

Relazione al Collegio dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas sugli esiti della verifica ispettiva effettuata dal GSE - Gestore dei servizi energetici SpA ai sensi della deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2009, n. GOP 71/09 sull’impianto di produzione di energia elettrica alimentato da combustibili di processo o residui sito nel comune di Cairo Montenotte (SV), nella titolarità della società Italiana Coke S.r.l.

1. Premessa

Con la deliberazione n. 28 dicembre 2009, n. GOP 71/09¹, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) si è avvalsa, ai sensi dell’articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009 n. 99, della società Gestore dei servizi elettrici SpA (la cui ragione sociale è successivamente mutata in Gestore dei servizi energetici SpA, di seguito: il GSE) per svolgere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, secondo le modalità stabilite dal regolamento per le verifiche sugli impianti di produzione approvato con la deliberazione n. 215/04².

Con nota in data 21 ottobre 2010 (prot. GSE/P20100031405) il GSE ha comunicato alla società Italiana Coke Srl, con sede legale in via San Vincenzo n. 2, 16121 Genova (GE) (di seguito: l’Italiana Coke o la parte o il produttore), un avviso di verifica da effettuarsi, tramite sopralluogo, presso l’impianto di produzione di energia elettrica alimentato combustibili di processo o residui, sito nel comune di Cairo Montenotte (SV) in via Stalingrado n. 25, da parte di un Nucleo ispettivo costituito da quattro (4) ispettori, di cui due funzionari del GSE e due esperti facenti parte dell’Albo costituito dalla CCSE e adottato, con aggiornamenti, dal GSE³. Nella medesima nota il GSE precisava, tra l’altro, che:

- le attività di verifica ispettiva sarebbero state condotte nel rispetto delle disposizioni previste dal “Regolamento per l’effettuazione di verifiche e sopralluoghi” approvato con deliberazione n. 215/04, in contraddittorio con il soggetto titolare dell’impianto;
- è data facoltà al produttore di farsi rappresentare da soggetti all’uopo delegati o di farsi assistere nelle operazioni da persone di fiducia;
- la parte era tenuta a dare tempestiva comunicazione di ogni attività di manutenzione ordinaria o straordinaria o di ogni altro intervento che comportasse la modifica della configurazione dell’impianto o interessasse il sistema di misure e supervisione,

¹ Deliberazione dell’Autorità 28 dicembre 2009, n. GOP 71/09, recante *Avvalimento, da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, delle società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A. ai sensi dell’articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009 n. 99.*

² Deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2004, n. 215, recante *Approvazione del Regolamento per l’effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione.*

³ La CCSE ha proceduto, secondo più bandi, a raccogliere la manifestazione di interesse di esperti nel settore degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e degli impianti di cogenerazione per l’effettuazione delle verifiche ispettive di cui alla deliberazione n. 60/04, individuando un *Albo dei componenti dei nuclei ispettivi* da assegnare alle specifiche verifiche ispettive sulla base di criteri di competenza, attribuzione e compatibilità previsti dal Regolamento. Detto Albo, ai sensi di quanto previsto dell’articolo 2 della deliberazione dell’Autorità 16 luglio 2010 GOP 43/10, è stato trasferito al GSE che ha proceduto ad estenderlo attraverso un nuovo bando pubblicato nel periodo 8 novembre 2010 e scaduto il 15 gennaio 2011.

effettuati nel periodo compreso tra la data di ricevimento della comunicazione e la data del sopralluogo.

2. Oggetto e finalità delle verifiche ispettive

La verifica ispettiva svolta dal GSE nei giorni 4 e 5 novembre 2019 e nel giorno 8 marzo 2011 aveva ad oggetto l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da combustibili di processo o residui, sito nel comune di Cairo Montenotte (SV), in via Stalingrado n. 25 (di seguito: l'impianto).

