, con riferimento alle migliori tecnologie disponibili, si ipotizzano rilasci dell'ordine di 780 gCO₂/kWh per il carbone e 380 per il gas con proiezioni al 2010 dell'ordine di 700 per il carbone e di 340 gCO₂/kWh per il gas, ed ulteriori miglioramenti per il 2015/20.

Contabilizzazione ai fini del Protocollo di Kyoto

È comunque necessario tener presente, come ricorda l'ISSI, che *“esiste un riferimento convenzionale nel Piano di assegnazione nazionale dei diritti di emissione che fissa a 913 gCO₂/kWh le emissioni medie degli impianti a carbone (convenzionali) e a 396 gCO₂/kWh le emissioni di un ciclo combinato a gas.*

Le emissioni stimate in via sperimentale non fanno contabilità ai fini del protocollo di Kyoto; possono essere utili a presentare emendamenti alle metodologie in ambito IPCC ma non modificano i numeri su cui è basato il negoziato e sui quali si stimano gli effetti di politiche e misure.

Ciò che conta, in sostanza, sono le emissioni dei combustibili come valutate in sede di Comunicazione Nazionale sulla base delle metodologie IPCC”.

Emissioni complessive di gas serra nell'intero ciclo di vita del combustibile

È necessario ora valutare le emissioni di gas serra nell'intero ciclo di vita del combustibile che comprende la produzione, il trasporto e le combustione nelle centrali termoelettriche.

Per avere indicazioni sulle future scelte energetiche si è fatto riferimento alle migliori tecnologie attualmente disponibili per centrali di produzione di energia elettrica.

Invece, per quanto riguarda le fasi di precombustione, si sono considerati vari casi possibili, più o meno favorevoli in relazione al combustibile utilizzato e alla sua provenienza. Infatti il carbone estratto da miniere in superficie libera, in fase di precombustione, una quantità di gas (soprattutto CH₄ ed anche CO₂) minore di quello estratto da miniere sotterranee. D'altra parte, se si utilizza gas naturale, si hanno emissioni di gas serra maggiori per il gas russo, che contiene alte percentuali di CO₂ e che è svantaggiato da notevoli emissioni di gas serra durante il trasporto.

Secondo studi della Stazione sperimentale per i combustibili (SSC), *“impiegando le migliori tecnologie disponibili per la produzione di energia, le emissioni complessive di gas serra ammonterebbero nel caso di gas naturale a circa 670 g di CO₂ equivalente/kWh (caso peggiore: importazione dalla Russia con percentuale di CO₂ nel gas di giacimento del 20%) e a circa 910 per il carbone (caso peggiore: estrazione da miniera sotterranea), con un rapporto 1:1,3 tra le emissioni di gas serra. È evidente che, rispetto al caso di gas naturale estratto ed impiegato in Italia, il gas di importazione può comportare un marcato incremento in termini di gas serra”*.

Se poi il confronto viene fatto fra il caso più favorevole per il carbone ed il caso peggiore per il gas naturale si ottengono valori di emissione di gas serra ancora favorevoli per il gas naturale, ma in modo più limitato.

In questo ultimo caso si ottengono, infatti, circa 780 di CO₂ equivalente/kWh per il carbone da giacimenti superficiali e 670 g di CO₂ equivalente/kWh per gas proveniente da giacimenti russi.

La seguente tabella mette a confronto il caso migliore per il carbone con il caso peggiore per il gas relativamente alla emissione di gas serra.

Dato che il ricorso al petrolio tende a scomparire negli anni futuri, il confronto condotto dalla SSC si riduce a solo due combustibili fossili: gas e carbone.

		Solido	Liquido	Gas
COMBUSTIONE	ISSI (tecnologie convenzionali)	900	700	510
	GRTN (anno 2000)	925	707	425
	SSC - Migliore tecnologia di combustione	780	---	380
	Enea - Migliore tecnologia di combustione	780	---	380
PRECOMB. + COMBUSTIONE	SSC - Migliore tecnologia di combustione; caso di minori emissioni in fase di precombustione per il carbone e di massime emissioni in fase di precombustione per il gas	780	---	(Russia) 670

