
**Attività ispettiva ex art. 29-decies comma 3
del Dlgs 152/06 e s.m.i.**

Relazione ex art. 29-decies comma 5

Relazione finale

**IREN ENERGIA SpA
Centrale Termoelettrica – Turbigo (MI)**

**ATTIVITA' ISPETTIVA AI SENSI DEL
DECRETO LEGISLATIVO 152/2006 e s.m.i. - (art. 29-decies)**

Attività IPPC cod. 1.1

***Attività IPPC cod.1.1 Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50
MW Allegato XII punto 2 Centrali termiche ed altri impianti di
combustione con potenza termica di almeno 300 MW.***

Autorizzazione Ministeriale n. DVA-DEC-2010-370 del 06/07/2010

Data di emissione 22/062015

Indice

1	Premessa	3
1.1	Finalità della presente relazione	3
1.2	Campo di applicazione	3
1.3	Autori e contributi della relazione	3
2	Impianto IPPC oggetto della visita in loco	4
2.1	Dati identificativi del gestore	4
2.2	Verifica della tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale	4
3	Riscontri in merito alla visita in loco e azioni da intraprendere	5
4	Allegati	11

1 Premessa

1.1 Finalità della presente relazione

La presente relazione è stata redatta in conformità con quanto richiesto dal comma 5 dell'art. 29-decies della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06, come modificato dal D.Lgs. 46/2014.

1.2 Campo di applicazione

Il campo di applicazione della presente relazione è riconducibile alle attività di controllo prescritte in AIA per gli impianti industriali indicati nell'Allegato VIII alla Parte seconda del citato D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

1.3 Autori e contributi della relazione

Il presente documento è stato redatto dal seguente personale di ARPA Lombardia

Stefania Turati *Settore APC- Sede Centrale*

Luca Piangerelli *Settore APC- Sede Centrale*

Il seguente personale ha svolto la visita in loco nelle seguenti date:

Stefania Turati *Settore APC- Sede Centrale (31 marzo, 01 e 23 aprile 2015)*

Luca Piangerelli *Settore APC- Sede Centrale (31 marzo, 01 e 23 aprile 2015)*

2 Impianto IPPC oggetto della visita in loco

2.1 *Dati identificativi del gestore*

Ragione Sociale: **IREN Energia SpA – Centrale Termoelettrica di Turbigo**

Sede stabilimento: Via Centrale Termica – 20029 Turbigo (MI)

PEC: irenenergia@pec.gruppoiren.it

Recapito telefonico: +390331067511

Referente IPPC: Silvio Negri

Impianto a rischio di incidente rilevante : NO

Sistemi di gestione ambientale: ISO 14001 ed EMAS

Ulteriori informazioni sull'impianto oggetto della presente relazione, sono desumibili dalla domanda di AIA disponibile sul sito internet del Ministero dell'ambiente all'indirizzo www.aia/minambiente.it.

2.2 *Verifica della tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale*

In riferimento a quanto indicato nell'allegato VI, punto 5, al D.M. 24 aprile 2008 “Modalità, anche contabili, e tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal Decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n.59”, il Gestore ha dichiarato di aver inviato al MATTM, con nota prot. IE00357/PT/in100 del 25/02/2015, l'attestazione del pagamento della tariffa prevista per l'attività di controllo ordinario del 2015.

3 Riscontri in merito alla visita in loco e azioni da intraprendere

La visita in loco si è svolta nei giorni 31 marzo, 01 aprile e 23 aprile 2015.

In data 31/03/2015 è stato redatto il “verbale di avvio dell’attività”; la redazione del verbale di chiusura dell’attività ispettiva in loco è avvenuta in data 23/04/15.

Per ogni giornata di visita ispettiva è stato compilato un verbale di esecuzione; in tali verbali sono descritte nel dettaglio le attività svolte nel corso della visita in sito, le matrici ambientali interessate, l’elenco dei documenti visionati e di quelli acquisiti in copia.