La verifica era finalizzata ad accertare, tramite sopralluogo:

- la sussistenza dei presupposti e dei requisiti, oggettivi e soggettivi, per il riconoscimento dei prezzi incentivanti di cui al provvedimento Cip n. 6/924 per gli anni 2005-2009 quale nuovo impianto alimentato da combustibili di processo o residui, costituito da 8 motori a combustione interna della potenza nominale di 2,6 MW ciascuno e da un turbo gruppo a vapore da circa 1 MW, per una potenza convenzionata ai sensi del medesimo provvedimento pari a 18,2 MW netti;
- il rispetto della quantità strettamente indispensabile (QSI) per gli impianti di cui alla lettera e) della tabella 1 del provvedimento Cip n. 6/92 che, su base annua, a partire dall'1 gennaio 2007 utilizzano anche idrocarburi nella quantità strettamente indispensabile di cui al Titolo II, punto 12-bis, del provvedimento Cip n. 6/92, ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. 188/06 5;
- il rispetto della condizione di cogenerazione per l'ulteriore motore a combustione interna della potenza nominale di 3 MW, richiesta dalla parte per gli anni 2003-2006;
- l'effettiva corrispondenza tra le specifiche tipologie e caratteristiche di impianto dichiarate e quelle effettive, valutando la coerenza con i trattamenti economici riconosciuti.

Si ricorda che il 10 maggio 2005 l'impianto era già stato oggetto di una verifica ispettiva da parte della CCSE, svolta ai sensi della deliberazione n. 60/04⁶, in esito alla quale era stata accertato:

- il rispetto della condizione tecnica di assimilabilità di cui al provvedimento Cip n. 6/92, per gli anni dal 1998 al 2004;
- a partire dall'anno 2002, un incremento del consumo di gas naturale che ha portato a superare il valore del 2% dichiarato inizialmente dell'energia annualmente immessa da combustibili fossili nell'impianto.

⁴ Provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi 29 aprile 1992, n. 6, recante *Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile*, come modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994.

⁵ Deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2006, n. 188, recante *direttiva nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico in ordine alla gestione dei seguiti delle verifiche effettuate su impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili di processo o residui, RSU o biomasse, e che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi nella quantità strettamente indispensabile di cui al titolo II, punto 12 bis, del provvedimento Cip n. 6/92.*

⁶ Deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60, recante *Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione.*

3. Estremi della convenzione di cessione destinata di cui al provvedimento Cip n. 6/92

Per l'impianto in oggetto è stata stipulata una convenzione di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta ai sensi dell'articolo 22, comma 4, della legge n. 9/91, per una potenza convenzionata netta pari a 18,2 MW, sottoscritta il 27 maggio 1999 tra l'Enel Spa e la parte, con decorrenza dal 6 aprile 1998 e durata fino al 5 aprile 2013.

Il *primo parallelo* dell'impianto con la rete pubblica è avvenuto in data **7 ottobre 1997**. Il periodo di collaudo è terminato il **6 aprile 1998** e, nella medesima data, è iniziato il periodo di avviamento.

L'impianto ha usufruito dei prezzi incentivanti riferiti alla *tipologia di impianto di cui alla lettera e) della tabella 1* del Titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 (*impianti che utilizzano combustibili di processo o residui*), con un prezzo unico e indifferenziato tra ore piene e ore vuote.

La convenzione stipulata per l'impianto, pur specificando che si tratta di un impianto alimentato da combustibili di processo, riporta tra le premesse che il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (di seguito: il MICA), in data 27 maggio 1998 (prot. MICA n. 881185), ha comunicato che l'impianto è assimilabile a quelli che utilizzano fonti rinnovabili e che il suo indice energetico, pur non essendo definibile in quanto l'impianto non utilizza combustibili fossili commerciali, risulta certamente superiore a 0,6. Le medesime premesse impegnano il produttore "*a dare all'Enel preventiva comunicazione nel caso preveda di utilizzare combustibili fossili in quantità maggiore a quella strettamente indispensabile all'utilizzo del combustibile di processo in deroga a quanto comunicato al MICA per il calcolo dell'indice energetico Ien*".