(Nota cortesemente trasmessa dalla SSC: *“Nello studio SSC, il valore superiore (670 g CO₂e-kWh) dell'intervallo stimato per il ciclo di vita del gas naturale, rappresenta - come si evince dall'articolo - un caso limite: si riferisce infatti al caso di un gas russo caratterizzato, in giacimento, dal massimo contenuto di CO₂ riportato in letteratura. Il fatto che tale contenuto possa arrivare “fino al 20%” non significa ovviamente che tutti pozzi di gas russo abbiano un contenuto di CO₂ pari al 20%. Il caso riportato vuole evidenziare che, in casi limite (alta concentrazione di CO₂ nel giacimento, alti fattori di emissione da rete), prendendo in esame l'intero ciclo di vita invece della sola combustione, le differenze di impatto ambientale di combustibili diversi possono ridursi e che un miglioramento della affidabilità dei dati è fondamentale per una valutazione realmente significativa del problema”*).

La SSC, l'ISSI e l'ANIGAS segnalano anche, per avere dati recentissimi sulle perdite del metanodotto russo, il rapporto pubblicato nel febbraio 2005 dal Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy in cooperazione con il Max-Planck Institute for Chemistry, Main. [Greenhouse gas emission from Russian natural gas export pipelines.](#)

Di questo rapporto si intende dar conto in un prossimo aggiornamento.

Si ricorda, d'altra parte, che anche l'utilizzo del carbone comporta emissioni di gas ad effetto serra in fase di produzione, trasporto al terminale, *shipping* e trasporto in Italia nonché in relazione alla gestione di scorie e ceneri. Ci si propone al riguardo un successivo approfondimento.

Queste considerazioni possono indurre a:

- ridurre l'utilizzazione di giacimenti di gas naturale con una eccessiva presenza di CO₂;
- utilizzare per il gas naturale migliori tecnologie di estrazione e trattamento (in Norvegia, ad es., circa 1 milione di tonnellate/anno di CO₂ separata dal gas estratto dal giacimento Sleipner Vest vengono confinate in una riserva acquifera profonda);
- ridurre, con adeguate tecnologie e modalità di gestione, le emissioni di gas serra nelle reti di trasporto;
- adottare i meccanismi flessibili previsti dal protocollo di Kyoto: in particolare progetti di *Joint Implementation* per ridurre le emissioni di gas serra in paesi industrializzati come la Russia o di *Clean Development Mechanism*, da implementare nei paesi in via di sviluppo come l'Algeria;
- valutare ulteriormente i rapporti costi/benefici nell'uso del carbone estratto in miniere di superficie, tenendo ovviamente conto non solo dell'effetto serra ma anche dell'impatto ambientale nelle zone interessate.

Anche la Snam Rete Gas nel suo rapporto "Salute, Sicurezza, Ambiente" del 2003 valuta l'effetto serra connesso all'intero ciclo di vita del combustibile, dalla estrazione al trasporto e alla combustione nelle centrali termoelettriche. Viene attribuito un rendimento del 56-58% alle centrali a gas a ciclo combinato ed un rendimento di circa il 40% per i "tradizionali cicli a vapore"; ne risulta che un impianto a gas a ciclo combinato "consente di ridurre le emissioni di CO₂ del 52% rispetto ad un impianto tradizionale alimentato ad olio combustibile e del 62% rispetto ad un impianto alimentato a carbone". Il confronto, quindi, per quanto riguarda il carbone, non viene fatto con impianti ultrasupercritici che, secondo la SSC, raggiungono rendimenti del 44%. La SSC, inoltre, attribuisce ai cicli combinati a gas un rendimento inferiore rispetto a quello indicato dalla Snam e pari al 54%.

Su queste basi, considerando anche le emissioni in fase di precombustione, il rapporto della Snam Rete Gas conclude che le emissioni totali di gas ad effetto serra nel ciclo di vita del gas naturale sono del 53-65% in meno rispetto al ciclo del carbone e del 47-60% in meno rispetto al ciclo del petrolio.

Anche l'EniTecnologie ha affrontato in un articolo sulla sua pubblicazione "T point" (gennaio 2005) il problema delle emissioni di gas ad effetto serra, facendo riferimento all'Intero Ciclo di Vita del gas naturale, dalla estrazione alla combustione in centrali termoelettriche. Ne risulta quanto segue.