L’attività di controllo si è orientata essenzialmente in 3 direzioni:

- **Approfondimento** sulle **emissioni in atmosfera**, relative al gruppo TL800 ciclo combinato con 2 turbine (TG42 e TG43) + 2 GVR + 1 turbina a vapore TV41 (potenzialità 855 MWe): unico attivo presso la CTE, in particolare per quanto concerne i dati SME, Manuale Gestione e programma manutenzione presidi di abbattimento installati;
- Verifiche a campione sugli altri aspetti ambientali e sulle modalità di applicazione del **Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)**;
- Acquisizione delle informazioni sullo **stato di avanzamento** delle **modifiche impiantistiche non sostanziali** approvate con DVA-2013-0017679 del 29/07/2013 per la modifica degli interventi previsti durante la “fase II” descritta nell’autorizzazione AIA DVA-DEC-2010-370 del 06/07/2010 (*collocazione nuovo gruppo in ciclo combinato TL400, utilizzo per il nuovo gruppo TL 400 della turbina a vapore dell’unità convenzionale TL3 e mantenimento in servizio dell’unità convenzionale TL21, aggiornamento al primo semestre 2014 delle date di previsto completamento degli interventi previsti per la fase II*).

Si riportano sinteticamente gli esiti del controllo ordinario.

Stato impianto e modifiche

Al momento della visita ispettiva era in funzione il Gruppo TL800 ciclo combinato con relative turbine.

Il GI ha acquisito informazioni sull’avvio degli impianti, in funzione della richiesta di mercato dell’energia.

Il Gestore ha illustrato al Gruppo Ispettivo (GI) la situazione relativa alle modifiche impiantistiche non sostanziali di cui al Decreto di DVA-2013-0017679 del 29/07/2013, ovvero implementazione della “fase II”.

Il Gestore con nota del 19/02/2013 prot. N° 1232 ha richiesto la proroga dei termini di realizzazione della “Fase II di riqualificazione della CTE” (pag.10 par. 4.1 del PIC prot. DVA-DEC-2010-0000370 del 06/07/2010) alla quale il MiSE ha dato riscontro nella nota del 11/03/2013 prot. n° 0005063, definendo la nuova tempistica di adeguamento della “fase II” al 2016.

Con nota del 17/09/2014 prot. n° IE001832/PT/In140 il Gestore ha chiesto al MiSE e per conoscenza al MATTM la modifica del decreto n° 55/03/2005 mediante esclusione delle

attività di cui alla “Fase II” tenuto conto della già avvenuta “messa fuori servizio definitiva” delle unità termoelettriche di cui sopra (TL11-TL21-TL31), alla quale il MiSE ha dato riscontro con nota del 14/11/2014 prot. 0021560 – chiedendo di integrare la documentazione prodotta con un progetto preliminare delle modifiche comunicate.

Emissioni in aria

L’attività di verifica è stata realizzata ai fini del controllo della rispondenza ai criteri fissati dalla normativa UNI EN 14181:05 per l’assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione automatici installati.

Nello specifico nella centrale di cui all’oggetto sono installati n° 2 sistemi di monitoraggio delle emissioni indipendenti collocati sui gruppi denominati TL41 e TL42 a ciclo combinato collegate alle emissioni C8 e C9. Le verifiche effettuate hanno riguardato le verifiche eseguite da parte dell’esercente al fine di verificare che i dati prodotti dai sistemi di monitoraggio collegati alle emissioni dei gruppi TL800 (sottoposte a monitoraggio in continuo solo parzialmente), come riportato nel manuale di gestione dei sistemi di monitoraggio, diano risultati attendibili sia per la verifica del rispetto del limite che per l’utilizzo di detti dati ai fini di elaborazioni secondarie per la definizione dell’impatto ambientale del sito produttivo.

