



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA – 2014 – 0042109 del 22/12/2014

**enipower**

Piazza Vanoni, 1  
20097 San Donato Milanese (MI)  
Tel. centralino: +39 02520.1  
www.enipower.it

Spett.li

Ministero Ambiente  
Tutela del Territorio e del Mare  
Dir. Gen. Valutazioni Ambientali  
Div. VI – Rischio rilevante e AIA  
Via Cristoforo Colombo, 44  
00147 R O M A  
[aia@pec.minambiente.it](mailto:aia@pec.minambiente.it)

p.c. Istituto Superiore per la  
Protezione  
e la Ricerca Ambientale – ISPRA  
Via V. Brancati, 48  
00144 R O M A  
[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)



Trasmesso via PEC

Livorno lì, 19.12.2014  
Prot. EPLI\FC\191214\1

**Oggetto: Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2011-0000018 della centrale termoelettrica EniPower S.p.A. sita nel comune di Collesalveti (LI) - Richiesta di aggiornamento ai sensi dell'art.29-nonies del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.**

Il sottoscritto Fabio Raffaele Cucinella, in qualità di Gestore dello Stabilimento EniPower S.p.A. di Collesalveti (LI), con la presente

richiede

l'aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale di cui al decreto in oggetto, ai sensi dell'art.273 comma 3, del D.Lgs.152/2006 (come modificato dal D.Lgs.46/2014), con particolare riferimento all'opzione di deroga ai Valori Limite di Emissione disposti, come prevista dall'All. II alla Parte V del D.Lgs.152/2006, Parte II, sezione 4 A-bis, paragrafo 2, per i camini "TG4+Caldaia D" e "TG5+caldaia E", dato che i sistemi di produzione combinata di calore e di elettricità ad essi rispettivamente afferenti hanno un grado di rendimento globale superiore al 75%.

Pertanto, si richiede l'aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale in oggetto, relativamente al Parere Istruttorio Conclusivo, paragrafo 9.2.3 "Emissioni in aria", per i Valori Limite di Emissione degli NO<sub>x</sub> (misurati come NO<sub>2</sub>) per gli

enipower spa  
Sede legale in San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni 1  
Capitale sociale euro 944.947.849 i.v.  
Registro Imprese di Milano / R.E.A. Milano n. 1600596  
Codice Fiscale e Partita IVA 12958270154  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A. / Società con unico socio



enipower

impianti "TG4+Caldala D" e "TG5+caldala E", che si ritengono pari a 75 mg/Nm<sup>3</sup> a decorrere dal 1° gennaio 2016.

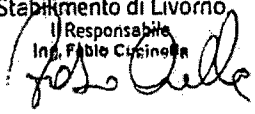
A tal fine, si trasmette (allegato1) copia del performance test eseguito dal CESI, che attesta il superamento del rendimento globale previsto.

Con la presente si informa che nulla cambia per quanto riguarda i Valori Limite di Emissione previsti dal Parere Istruttorio Conclusivo, paragrafo 9.2.3 "Emissioni in aria", per il camino "Caldala C".

Si comunica, inoltre, che ove nulla osti da parte di codesto Ministero, si riterrà che in applicazione della proroga delle scadenze di legge delle Autorizzazioni Integrate Ambientali vigenti prevista dall'art.7 del D.Lgs.46/2014 e dall'art.29-octies del D.Lgs.152/2006, la scadenza dell'AIA in oggetto è ridefinita dal 26/2/2017 (sei anni dopo la data del 26/2/2011 di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale dell'avviso di deposito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, come sancito dall'art.4 del decreto AIA DVA-DEC-2011-0000018 del 25/1/2011) al 26/2/2023, ai sensi dell'art.29-octies del D.Lgs.152/2006, comma 9, tenendo conto del fatto che, all'atto del rilascio dell'AIA in oggetto, lo stabilimento risultava già certificato secondo la Norma ISO 14001:2004.

Distinti saluti.

enipower spa  
Stabilimento di Livorno

Il Responsabile  
Ing. Fabio Cuginella  


**Cliente** ENIPOWER

**Oggetto** Calcolo del rendimento globale delle turbine a gas TG4 e TG5 della centrale Enipower di Livorno relativo ad una prova d'esercizio.