Facendo una media fra gas provenienti da paesi diversi (Italia, Russia, Olanda ed Algeria) ed anche considerando l'utilizzazione di gas naturale liquefatto, trasportato in Italia con navi metaniere e poi rigassificato, "per 1000 kg di gas consegnati alla centrale ne vengono estratti 1.097,63, con un rendimento ponderale dell'intero ciclo pari al 91,1%". Tuttavia mentre la linea italiana e quella olandese presentano un'alta efficienza, non così si può dire per quella algerina e quella russa.

"T point", quindi, evidenzia in particolare la scarsa efficienza ambientale della linea russa, con un rendimento ponderale dell'87,4%, che attribuisce alla lunghezza dei gasdotti e quindi all'elevato

numero di stazioni di ricompressione. Per “T point” non è disponibile il dato sul contenuto di CO₂ del gas russo estratto e spedito in Italia ma, per fare le valutazioni in via cautelativa, arriva ad attribuire ad esso un valore che ritiene “rilevante” del 10% invece del 20% massimo cui fa riferimento la SSC.

Come si può notare, restano aperti notevoli margini di approfondimento, anche tenuto conto della non completa omogeneità dei dati disponibili.

Infine, per quanto riguarda la utilizzazione nelle centrali termoelettriche, è da approfondire il problema del rilascio di polveri sottili nelle turbogas, sia semplici che a ciclo combinato. Si segnala al riguardo la necessità di dare attuazione alla Decisione Comunitaria 16 gennaio 2003, recante orientamenti per un metodo provvisorio per il campionamento e la misurazione del PM_{2,5}, che permetterà di prendere in considerazione anche le polveri fini.

Il Servizio Rischio Tecnologico dell'APAT intende mettere allo studio anche questa problematica, in un confronto con le altre centrali termoelettriche.

Utilizzazione del gas naturale in ambito urbano

Sicurezza

Il DM 24 novembre 1984 e le sue successive integrazioni e modifiche, in particolare il DM 16 novembre 1999, rappresenta ancora oggi il testo di riferimento per la costruzione in sicurezza delle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale sebbene sia prossima la pubblicazione da parte del Ministero Attività Produttive e del Ministero dell'Interno delle Regole Tecniche per Trasporto e Distribuzione gas ex articolo 27 del Dlgs 164/2000. Il DPR 577/82 assegna al Comando dei Vigili del Fuoco competente per territorio la responsabilità delle verifiche di esercizio in condizioni di sicurezza degli impianti soggetti a Certificato prevenzione incendi posti sulla rete di trasporto e di distribuzione (Press. Esercizio massima superiore a 5 bar) o posti a valle del punto di consegna (contatore) come le centrali termiche con potenzialità maggiore di 116 KW.

Attualmente inoltre l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (istituita con legge 14 novembre 1995, n. 481) ha fra i suoi compiti istituzionali quello di *“assicurare adeguati livelli di qualità dei servizi.....garantendo altresì il rispetto: dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti”*.

Le Delibere della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), in particolare la n. 168/2004, recante in allegato il Testo Integrato (che assomma le prescrizioni delle delibere 236/00 e 47/00 rimpiazzate dalla 168/04 dal 1.1.2005), e la 125/04 rappresentano i riferimenti più significativi per regolamentare l'uso in sicurezza del gas naturale.

Tale Testo conferisce valore giuridico alle norme emanate da UNI, predisposte in collaborazione con l'organismo suo confederato CIG (Comitato Italiano Gas, che riunisce i produttori ed i distributori di gas nonché i costruttori di apparecchi e dispositivi di utilizzazione), ai fini della applicazione degli aspetti tecnici del Testo Integrato stesso.

Tale situazione richiama in qualche misura quanto accadeva per la rete elettrica negli anni 90, con la normativa CEI presa come riferimento, situazione successivamente superata con la emanazione della L 36/01, che rimanda a successivi Decreti applicativi.

Da rilevare comunque il deciso impulso normativo dato di recente dalla AEEG con previsioni di controlli e disposizioni organizzative chiaramente migliorative della situazione. A solo titolo esemplificativo ricordiamo che la Delibera 236/2000 e la Delibera 168/04, che sostituisce la

236/2000, chiariscono, per la prima volta, il significato del termine “sicurezza” come capacità del sistema di garantire incolumità a persone e/o cose (definizione inserita nel Testo Integrato), eliminando il precedente equivoco richiamo alla sicurezza anche come garanzia della continuità del servizio di approvvigionamento e distribuzione.