Il modulo così definito è costituito da N° 2 Turbine a gas alimentate a gas naturale + n° 2 GVR + n° 1 sezione vapore del TL41 della potenza lorda di 855 MWe

E’ stata inoltre condotta una verifica documentale inerente le operazioni svolte al fine di limitare, per quanto possibile, le emissioni fuggitive dal sito produttivo e nello specifico dalla stazione di decompressione del gas naturale a servizio delle centrale.

Condizione operative d’impianto

L’impianto attualmente presente risulta così riassumibile:

TL11 convenzionale (potenzialità 250 MWe): messo fuori servizio definitivamente.

TL21 convenzionale (potenzialità 320 MWe): messa fuori servizio definitivamente.

TL31 convenzionale (potenzialità 330 MWe): messa fuori servizio definitivamente.

TL800 ciclo combinato con 2 turbine (TG42 e TG43) + 2 GVR +1 turbina a vapore TV41 (potenzialità 855 MWe) attivo

I minimi tecnici definiti all’interno del decreto MATTM n° 370 del 06.07.2010 delle sezioni ancora attive e produttive risulta così definito:

TL800 170 MWe

Sulle turbine a gas sono installati i bruciatori del tipo dry-low NOx.

La centrale dispone inoltre di due caldaie ausiliarie da 18.2 MW, per l’avviamento di tutti i cicli sia tradizionali che combinati, alimentate a gasolio e collegati alle emissioni C11 e C12. La conversione del gruppo TL31 in TL400 (secondo i contenuti del DVA-2013-0017679 del 29.07.2013 è stata posticipata al 2016.

Prove di funzionalità dello SME

L’azienda ha correttamente svolto e documentato le prove di funzionalità previste dall’Appendice A della norma UNI EN 14181-2005, ed in particolare ha svolto e documentato le verifiche di linearità strumentale riferita al campo di misura applicato. Non

risulta tuttavia documentata l'attività svolta per la determinazione dell'efficienza del convertitore catalitico.

E' stata inoltre constatata l'effettiva dismissione delle cabine SME dei gruppi TL1 e TL2, mentre la cabina del gruppo TL3 risulta ancora in sito ma disalimentata e sconnessa dalla sonda di campionamento.

Le metodologie di campionamento risultano conformi alle metodiche presenti in allegato per le determinazioni dei parametri monitorati in continuo e per l'aldeide formica. Per il parametro TOC risulta applicata la norma tecnica UNI EN 12619:2013 (mediante analisi continua con rilevazione FID) che sostituisce quella manuale UNI EN 12619:2002.

L'impianto è allacciato alla Rete SME predisposta da ARPA Lombardia. Il sistema di archiviazione e gestione dei dati prodotti risulta conforme alla DDUO 4343/2010.

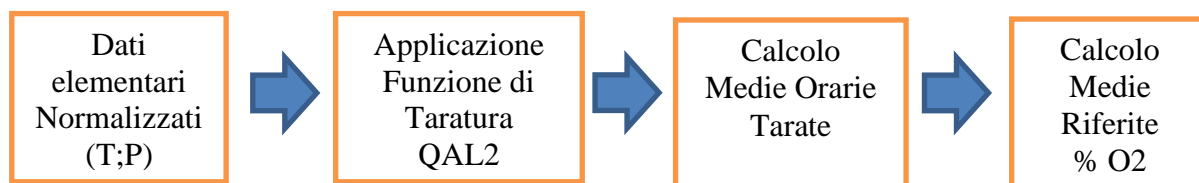
Verifiche di cui alla UNI EN14181-2005 - QAL2

In premessa alle operazioni svolte dal gestore per l'assicurazione qualità dei propri dati prodotti dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, è stata effettuata una verifica del manuale di gestione dei sistema di monitoraggio asserviti agli impianti denominati TL42 e TL43.

I contenuti risultano rappresentativi per la gestione più corretta, sia nell'attribuzione degli stati validi, che nella definizione dei periodi di avviamento, arresto e minimo tecnico. Il punto di installazione, verificato nella precedente indagine, risulta pienamente conforme ai fini della rappresentatività del dato.