**Ordine** n° 440047816

**Note**

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.

**N. pagine** 8 **N. pagine fuori testo** 0

**Data** 28/11/2014

**Elaborato** CSS CSC Francesco Begnis

**Verificato** CSS CPG Roberto Vario

**Approvato** CSS CCE Antonio Ardito

## *Indice*

1	INTRODUZIONE .....	3
2	METODOLOGIA.....	5
3	RISULTATI.....	8

## 1 INTRODUZIONE

Enipower ha incaricato CESI di calcolare il rendimento globale (di primo principio) delle turbine a gas TG4 e TG5 in ciclo combinato della centrale di Livorno, relativo ad una prova d'esercizio svolta in un dato assetto d'impianto. La prova si è svolta dalle 12:15 alle 14:15 del giorno 23 Ottobre 2014.

Lo stabilimento di Livorno, composto da 2 turbine a gas naturale (TG4 e TG5) e 4 turbine a vapore, fornisce vapore a diversi livelli di pressione ed energia elettrica alla raffineria ENI di Livorno ed immette energia elettrica sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

Come schematizzato nella Figura 1, nell'impianto di Livorno la turbina gas TG4 scarica i fumi di combustione nella caldaia D, dotata di postfiring a gas naturale, che invia vapore al collettore ad 80 bar. La turbina a gas TG5 scarica i fumi di combustione nella caldaia E, che produce vapore ad 8 ed 80 bar. Tale vapore può essere destinato alla turbina a condensazione TUVA ed ai collettori ad 80 e 8 bar. Dal vapore ad 80 bar uscente dalla caldaia E è derivata la portata iniettata nella TG5 per il controllo degli NO<sub>x</sub>. Il collettore ad 80 bar alimenta 3 turbine a contropressione: la TEG1 che scarica nel collettore a 2.5 bar, la TEG2, che scarica nel collettore a 8 bar, la TEG3 che scarica nel collettore a 2.5 bar ed alimenta, tramite uno spillamento, il collettore a 40 bar. I quattro collettori vapore sono collegabili tra loro anche per mezzo di valvole laminatrici. I collettori a 40, 8 e 2.5 bar forniscono vapore alla raffineria ENI. Le condense che tornano dalla raffineria sono utilizzate per preriscaldare in uno scambiatore dedicato l'acqua demineralizzata di reintegro dell'impianto. Dal collettore a 40 bar è derivata una portata di vapore destinata al controllo degli NO<sub>x</sub> della TG4. Dal collettore a 2.5 bar è derivata la portata di vapore necessaria al degasatore della caldaia D, che tratta sia la portata alimento della medesima caldaia, sia l'acqua degasata venduta a 16 e 60 bar alla raffineria ENI. Completa l'impianto termico la caldaia ausiliaria C. La potenza elettrica prodotta dalla TG5 e dalla TUVA è immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale attraverso il trasformatore elevatore "B". A monte dello stesso è derivata la potenza elettrica assorbita dagli ausiliari della TG5, caldaia E e TUVA. La potenza prodotta dai rimanenti generatori alimenta la raffineria ENI e gli ausiliari elettrici della centrale non già citati, mentre i trasformatori "A1" ed "A2" chiudono il bilancio con la Rete di Trasmissione Nazionale.

Nella Figura 1 sono evidenziati in linea tratteggiata grigia i componenti d'impianto non attivi durante la prova. In particolare, non erano attive la caldaia ausiliaria C, la turbina a vapore TUVA e le valvole laminatrici alimentate dal collettore principale ad 80 bar.