Quanto alle situazioni di “incidente” (morto o danno grave, superiore a 1000 Euro) ed “emergenze” (necessità di distacco di almeno 250 utenze), AEEG specifica le definizioni ed affida al CIG il compito di pubblicare annualmente i dati relativi ai soli incidenti così come ottenuti dai distributori, confrontandoli con i dati dei Vigili del Fuoco e quelli da segnalazioni varie (stampa, terzi). Stabilisce inoltre alcuni indicatori di sicurezza e delle soglie minime di accettabilità per la qualità del servizio.

Fin da ora appare utile sottolineare che incidenti possono verificarsi anche in situazioni apparentemente normali perché non connesse necessariamente all’uso ed alla presenza del combustibile, che però può manifestarsi pericolosamente proprio per l’insorgere di condizioni anomale di funzionamento di impianti limitrofi (incidente o emergenza).

Si pensi, ad esempio, agli incidenti manifestatisi in occasione di fughe di gas in locali normalmente privi di utenza gas e quindi non necessariamente portati a comportamenti di particolare attenzione. Classico esempio la fuga di gas attraverso le fognature fino ai servizi igienici dei locali a piano terra e primi piani, o le perdite dai condotti dei fumi (con ossido di carbonio) della combustione, condotti che spesso attraversano locali apparentemente non interessati dalla combustione del gas.

Occorre dire che la sintetica rappresentazione degli incidenti finora fornita non consente di prendere piena conoscenza delle reali modalità di accadimento degli stessi.

Sarebbe, inoltre, opportuno rendere più edotta l’utenza, soprattutto in ambiente urbano, sui comportamenti da tenere in caso si avverta odore di gas e si abbia il sospetto di una situazione pericolosa. Una adatta campagna informativa, che fornisca una descrizione delle azioni preventive opportune, sarebbe certamente un miglioramento desiderabile, anche se in passato sono state già effettuate campagne informative dal CIG e dalla SNAM.

Si deve rilevare in Italia la manca za di un Ente di Controllo specificamente dedicato ai problemi del gas. Al riguardo si ricorda l’esistenza del CORGI in Gran Bretagna e di QUALYGAS in Francia, specificamente destinati al controllo dell’utilizzo del gas e degli impianti d’utenza.

Per contro si può dire che in teoria sono numerose le competenze oggi individuate dalle leggi vigenti in tema di controlli sul sistema gas:

- VVFF;
- Enti locali (Comuni, unioni di Comuni, Comunità montane), cui il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, demanda “attivitàdi controllo sulle attività di distribuzione”;
- AEEG;
- Distributori, cui la recente delibera 40/04 dell’Autorità demanda il compito di accertare che gli impianti siano stati costruiti e siano mantenuti in condizioni di sicurezza, seguendo le seguenti priorità: nuovi allacci, modifiche impianti esistenti, impianti esistenti.

Attualmente la AEEG, ai fini della sicurezza, si avvale anche dell’opera della Stazione Sperimentale per i combustibili. Infatti dal 1 novembre 2004 al 30 settembre 2005 la SSC, insieme con la Guardia di Finanza, sta effettuando controlli tecnici a campione nei confronti delle imprese di distribuzione: i controlli sono relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico effettivo ed alla pressione relativa del gas (Delibera 125/04 del 22 luglio 2004). Detti controlli sono effettuati presso i gruppi di riduzione finale, cioè i punti in cui il gas immesso nella rete di distribuzione deve già avere le caratteristiche di pressione, coefficiente termico e odorizzazione che presenterà poi al momento dell’utilizzo da parte dei clienti finali. A seguito dei controlli l’Autorità può disporre ulteriori ispezioni ed eventualmente attivare le procedure previste in caso di infrazioni.

Sempre ai fini della sicurezza da segnalare le seguenti attività in corso da parte della SSC: in ambito CIG attività per la revisione della normativa nazionale sull'odorizzazione del gas per usi domestici e similari, e, nell'ambito dell'Associazione Tecnica Italiana del Gas (ATIG), programmi finalizzati ad elaborare *indicatori di prestazione ambientale* del gas a livello nazionale ed europeo (Marcogaz-Eurogas).