Le caratteristiche degli analizzatori rispondono ai requisiti necessari (secondo le norme tecniche e regionali di riferimento) per poter essere impiegati come analizzatori dedicati al monitoraggio in continuo. L'azienda opera un corretto mantenimento nel tempo delle miscele impiegate come materiale di riferimento e possiede tutti i certificati analitici per una corretta tracciabilità di qualità.

Il flusso di elaborazione dei dati, ottenuti durante le prove eseguite dall'esercente, segue il criterio corretto ai fini della determinazione della funzione di calibrazione dello strumento sottoposto alla verifica di qualità. Successivamente i dati utilizzano un percorso elaborativo quello rappresentato nel seguente diagramma:



A seguito delle ulteriori precisazioni di ARPA Lombardia, occorse nel corso dell'ultimo mese, ad integrazione della DGR 4343/2010, e riportate sul sito al seguente indirizzo: <http://www2.arpalombardia.it/siti/arpalombardia/impresse/emissioni/SME/Pagine/UNI-EN-14181.aspx>; si ritiene opportuno che l'azienda utilizzi un percorso di applicazione della funzione di taratura di cui alla QAL2 a livello del dato medio orario e non elementare.

Fatta questa premessa l'attività eseguita del controllo di congruità delle operazioni di QAL2 svolte dall'esercente hanno dato esito positivo avendo superato il test di variabilità relativo.

Nello specifico le curve proposte ed utilizzate sono le seguenti:

Analizzatore	TL42 – C8	
	Retta	Campo di validità
Ossidi di azoto	$Y = -0.0821 + 1.11X$	0 – 17.3 mg/Nm³ rif. 11% O₂
Monossido di carbonio	$Y = 0.748 + 1.1X$	0 – 11.4 mg/Nm³ rif. 11% O₂
Analizzatore	TL43 – C9	
	Retta	Campo di validità
Ossidi di azoto	$Y = -0.164 + 0.88X$	0 – 18.2 mg/Nm³ rif. 11% O₂
Monossido di carbonio	$Y = 0.204 + 1.04X$	0 – 9.15 mg/Nm³ rif. 11% O₂

Oltre alle verifiche di QAL2 sono state eseguite le prove di IAR per i parametri dedicati al processo di normalizzazione e riferimento (O₂ e per cento di H₂O) i quali sono risultati idonei. Si ritiene tuttavia opportuno che l'azienda decida di trattare anche detti parametri, data la loro importanza nella determinazione del rispetto del limite emissivo, con lo stesso criterio di assicurazione qualità a cui sono sottoposti gli analizzatori per gli inquinanti NO_x e CO, prendendo a riferimento la Technical Guidance Note M20 versione 2.1 dell'Environment Agency.

Verifiche secondo UNI EN14181-2005 – QAL3

Così come previsto dalla normativa tecnica la ditta ha implementato il sistema con la procedura di QAL3. I dati registrati durante le verifiche di QAL3 vengono utilizzati, così come previsto dalla UNI EN 14181, per garantire che lo SME mantenga le sue caratteristiche di precisione e di deriva fra due verifiche annuali di AST/QAL2. Il sistema provvede inoltre a calcolare i valori di CUSUM come previsto dalla norma UNI EN 14181.

Sono previste:

calibrazioni automatiche (cadenza settimanale) per la verifica delle derive di zero e span la quale va a correggere la retta strumentale che viene presa a riferimento sino alla successiva operazione di correzione.

calibrazioni manuali eseguite da operatore con una cadenza legata al fallimento di quella automatica (deriva >30%) o su richiesta dovuta ad altre cause. Tale attività è comunque gestita mediante richiesta applicativo SAP. Tale calibrazione risulta andata a buon fine se sul segnale elettrico risulta una tolleranza di ± 0.2 mA

Va tuttavia ricordato che il sistema di gestione della verifica delle derive e precisioni secondo i criteri della QAL3 prevedono come non debba essere effettuata nessuna calibrazione (come invece avviene in quella automatica che risulta il riferimento preso per la QAL3), ai fini della correzione della retta strumentale, se esse non risultano fuori dai parametri di tolleranza ricavate dalla certificazione QAL1. Tutto questo produce che la strumentazione sia sempre

corretta e quindi non vi sia una effettiva conoscenza delle tempistiche di processo continuo non sorvegliato.