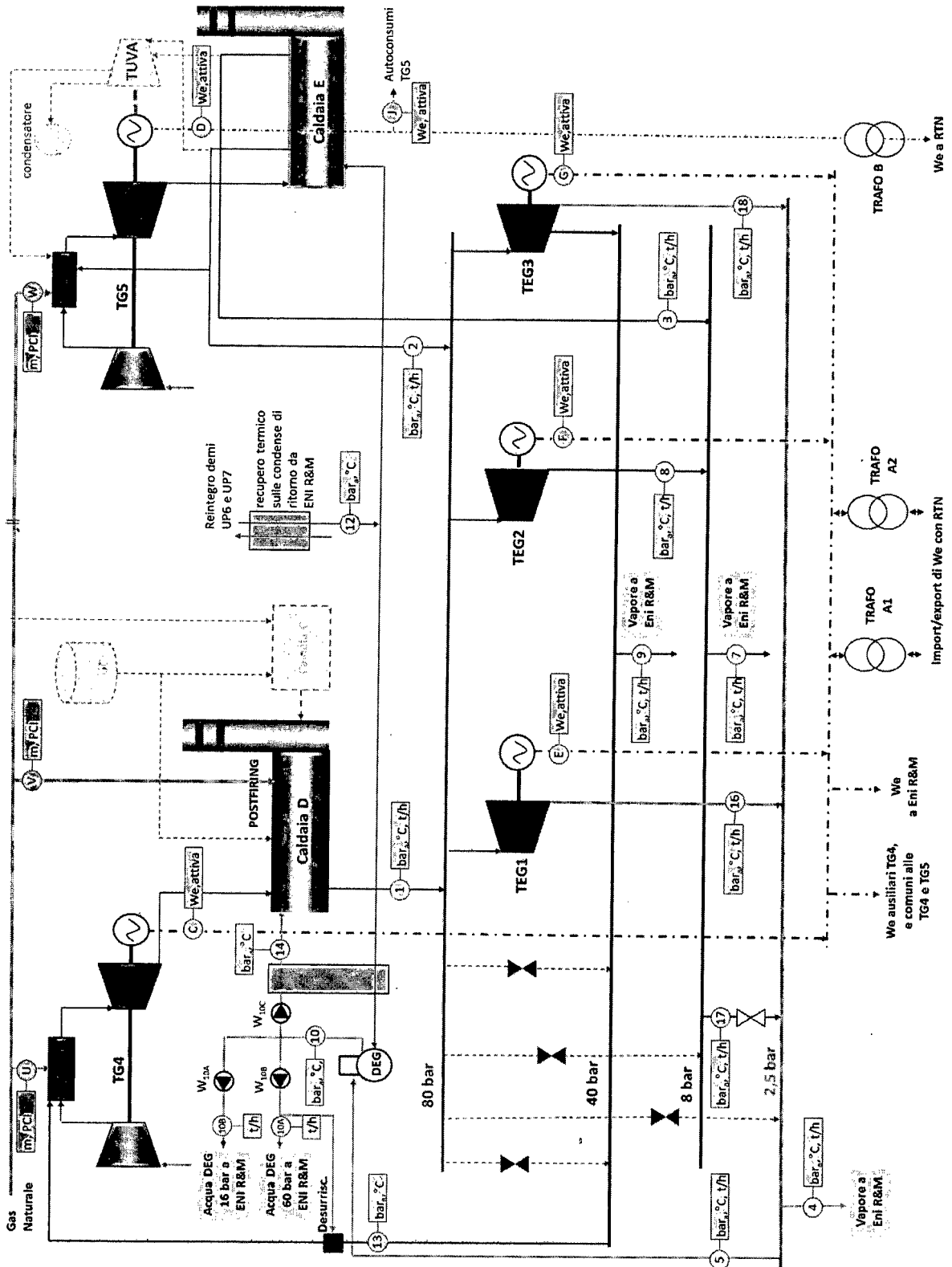


Figura 1 - assetto dell'impianto durante la prova, con i punti di misura per acqua-vapore, gas naturale e potenza elettrica. In linea tratteggiata grigia i componenti dell'impianto non attivi durante la prova.