4. Descrizione dell'impianto

L'impianto è situato all'interno dello stabilimento della Italiana Coke destinato alla produzione di carbone di tipo *coke*. La produzione di *coke* avviene mediante un processo di distillazione in forno, a secco e ad alta temperatura, di carbone fossile, in media 1.700 tonnellate/giorno circa, e genera quale sottoprodotto il gas di cokeria che rappresenta il combustibile di processo utilizzato, dopo opportuni trattamenti di depurazione, dall'impianto in oggetto come combustibile per la produzione di energia elettrica. La produzione di gas di cokeria è di circa 500.000 Nm³/g, di cui il 55% viene utilizzato nelle fasi di produzione del *coke* ed il resto nella produzione di energia elettrica; le eventuali quantità in eccesso sono bruciate in torcia. Sulla linea che alimenta con gas di cokeria l'impianto di produzione di energia elettrica è installato un gasometro a campana flottante, avente un volume di circa 8.000 metri cubi, che consente un limitato stoccaggio finalizzato ad assorbire le variazioni di produzione e o di consumo del gas medesimo. Nel corso del sopralluogo il Nucleo ispettivo ha rilevato che la torcia era in funzione, testimoniando una produzione di *coke* eccedente rispetto alle necessità dell'impianto.

L'impianto di produzione di energia elettrica è composto da otto motori a combustione interna della potenza nominale di 2,6 MW ciascuno e da un turbo gruppo a vapore da circa 1 MW, alimentati a regime dal gas di cokeria e da gas naturale nelle fasi di avviamento e di arresto. Ognuno di tali motori, oltre che dal proprio generatore elettrico, è equipaggiato con una caldaia a recupero che, utilizzando l'energia termica

dei fumi di scarico dei motori, produce vapore. Il vapore generato da tali caldaie viene in parte inviato alla cokeria ed in parte alimenta, tramite un unico collettore, una turbina a vapore a condensazione accoppiata ad un ulteriore generatore elettrico. Non c'è ritorno di condense per il vapore inviato alla cokeria, mentre il vapore elaborato dalla turbina dopo la condensazione rientra nel ciclo. L'acqua di reintegro viene prodotta, a partire da acqua di fiume, da un impianto di demineralizzazione installato nella cokeria. L'impianto risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- n. 8 motori a combustione interna a 16 cilindri, di produzione Deutz, aventi potenza meccanica nominale pari a 2.613 kW, i cui fumi di scarico hanno una portata di 16.500 kg/h ed una temperatura di circa 470 °C;
- n. 8 generatori sincroni trifase, accoppiati ai motori a combustione interna, di costruzione AVK, con potenza nominale di 3,266 MVA, $\cos\phi$ nominale di 0,8 e tensione di uscita pari a 6,3 kV;
- n. 8 caldaie a recupero, di tipo a tubi di fumo, con temperatura dei fumi in uscita di circa i 210- 220 °C, e potenzialità di 1.500 kg/h di vapore a 14 bar di pressione e 330°C;
- n. 1 turbina a vapore a condensazione, di costruzione Dresser Rand, avente potenza nominale pari a 1,06 MW, alimentata con vapore a 14 bar di pressione, e pressione allo scarico è di circa 0,13 bar;
- n. 1 generatore sincrono trifase Leroy Somer di potenza nominale pari a 1.280 kVA, accoppiato alla turbina a vapore, avente fattore di potenza nominale pari a 0,8, e tensione nominale d'uscita di 0,4 kV.

L'impianto è completato dal condensatore del vapore utilizzato nel ciclo termico, di tipo ad acqua in ciclo chiuso con torre evaporativa.

L'energia elettrica prodotta da tutti i generatori dell'impianto, elevata alla tensione di 132 kV viene immessa nella rete ENEL, a meno della quota prelevata per i servizi ausiliari dell'impianto. Nel punto di connessione alla rete è installato un misuratore fiscale, che rileva i quantitativi di energia immessi o prelevati dalla rete.

Il volume di gas naturale utilizzato nell'impianto viene misurato fiscalmente nel punto di prelievo dalla rete pubblica. Poiché una parte del gas viene utilizzato nella cokeria ed una parte nell'impianto di produzione di energia elettrica, è presente un secondo misuratore (non avente carattere fiscale) sulla linea di adduzione del gas naturale ai motori.

5. Quantità strettamente indispensabile (QSI) di idrocarburi utilizzabili dall'impianto

L'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 188/06 stabilisce che per gli impianti di cui alla lettera e) della tabella 1 del provvedimento Cip n. 6/92 (*"impianti che utilizzano combustibili di processo o residui"*) che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi, la quantità strettamente indispensabile (QSI) di cui al Titolo II, punto 12-bis, lettera c1) del medesimo provvedimento è pari al valore stabilito dal GSE sulla base di una relazione tecnica trasmessa dal soggetto titolare dell'impianto al GSE, all'Autorità ed alla CCSE. L'articolo 3, comma 3.1, del medesimo allegato prevede altresì il termine del 30 novembre 2006 per l'invio di detta relazione.