Si consiglia alla ditta di specificare meglio quanto descritto all'interno del manuale di gestione poiché i paragrafi che disciplinano detta procedura (par. 4.2.1 e 4.3) risultano in contrapposizione tra loro.

Verifiche LDAR (Leack detection and repeir)

Presso la centrale termoelettrica è attivo un piano di controllo periodico per il controllo delle emissioni fugitive di COV (Composti organici volatili). Per quanto dichiarato negli scritti prodotti le verifiche sono state eseguite al momento solo la sezione di alimentazione e riduzione del gas naturale. Tale programma ha consentito di individuare (2012) e porre rimedio ad un numero cospicuo di perdite e dove non possibile comunque ridurre il valore al disotto della soglia di 10.000 ppm.

Le perdite attestate prima dell'intervento correttivo (2014) risultavano nel complesso pari a circa 10800 Kg/anno di cui il 30% circa imputabili al fornitore di rete. Dopo detto intervento il valore di emissione fugitiva emessa è sceso a circa 100 Kg/anno.

Rifiuti

Il GI ha effettuato verifiche a campione su alcuni dei rifiuti prodotti, prendendo in esame la relativa documentazione: registro carico/scarico informatizzato e poi stampato, formulari, analisi di caratterizzazione, iscrizioni all'Albo Nazionale dei trasportatori, l'idoneità dei mezzi utilizzati, le autorizzazioni relative ai destinatari.

Il G.I. ha inoltre verificato i movimenti per:

- ✓ codice CER 16.10.01* (soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose): a campione è stata verificata l'operazione di carico del 16/12/2014 n°00283 per Kg 9340 e contestuale operazione di scarico in data 16/12/2014 n°00284 per Kg 9340, FIR n.RIF0478675 del 16/12/2014.
- ✓ codice CER 10.01.04* (ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia): a campione sono state verificate le operazioni di carico del 01/11/2013 n°00002 per Kg 1200, e carico del 04/04/2014 n°00116 per Kg 539, relativa operazione di scarico effettuata in data 18/04/2014 n°00127 per Kg 1739, FIR n.RIF0478626/13 del 18/04/2014.

Sono state inoltre verificate ed acquisite le analisi di caratterizzazione dei suddetti rifiuti, rapporto di prova n° 13LA20694 per il CER 16.10.01* e rapporto di prova n° 14LA12679 per il CER 10.01.04* (allegato 14);

SISTRI: sono state verificate alcune schede compilate.

Le verifiche non hanno evidenziato criticità.

L'Azienda conferma di utilizzare per il deposito temporaneo il criterio temporale.

È stato inoltre effettuato un sopralluogo presso le aree di stoccaggio rifiuti, prendendo visione della conformità delle stesse a quanto previsto dalla norma (cartellonistica, cordoli o bacini di contenimento, coperture, stato dei cassoni, giacenze, ecc) rilevando quanto segue:

- Area C sono stoccati i codici CER autorizzati suddivisi in box coperti; la parte destra del deposito (box da 01 a 13 numeri dispari) è adibita ai rifiuti pericolosi e dotata di