## 2 METODOLOGIA

Il calcolo del rendimento globale (di primo principio) per ciascuna delle due turbine a gas TG4 e TG5, richiede l'allocazione sulle stesse della potenza elettrica prodotta dalle turbine a vapore TEG1, TEG2, TEG3 e della potenza termica fornita alla raffineria ENI. Dette potenze sono state ripartite proporzionalmente al contributo energetico fornito dalle due turbine a gas:

1. la potenza elettrica prodotta dalle turbine a vapore TEG1, TEG2 e TEG3 e la potenza termica fornita alle utenze a 40 bar (flusso 9, Figura 1) è allocata sulle turbine a gas TG4 e TG5 proporzionalmente alla potenza termica che esse forniscono al collettore ad 80 bar, che alimenta le tre turbine;
2. la potenza termica fornita alle utenze a 8 bar (flusso 7, Figura 1) è allocata sulle turbine a gas TG4 e TG5 proporzionalmente alla potenza termica fornita dalle stesse al collettore a 8 bar attraverso la turbina TEG2 ed il vapore a 8 bar dalla caldaia E;
3. la potenza termica fornita alle utenze a 2.5 bar (flusso 4, Figura 1) ed all'acqua degasata prodotta dal degasatore della caldaia D (flussi 10A e 10B, Figura 1) è allocata sulle turbine a gas TG4 e TG5 proporzionalmente alla potenza termica fornita dalle stesse al collettore a 2.5 bar. Si trascura la potenza fornita all'acqua degasata dalle pompe che la pressurizzano dalla pressione del degasatore della caldaia D a quella di fornitura alla raffineria ENI (16 e 60 bar, pompe  $W_{10A}$  e  $W_{10B}$ , Figura 1), considerando come entalpia di fornitura alla raffineria quella del liquido saturo alla temperatura del degasatore, misurata;
4. la potenza termica fornita all'acqua alimento della caldaia D dal degasatore della stessa caldaia è allocata, al netto della potenza fornita dalla pompa alimento della caldaia D, sulle turbine TG4 e TG5 proporzionalmente alla potenza termica fornita dalle stesse al collettore a 2.5 bar. La potenza della pompa alimento della caldaia D è attribuita alla TG4;
5. per semplicità, si attribuisce alla sola TG4 la potenza termica iniettata nella stessa con la steam injection per il controllo degli  $NO_x$ , (flusso 13, Figura 1), decurtandola dalla potenza termica fornita dalla TG4 al collettore ad 80 bar;
6. ai fini del calcolo della potenza termica associata al reintegro dell'acqua demineralizzata alle caldaie D ed E, le portate di vapore fornite a 40, 8 e 2.5 bar alla raffineria ENI sono allocate sulle TG4 e TG5 proporzionalmente alle portate di vapore rese disponibili dalle caldaie D ed E ai collettori alle pressioni corrispondenti.

La logica di allocazione appena illustrata da luogo alle formule riportate nella Figura 2, che vengono poi impiegate per il calcolo del rendimento globale (di primo principio) delle due turbine a gas secondo le due formule seguenti:

$$\eta_{1^{\circ},TG4} = \frac{[W_C + W_E + W_F + W_G - W_{aux} + Q_{ut,40bar} + Q_{ut,8bar} + Q_{ut,2.5bar} + Q_{acqua\ DEG} - Q_{re\ integro}]_{TG4}}{(V_{gas,U} + V_{gas,V}) \cdot PCI_{gas}}$$

$$\eta_{1^{\circ},TG5} = \frac{[W_D + W_E + W_F + W_G - W_{aux} + Q_{ut,40bar} + Q_{ut,8bar} + Q_{ut,2.5bar} + Q_{acqua\ DEG} - Q_{re\ integro}]_{TG5}}{V_{gas,W} \cdot PCI_{gas}}$$

dove gli addendi a numeratore sono da intendersi come le quotaparti imputabili rispettivamente alla TG4 ed alla TG5.

Il rendimento è calcolato considerando il PCI del gas naturale in condizioni standard (25 °C e 1 bar). Le entalpie dell'acqua sono state calcolate secondo lo standard IFC67.