Il punto 2 della deliberazione citata prevede che i valori di QSI determinati si applicano dall'1 gennaio 2007.

Per l'impianto in oggetto risulta che la relazione di cui al citato comma 3.1, non sia stata trasmessa, e che pertanto il valore della QSI non sia stato determinato.

Sempre con riferimento all'utilizzo nell'impianto di combustibili fossili, ed in particolare di gas naturale, risultano due comunicazioni precedenti all'entrata in vigore della deliberazione n. 188/06. La prima, datata 26 settembre 1997, inviata dal produttore (la cui ragione sociale all'epoca era Cairo Energia Srl) al MICA, all'Enel Spa ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, in cui si precisa che *'per motivi tecnici si rende necessario utilizzare gas naturale nelle fasi di avviamento e spegnimento dell'impianto'*. In tale comunicazione la parte conclude che *'...la quantità di gas naturale necessaria su base annua ... risulta essere nettamente inferiore al limite del 2% della potenza termica complessiva introdotta nell'impianto...così come indicato nel D.M. 4 agosto 1994 di modifica ed integrazione del provvedimento Cip n. 6/92'*.

Nella seconda comunicazione, datata 20 luglio 2005 inviata dal produttore nell'ambito delle attività relative alla verifica ispettiva svolta dalla CCSE nel 2005, (prot. CCSE n. 005383 del 21 luglio 2005) si riporta che *'...il dato di consumo di gas naturale per l'avviamento non era un dato contrattuale..'*. la parte inoltra specifica quanto segue: *'Si precisa che inoltre il numero di avviamenti è determinato principalmente dagli arresti per alta temperatura in camera di combustione. Questa causa di fermata è dovuta all'utilizzo di gas di cokeria ed in particolare alla variabilità delle caratteristiche chimico fisiche di tale combustibile, oltre che alla elevata presenza di idrogeno (54-60%) che rende instabile la combustione stessa. Per quanto sopra, in particolari condizioni termodinamiche, la temperatura in camera di combustione, che pilota l'eccesso d'aria attraverso i mixer di carburazione, supera i valori di sicurezza e genera l'arresto del motogeneratore.*

Tale comportamento non era previsto né prevedibile in fase di progettazione ma si è evidenziato solo dopo l'avviamento dell'impianto che ancora oggi è unico in Europa per tipologia di combustibile e dimensioni.'

6. Esiti della verifica ispettiva

Il sopralluogo presso l'impianto, previo avviso di ispezione notificato dal GSE alla parte in data 21 ottobre 2010 (prot. GSE/P20100031405), si è svolto nei giorni **4 e 5 novembre 2010** e, **8 marzo 2011**⁷. Al termine delle operazioni è stato redatto il processo verbale firmato dai verbalizzanti del Nucleo ispettivo e dalla parte.

Il rapporto ispettivo finale predisposto da parte del Nucleo ispettivo è stato redatto in data 11 aprile 2011 e ricevuto dal GSE in data 14 aprile 2011 (prot. GSE n. A20110120293). Il GSE ha trasmesso all'Autorità il rapporto ispettivo finale, insieme ai relativi allegati, in data 17 maggio 2011 (prot. Autorità n. 0014501/A). Nel seguito si riportano in sintesi le considerazioni e le conclusioni ivi esposte.

⁷ L'8 marzo 2011 il medesimo Nucleo ispettivo, a meno di un funzionario del GSE, si è recato nuovamente presso lo stabilimento dell'Italiana Coke, per svolgere un sopralluogo su un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore costituito da un motore a combustione interna della potenza nominale di 3 MW, denominato "motore in autoproduzione", per il quale era stato richiesto il riconoscimento della condizione di cogenerazione per gli anni 2003-2006. In tale circostanza sono stati acquisiti ulteriori documenti relativi all'impianto.