griglia di raccolta con vasca di contenimento sottostante per ogni singolo box, la parte sinistra del deposito (box da 02 a 14 numeri pari) è adibita ai rifiuti non pericolosi e realizzata con pavimentazione in cemento, coperta e realizzata con un dorso di mulo all'ingresso in modo tale da ottenere una vasca di contenimento per raccogliere eventuali sversamenti; CER 16 06 01 (giacenza al 31/03/2015 - Kg 170) CER 16 06 02 giacenza al 31/03/2015 - Kg 15) CER 16 06 04 giacenza al 31/03/2015 - Kg 40) CER 17 02 02 giacenza al 31/03/2015 - Kg 10) 17 04 02 giacenza al 31/03/2015 - Kg 2000) CER 17 04 07 giacenza al 31/03/2015 - Kg 1000) CER 17 04 11 giacenza al 31/03/2015 - Kg 400) CER 17 06 03 giacenza al 31/03/2015 - Kg 50) CER 15 01 10 giacenza al 31/03/2015 - Kg 220), CER 17 06 03 giacenza al 31/03/2015 - Kg 50) CER 20 01 21 (giacenza al 31/03/2015 - Kg 10).

- Area C settore 15: è presente un serbatoio da 15 m3 con indicatore di livello a barra con idoneo bacino di contenimento per il codice CER 13 02 05* scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati. (Giacenza al 31/03/2015 Kg 5000).
- Area G sono stoccati i codici CER 17 04 05 ferro e acciaio (area G1 – giacenza al 31/03/2015 - Kg 117.000) e 16 02 14 apparecchiature fuori uso diverse da quelle di cui alle voci 16 02 09* a 16 02 13* (area G1 - giacenza al 31/03/2015 - Kg 11.100).
- Area D (coperta) sono stoccati i codici CER 17 06 01 materiali isolanti contenenti amianto (giacenza al 31/03/2015 - Kg 3000);
- Area F (scoperta) è stoccato il codice CER 15 01 03 imballaggi in legno (giacenza al 31/03/2015 Kg 550)

Nel corso del sopralluogo il G.I. ha verificato la corretta modalità di gestione dei depositi.

Rumore

Riferimento punto 9.6 pag 54 del DVA-DEC-2010-0000370 del 06.07.2010 come modificato dal DVA-2013-0017679 del 29/07/2013 riferimento punto 4.2.2 pag 12 “Emissioni sonore” e punto 9.6.c) pag 29.

In merito a quanto sopra, nel transitorio in attesa del completamento della “Fase II”, il Gestore avrebbe dovuto effettuare un monitoraggio acustico nell’anno 2014 solo in determinate condizioni di esercizio impianto ovvero considerando una marcia con un carico elettrico erogato in rete di almeno l’80% della potenza massima autorizzata (definito pieno carico).

Sulla base dei dati di carico sia dell’anno 2013 che 2014 il Gestore non ha potuto raggiungere, per ragioni di mercato, le potenze richieste, per tempistiche sufficienti ad effettuare una campagna significativa ai fini della attendibilità del piano stesso, pertanto l’azienda non ha provveduto alla redazione del piano di monitoraggio acustico.

Inoltre il Gestore a completamento della “Fase II”(inizialmente previsto per il primo semestre 2014), avrebbe dovuto effettuare il monitoraggio acustico secondo il nuovo assetto impiantistico, il Gestore ha chiesto ed ottenuto una proroga al 2016 per l’implementazione di detta fase e di conseguenza anche del monitoraggio acustico previsto.

Autocontrolli

Il GI ha eseguito verifiche a campione sulle registrazioni effettuate dal Gestore ai fini dell'autocontrollo su:

Materie prime:

In riferimento alle analisi delle materie prime gasolio e gas naturale utilizzati, Il Gestore dichiara che la documentazione relativa viene inserita nel DAP (documento di aggiornamento periodico) con cadenza quadrimestrale.

CONCLUSIONI (CONDIZIONI PER IL GESTORE)

Per effetto della visita in loco non sono state accertate, alla data della presente relazione, violazioni del decreto autorizzativo in epigrafe.

4 Allegati

- 1 Verbale di avvio del 31/03/2015
- 2 Verbale di attività del 31/03/2015 e 01/04/2015
- 3 Verbale di attività del 23/04/2015
- 4 Verbale di chiusura del 23/04/2015