	Attribuite a TG4	Attribuite a TG5
Gas naturale	$(m_4 + m_7) PCI$	$m_{w,PCI}$
TG4	$W_C$	
TG5		$W_p$
TEG1	$W_E \cdot \frac{Q_3}{Q_1 + Q_2}$	$W_E \cdot \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2}$
TEG2	$W_F \cdot \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2}$	$W_F \cdot \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2}$
TEG3	$W_G \cdot \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2}$	$W_G \cdot \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2}$
Auxiliari elettrici	Vedere testo	Vedere testo
Vapore a utenze 2.5 bar (al netto del reintegro)	$m_4 \left[ h_4 \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} \delta_1 - h_{14} \frac{m_1 - m_{13}}{m_1 - m_{13} + m_2} \delta_2 \right]$ <p>con <math>\delta_1 = \frac{1}{Q_{16} + Q_{17} + Q_{18}} \left[ Q_{16} + Q_{18} + Q_{17} \frac{Q_8}{Q_3 + Q_8} \right]</math></p> <p>e <math>\delta_2 = \frac{1}{m_{16} + m_{17} + m_{18}} \left( m_{16} + m_{18} + m_{17} \frac{m_8}{m_3 + m_8} \right)</math></p>	$m_4 \left[ h_4 \left( \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} \delta_1 + \frac{Q_{17}}{Q_{16} + Q_{17} + Q_{18}} \frac{Q_3}{Q_3 + Q_8} \right) - h_{12} \left( \frac{m_2}{m_1 - m_{13} + m_2} \delta_2 + \frac{m_{17}}{m_{16} + m_{17} + m_{18}} \frac{m_3}{m_3 + m_8} \right) \right]$
Riscaldamento portata alimento caldaia D nel degasatore caldaia D	$\left[ m_{14} (h_{14} - h_{12}) - W_{10,C} \right] \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} \delta_1 + W_{10,C}$ <p>con <math>m_{14} = \frac{m_1 - m_{13}}{m_1 - m_{13} + m_2} \left( m_4 \delta_2 + m_9 + m_7 \frac{m_8}{m_3 + m_8} \right)</math></p>	$\left[ m_{14} (h_{14} - h_{12}) - W_{10,C} \right] \left( \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} \delta_1 + \frac{Q_{17}}{Q_{16} + Q_{17} + Q_{18}} \frac{Q_3}{Q_3 + Q_8} \right)$
Vapore a utenze 8 bar (al netto del reintegro)	$m_7 \left[ h_7 \frac{Q_8}{Q_8 + Q_3} \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} - \frac{m_8}{m_8 + m_3} \frac{m_1 - m_{13}}{m_1 - m_{13} + m_2} h_{14} \right]$	$m_7 \left[ h_7 \left( \frac{Q_8}{Q_8 + Q_3} \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} + \frac{Q_3}{Q_8 + Q_3} \right) - h_{12} \left( \frac{m_8}{m_8 + m_3} \frac{m_1 - m_{13} + m_2}{m_3 + m_8} + \frac{m_3}{m_8 + m_3} \right) \right]$
Vapore a utenze 40 bar (al netto del reintegro)	$m_9 \left[ h_9 \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} - \frac{m_1 - m_{13}}{m_1 - m_{13} + m_2} h_{14} \right]$	$m_9 \left[ h_9 \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} - \frac{m_2}{m_1 - m_{13} + m_2} h_{12} \right]$
Acqua degasata a utenze (al netto del reintegro)	$(m_{10,A} + m_{10,B}) (h_{10} - h_{12}) \frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} \delta_1$	$(m_{10,A} + m_{10,B}) (h_{10} - h_{12}) \left[ \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} \delta_1 + \frac{Q_{17}}{Q_{16} + Q_{17} + Q_{18}} \frac{Q_3}{Q_3 + Q_8} \right]$
Con $Q_1 = m_1 h_1 - m_{13} h_{13}$ , $Q_2 = m_2 h_2$ , $Q_3 = m_3 h_3$ , $Q_8 = m_8 h_8$ , $Q_{16} = m_{16} h_{16}$ , $Q_{17} = m_{17} h_{17}$ , $Q_{18} = m_{18} h_{18}$		

Figura 2 – ripartizione tra TG4 ed TG5 delle potenze necessarie al calcolo del rendimento di primo principio



I valori delle grandezze necessarie per il calcolo sono stati misurati con l'esistente strumentazione d'impianto.