6.1 Modalità di contabilizzazione delle grandezze energetiche

6.1.1 Energia primaria annualmente immessa nell'impianto da combustibili

L'impianto utilizza come combustibili un combustibile di processo (gas di cokeria) ed il gas naturale prelevato dalla rete pubblica.

Le quantità di gas di cokeria utilizzate sono state misurate fino al 2010 con un venturimetro, che è stato sostituito nell'agosto 2010 da uno strumento a dispersione termica. A parere del Nucleo ispettivo lo strumento 'non è idoneo alla misurazione della portata di cokegas, *'anche perché stratificazioni di particelle carboniose nel corso del tempo potrebbero portare ad una deriva della misurazione'*.

La determinazione del potere calorifico inferiore (PCI) del gas di cokeria avviene tramite un calorimetro installato in linea che effettua la misura in continuo. Tale misura viene verificata giornalmente mediante un gascromatografo installato 'fuori linea'.

La misura del gas naturale inviato all'impianto avviene mediante un misuratore (non fiscale) installato a valle del punto di consegna dalla rete pubblica e dopo la separazione della linea che alimenta la cokeria. Il relativo PCI è stato determinato fino al 2007 come valore medio annuale, mentre successivamente la parte ha fatto ricorso ai bollettini della SNAM.

Gli elementi necessari alla determinazione della percentuale di energia primaria immessa nell'impianto mediante combustibili fossili sono riportati nella seguente tabella 1, tratta dal rapporto ispettivo:

Tabella 1: consumi di combustibili e calcolo dell'apporto del gas naturale sul totale dei combustibili

Anno	Gas di cokeria		Gas naturale			QSI %	
	Quantità (Nm3)	P.c.i. (kcal/Nm3)	Energia (Mkcal)	Quantità (Nm3)	P.c.i. (kcal/Nm3)		Energia (Mkcal)
2005	76.295.384	4.148	316.385	1.245.925	8.400	10.466	3,20%
2006	76.641.902	4.253	325.910	1.861.956	8.400	15.640	4,58%
2007	71.539.832	4.265	305.175	2.036.837	8.355	17.019	5,28%
2008	69.969.704	4.303	301.128	2.031.669	8.354	16.973	5,34%
2009	69.440.792	4.275	296.916	2.082.682	8.407	17.509	5,57%

6.1.2 Energia elettrica utile

Ai fini del calcolo dell'indice energetico Ien, il Nucleo ispettivo ha utilizzato, il valore dell'energia elettrica immessa in rete, rilevato con misura fiscale.

6.1.3 Energia termica utile

L'energia termica utile è quella associata al vapore che viene ceduto alla cokeria per funzioni legate al processo ivi realizzato. La portata del vapore viene misurata per mezzo di uno strumento che è stato ritenuto idoneo dal Nucleo ispettivo, mentre per l'entalpia ad esso associata la parte fa riferimento alle condizioni termodinamiche di progetto, 14 bar e 330°C, cui corrisponde un'entalpia di 741,7 kcal/kg. Poiché non c'è ritorno di condense, ed il reintegro avviene per mezzo di acqua demi prodotta nella

cokeria avente una temperatura di 15°C, nei calcoli il Nucleo ha assunto un'entalpia di 726,7 kcal/kg, in linea con i valori utilizzati dalla parte.

6.1.4 Verifica dell'indice Ien

Il Nucleo ispettivo, ricalcolando secondo le modalità descritte ai paragrafi precedenti i valori dell'indice Ien, ha riscontrato, con riferimento a tutti gli anni oggetto dell'accertamento, il rispetto della condizione tecnica di assimilabilità a fonte rinnovabile, come si evince dalla seguente tabella n. 2:

Tabella n. 2: Determinazione dell'indice Ien

Calcolo indice IEN				
Anno	Ee (MWh)	Ec (MWh)	Et (MWh)	IEN
2005	140.276.401	12.169.500	4.309	22,11
2006	146.453.949	18.186.047	2.265	15,30
2007	137.103.959	19.789.535	3.012	13,09
2008	138.519.623	19.736.047	3.591	13,27
2009	134.605.130	20.359.302	14.898	12,47

Dalla tabella 2 sopra riportata si evince che la condizione tecnica di assimilabilità è stata rispettata in tutti gli anni oggetto dell'istruttoria, e che il valore assunto dall'indice Ien è sempre risultato maggiore di 10, valore oltre il quale il Titolo II, punto 12-bis, lettera titolo II, punto 12-bis, lettera c3), punto a), caso di $Ien \geq 10$, prevede il riconoscimento di un prezzo pari a quello di cui alla tabella 1, lettera e), indifferenziato tra ore piene e vuote.