Infine è opportuno precisare che la necessità di valutare gli aspetti concernenti la sicurezza riguarda anche le altre fonti di energia. Per quanto concerne il carbone, ad esempio, è giusto considerare anche i rischi nella fase di estrazione, anche se questa attività è svolta fuori dei confini nazionali. Analogamente occorre considerare i rischi connessi alle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

Inquinamento atmosferico in ambito urbano ed utilizzazione del gas naturale

In questa relazione si enunciano solo alcuni problemi e le possibili soluzioni, evidenziando la necessità di successivi approfondimenti. Al riguardo il Servizio Rischio Tecnologico dell'APAT potrà dare uno specifico contributo, con particolare riferimento alla produzione ed utilizzazione di combustibili ecocompatibili.

Per quanto concerne la combustione per produzione di energia termica (riscaldamento civile, settore produttivo industriale, ecc.) è da evidenziare come il ricorso al combustibile gas naturale risulti sempre più diffuso nel sistema urbano, anche per motivazioni di tipo ambientale.

Si deve inoltre osservare che, mentre la utilizzazione di un combustibile fossile "pulito" ha effetti drastici sulle emissioni di SO₂ e riduce fortemente l'emissione di composti organici volatili e di polveri, attualmente non si può evitare che alle alte temperature, che si raggiungono nei motori a combustione interna e nelle turbine a gas, utilizzabili per la microgenerazione in ambito urbano, si formino ossidi di azoto derivanti dall'ossidazione dell'azoto presente nell'aria. Detti ossidi hanno effetti nocivi sulla salute e contribuiscono alla formazione delle piogge acide che danneggiano la flora, la fauna, i materiali ed i monumenti.

In prospettiva l'utilizzo e il co-utilizzo con i fossili di idrogeno risolverebbe radicalmente questo problema. Ciò sarebbe possibile sia usando idrogeno puro nei turbogas e nei motori a combustione interna o in celle a combustibile sia aggiungendo una piccola percentuale di idrogeno al metano già usato nei motori a combustione.

Tuttavia è chiaro che la strada per arrivare all'uso di autoveicoli che utilizzano idrogeno è molto lunga, in quanto si tratta non solo di produrre idrogeno per via rinnovabile in quantità consistenti ma anche di creare una rete capillare di distribuzione dell'idrogeno, garantendo adeguati margini di sicurezza.

Pertanto la riduzione dell'inquinamento dovuto alla combustione nei contesti urbani passa necessariamente attraverso uno scoraggiamento dei trasporti individuali a vantaggio di quelli collettivi e una conversione di questi ultimi verso i tipi elettrificati (metropolitane, filobus, tram) o, ove questa soluzione non sia praticabile, verso veicoli utilizzando combustibili ecocompatibili. In questo secondo caso anche il metano, con i limiti di cui si è detto per quanto riguarda gli ossidi di azoto, avrà un ruolo maggiore di quello quantificato dal Bilancio Energetico Nazionale 2003, pari a soli 0,367 milioni di tep a fronte di un totale di 43,670 milioni di tep utilizzati nel settore trasporti.

Il problema degli ossidi di azoto è più limitato per le caldaie di riscaldamento utilizzate in edilizia, in quanto le minori temperature raggiunte riducono molto la formazione di questi inquinanti.

La cogenerazione di energia elettrica e calore con teleriscaldamento, in presenza di contesti urbanistici ed edilizi favorevoli, consente il risparmio energetico e la riduzione della combustione diffusa nei centri urbani. Questa soluzione offre dei sicuri vantaggi di cui molte città europee e americane già approfittano e che in qualche misura anche in Italia si stanno sperimentando (ad esempio a Brescia ed in alcuni quartieri di Roma, Milano e Torino). Quando si diano le condizioni al contorno favorevoli, il teleriscaldamento risulta raccomandabile in quanto offre il vantaggio di

una maggiore efficienza nell'utilizzazione del combustibile insieme all'eliminazione di numerosi apparati di combustione dai centri urbani.

Ringraziamenti

Si sono avuti cortesi contributi informativi da parte della Stazione Sperimentale Combustibili, dell'Istituto Sviluppo Sostenibile Italia e dell'ANIGAS.

Ci si è incontrati anche con rappresentanti della Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, dei VVF, del Comitato Italiano Gas e di Federgasacqua.

Si ringraziano tutti i suddetti per il loro prezioso contributo.

Si spera di ricevere ulteriori contributi, di cui si intende via via dare conto sul sito APAT.

Data di aggiornamento: 1 luglio 2005