Per quanto riguarda agli autoconsumi elettrici d'impianto, esiste una sola misura aggregata, quella della potenza elettrica assorbita dagli ausiliari della TG5 e relativa caldaia E (flusso J, Figura 1). Per tutti gli altri autoconsumi esistono in alcuni casi le misure di tensione e corrente assorbita dai corrispondenti motori, in altri solamente i dati di targa dei motori. Si è pertanto operato nel modo seguente:

- la potenza elettrica assorbita dagli ausiliari della TG4 e relativa caldaia D è stata calcolata come somma delle potenze di targa dei motori dei singoli ausiliari, ad eccezione della pompa alimento della caldaia D, per la quale si è calcolata la potenza elettrica media assorbita durante la prova a partire da letture periodiche di tensione e corrente assorbita;
- i rimanenti autoconsumi d'impianto sono stati allocati sulle turbine TG4 e TG5 come di seguito descritto, e sommati agli autoconsumi della TG4 e relativa caldaia D e della TG5 e relativa caldaia E;
- la potenza di targa del sistema di produzione dell'acqua di demineralizzazione e del sistema di chiarificazione che lo precede è stata ripartita tra le diverse utenze, raffineria ENI<sup>1</sup>, caldaia D e caldaia E, proporzionalmente alle portate d'acqua demi da esse impiegate<sup>2</sup>;
- la potenza media assorbita dal sistema di produzione dell'aria compressa durante la prova è stata calcolata a partire da letture periodiche di tensione e corrente assorbita dai singoli compressori. La potenza risultante è stata poi allocata tra raffineria ENI, cui Enipower fornisce aria compressa, e la centrale Enipower. La quota di quest'ultima è stata poi attribuita per il 40% alla TG4 e per il 60% alla TG5, in base ad una stima del suo effettivo utilizzo.
- la potenza assorbita dagli ausiliari delle turbine a vapore TEG1, TEG2 e TEG3 è stata allocata su TG4 e TG5 proporzionalmente alla potenza termica che le stesse forniscono al collettore ad 80 bar.

La potenza attiva generata dalla turbina a vapore TEG1 è stata stimata moltiplicando la portata misurata all'ingresso della turbina per il salto entalpico a cavallo della stessa per 0.95, dove con quest'ultimo fattore riduttivo si è voluto tenere approssimativamente conto delle perdite meccaniche ed elettriche.

I valori di pressione e temperatura dell'acqua demineralizzata di reintegro (flusso 12, Figura 1) sono stati acquisiti ogni 10 minuti ed interpolati linearmente sul singolo minuto. La centrale di Livorno non è dotata di un gascromatografo per l'analisi in linea del PCI del gas naturale. Si è perciò concordato con Enipower di far analizzare da un laboratorio indipendente due campioni di gas prelevati durante la prova. Il loro PCI differisce solo dello 0.4% (34.36 MJ/Sm<sup>3</sup> e 34.49 MJ/Sm<sup>3</sup>) e ciò denota una buona costanza della composizione del gas. Nei calcolo del rendimento globale si è cautelativamente considerato il valore di PCI maggiore.

<sup>1</sup> La centrale Enipower fornisce alla raffineria ENI anche acqua demineralizzata.

<sup>2</sup> Per le caldaie D ed E, oltre al vapore a 40, 8 e 2.5 bar ed all'acqua degasata forniti alla raffineria ENI, è stata considerata anche la portata destinata alla steam injection nelle turbine a gas TG4 e TG5.

### 3 RISULTATI

La Figura 3 mostra che, durante la prova d'esercizio oggetto del presente Rapporto, il rendimento globale (di primo principio) della turbina a gas TG4 in ciclo combinato oscilla tra il 77.5% e l'81% (valore medio 79.3%), mentre quello della turbina a gas TG5 in ciclo combinato oscilla tra il 77.5% e l'80% (valore medio 78.9%). La fluttuazione dei due rendimenti è imputabile a variazioni della fornitura di vapore alle utenze della raffineria ENI.