6.1.5 Verifica del rispetto della condizione di cogenerazione

Relativamente al cd. "motore in autoproduzione", il Nucleo ispettivo ha concluso che le valutazioni degli indici IRE e LT di cui alla deliberazione n. 42/02 per le produzioni relative agli anni dal 2003 al 2006 confermano che detta sezione dell'impianto è risultato rispondente ai requisiti previsti per il riconoscimento della condizione di cogenerazione di cui alla medesima deliberazione.

Le conclusioni raggiunte dal Nucleo ispettivo sono state fatte proprie dal GSE e trasmesse, in data 11 maggio 2011 alla parte e all'Autorità per i seguiti di competenza (prot. GSE n. P20110023485, prot. Autorità n. 13400 del 16 maggio 2011).

7. Conclusioni

Sulla base di quanto sopra esposto e della documentazione istruttoria acquisita prima, durante e dopo i sopralluoghi svolti sull'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da combustibili di processo o residui, sito nel comune di Cairo Montenotte (SV), via Stalingrado n 25, nella titolarità della società Italiana Coke Srl, si possono trarre le seguenti conclusioni.

Si considerano accertati i valori dell'indice energetico Ien riportati nella precedente tabella n. 2: pertanto l'impianto ha rispettato la condizione tecnica di assimilabilità in

tutti gli anni oggetto dell'accertamento, conseguendo valori dell'indice Ien sempre maggiori di 10.

Risulta che l'impianto, appartenente alla tipologia di cui alla lettera e) della tabella 1 del provvedimento Cip n. 6/92 (*"impianti che utilizzano combustibili di processo o residui"*), su base annua, abbia utilizzato anche idrocarburi: pertanto l'impianto risulta assoggettato alla normativa di cui al Titolo II, punto 12-bis, del provvedimento Cip n. 6/92, la quale, alla lettera c1) introduce, con riferimento all'utilizzo di idrocarburi, il concetto di quantità strettamente indispensabile (QSI).

Tuttavia, con riferimento all'impianto di cui si tratta, il valore della QSI non risulta essere stato assegnato né dall'allora Ministero per il commercio, l'industria e l'artigianato (al quale in sede di comunicazione dell'indice energetico Ien era stato comunicato che nell'impianto non si sarebbe fatto uso di combustibili fossili commerciali), né dal GSE in esito alla procedura prevista dell'articolo 1, comma 1.2, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 188/06.

Con riferimento alla mancata assegnazione del valore della QSI da parte del GSE, emerge una inadempienza rispetto alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 188/06 ed in particolare:

- dell'articolo 3, comma 3.1, del citato Allegato A, della deliberazione n. 188/06, che prevede: *"I soggetti titolari di impianti di cui alle lettere d) ed e) della tabella 1 del provvedimento Cip n. 6/92,che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi, sono tenuti a trasmettere al Gestore del sistema elettrico, all'Autorità ed alla Cassa la relazione di cui all'articolo 1, comma 1.2, entro il termine del 30 novembre 2006 per le convenzioni in vigore alla medesima data...."*;
- dell'articolo 3, comma 3.3, del citato Allegato A, della deliberazione n. 188/06, che prevede: *"I soggetti produttori titolari di impianti di cui alle lettere d) ed e) della tabella 1 del provvedimento Cip n. 6/92 che utilizzano combustibili di processo o residui, RSU o biomasse, e che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi, comunicano, entro il 30 aprile di ogni anno, al Gestore del sistema elettrico le quantità e le energie primarie associate a tutti i combustibili utilizzati nel corso dell'anno precedente."*

A seguito di tale inadempienza per l'impianto di cui si tratta non è definito il parametro di riferimento rispetto al quale accertare il rispetto della QSI.

Si ritiene pertanto necessario che l'Autorità intimi alla società Italiana Coke Srl di adempiere agli obblighi previsti dell'articolo 3, commi 3.1 e 3.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 188/06.