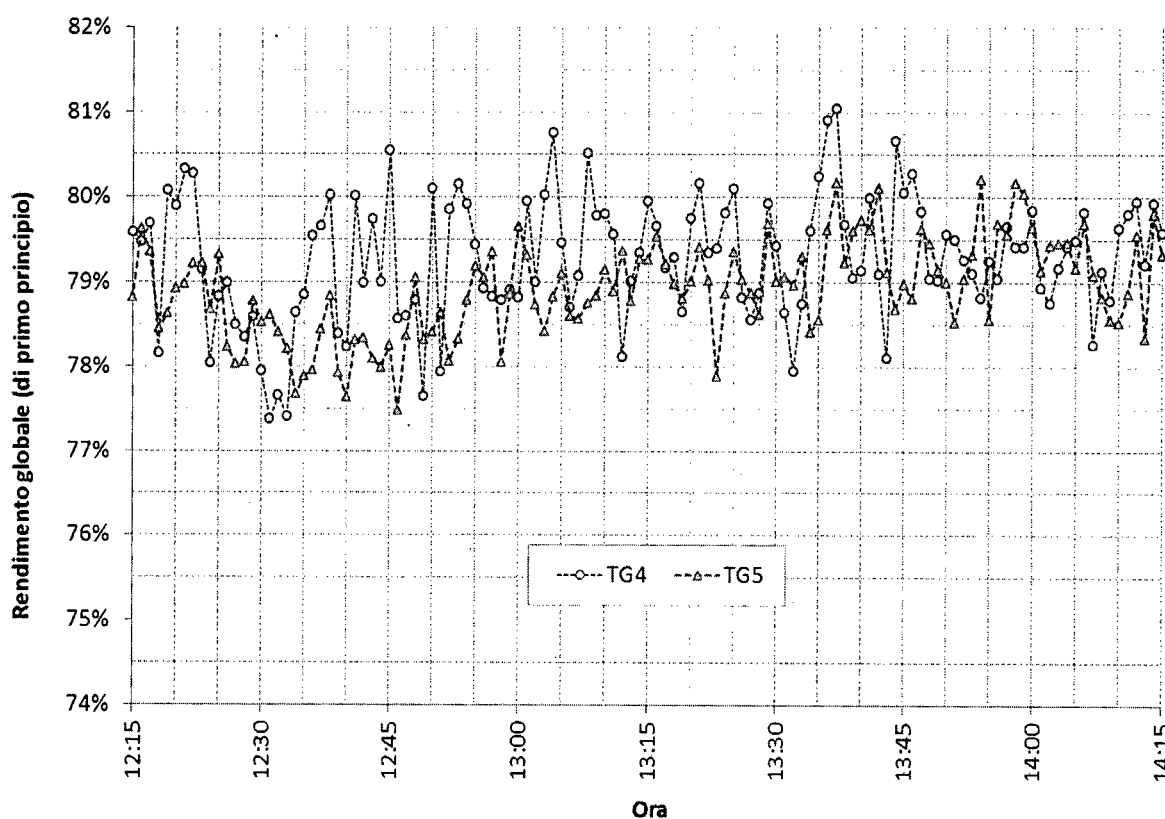


Figura 3 – trend del rendimento globale delle TG4 e TG5 durante la prova d'esercizio effettuata.

## **Pec Direzione**

---

**Da:** stabilimento.livorno@pec.enipower.eni.it  
**Inviato:** venerdì 19 dicembre 2014 14:21  
**A:** aia minambiente ; ISPRA ISPRA  
**Cc:** domenico galante; Daniela Contu; Pazzagli; cristina malingher  
**Oggetto:** DVA-DEC-2011-0000018 Stabilimento enipower di Livorno - Richiesta di aggiornamento ai sensi dell'art. 29-nonies del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii  
**Allegati:** Lettera Richiesta Aggiornamento AIA Livorno.pdf; Allegato 1 - Rapporto Performance LIVORNO.pdf

In allegato alla presente trasmettiamo lettera avente ad oggetto: Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2001-0000018 della centrale termoelettrica enipower S.p.a sita nel comune di Collesalveti (LI) Richiesta di aggiornamento ai sensi dell'art. 29- nonies del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Distinti saluti

FabioCucinella