



**Commissione Istruttoria IPPC  
ENGIE Produzione S.p.A.  
Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

## **PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**

**Istanze di Modifica del  
Decreto autorizzativo n. 435 del 27/10/2021 e smi**

*“Progetto di miglioramento delle prestazioni ambientali ed energetiche della Centrale”*

(id. MATTM-DVA 182/12874)

Gestore	ENGIE Produzione S.p.A.
Località	Leinì (TO)
Gruppo Istruttore	Dott. Paolo Ceci (referente)
	Ing. Giovanni Anselmo
	Ing. Marco Antonio Di Giovanni
	Dott.ssa Roberta Baudino – Regione Piemonte
	Dott. Alessandro Bertello- Città metropolitana di Torino
	Geom. Renato Pittalis – Comune di Leinì

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii.)



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC n. 867 del 10/06/2022, che assegna l'istruttoria per la modifica dell'autorizzazione integrata ambientale della Soc. ENGIE Produzione S.p.A. – sita nel Comune di Leinì (TO):
  - Dott. Paolo Ceci– Referente Gruppo istruttore;
  - Ing. Giovanni Anselmo;
  - Ing. Marco Antonio Di Giovanni.
- Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai fini dell'art. 10, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica n. 90 del 14 maggio 2007, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
  - Dott.ssa Roberta Baudino – Regione Piemonte;
  - Dott. Alessandro Bertello- Citta metropolitana di Torino;
  - Geom. Renato Pittalis – Comune di Leinì.
- Vista la nota del Ministero della Transizione Ecologica prot. MiTE n. 71230 del 8/06/2022 avente ad oggetto *“ENGIE Produzione S.p.A. sita nel comune di Leinì (TO) - Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90 e ai sensi del D.lgs. 152/06 e s.m.i., per la modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con decreto 435 del 27/10/2021 – **Procedimento ID 182/12874**”*, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC n. 851 del 9/06/2022, con cui si trasmetteva la comunicazione del Gestore prot. U0220 del 23/05/2022 relativa alla realizzazione del Progetto di miglioramento delle prestazioni ambientali ed energetiche della Centrale di Leinì (TO).
- Vista la comunicazione Prot. CIPPC n. 990 del 16/06/2022, con cui veniva rappresentata l'applicabilità al caso di specie dei disposti di cui al punto c) del Cap. 5 dell'All. 5 al D.M. 274/2015,
- Visti i contenuti della Relazione Istruttoria (RI) predisposta da ISPRA: RI 15/06/2022, prot. 34587 del 17/06/2022 acquisita dalla Commissione con prot CIPPC n. 906 del 20/06/2022.
- Visto il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. n. 435 del 27/10/2021 ed il relativo Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato allo stesso.
- Considerate le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., ed il particolare l'articolo 5, comma 1, lettera l-bis).
- Viste le *BATConclusions*, sui Grandi Impianti di Combustione (GIC), di cui alla Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021 (ovvero della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE della Commissione del 31 luglio 2017) ed in particolare la sezione 4.1 relativa



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

alla combustione di gas naturale.

- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 24/06/2022 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC n. 967 del 4/07/2022 ivi compresi i relativi allegati circa l'approvazione.
- Viste le osservazioni al PIC prot. CIPPC n. 1033 del 13/07/2022 presentate dal Gestore con nota prot. U0404 del 9/09/2022, acquisita dal Ministero della Transizione Ecologica con prot. MiTE n. 109387 del 9/09/2022.
- Vista la nota del Ministero della Transizione Ecologica, prot. MiTE n. 110477 del 13/09/2022, con cui veniva richiesto alla Commissione AIA-IPPC di *“esaminare le sopramenzionate osservazioni ed eventualmente modificare il Parere istruttorio conclusivo”*.
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Rev\_1 inviata per approvazione in data 15/09/2022 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC n. 1289 del 21/09/2022 ivi compresi i relativi allegati circa l'approvazione.

**Considerato**

- Che dalla documentazione presentata dal Gestore (con particolare riferimento alla relazione tecnica) si desumono le seguenti dichiarazioni:

**1. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA**

**1.1. Interventi e obiettivi**

- (1) Installazione di una nuova Turbina a gas in sostituzione di quella esistente, della medesima classe (F), ma con migliori prestazioni energetiche e ambientali;
- (2) Installazione di un nuovo generatore elettrico associato alla TG;
- (3) Installazione di un DeNOx catalitico nel GVR, per abbattere le emissioni di NOx (comprende tra l'altro 2 serbatoi da 41 m<sup>3</sup> ca per lo stoccaggio di idrossido di ammonio per la produzione di NH<sub>3</sub>);
- (4) Installazione di un CO Oxidizer nel GVR, per abbattere le emissioni di CO;
- (5) Installazione di una nuova caldaia ausiliaria elettrica (e-boiler), che rimpiazzerà quella esistente, alimentata a gas naturale (che rimarrà comunque in riserva fredda);
- (6) Installazione di tre pompe ad anello fluido da utilizzare in sostituzione degli eiettori, per creare il vuoto nel condensatore in fase di avviamento ed esercizio del ciclo combinato



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

- (7) Retrofit del condensatore, con sostituzione dei gruppi motoriduttore ed incremento del rendimento in tutte le condizioni, in particolare in caso di elevate temperature esterne.

Infine, il progetto prevede la:

- (8) realizzazione di un sistema di accumulo termico a supporto degli sviluppi futuri del teleriscaldamento e/o per l'esistente, che consisterà in un gruppo di 10 silos per lo stoccaggio di acqua calda e nei relativi controlli.

Gli obiettivi degli interventi sopra elencati sono:

- ✓ la drastica riduzione delle emissioni attuali di NO<sub>x</sub> (-66,7%) e di CO (-50%) della Centrale in tutte le fasi di esercizio, pur in presenza di un incremento della potenza della CCGT di circa 23 MWe
- ✓ il totale azzeramento delle emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub>, CO, e CO<sub>2</sub> da parte della caldaia aux nelle fasi di avviamento della Centrale
- ✓ il totale azzeramento del consumo di gas naturale da parte della caldaia aux nelle fasi di avviamento della Centrale
- ✓ la drastica riduzione (-90,7%) del consumo di acqua da parte della caldaia aux nelle fasi di avviamento della Centrale
- ✓ un incremento di rendimento del ciclo termico complessivo della Centrale pari a circa +1%, che consentirà di migliorare ulteriormente le emissioni specifiche in fase di esercizio.

Alla luce di quanto precede, il Gestore dichiara che l'attuazione degli interventi in progetto consentirà di ottenere un miglioramento complessivo delle prestazioni energetiche ed ambientali della Centrale, in linea con le strategie e gli obiettivi della pianificazione nazionale ed europea, nonché con l'utilizzo della BAT di settore.

Nella tabella che segue si riportano i dati prestazionali, i limiti attuali e quelli a valle della modifica, in condizioni di normal funzionamento, presentati dal Gestore.

Parametro	UdM	Ante	Post	Diff.
Potenza termica in ingresso nominale	MWt	702,4	730,8	<b>+28,4</b>
Potenza elettrica netta nominale	MWe	395	417,8	<b>+22,8</b>
Rendimento elettrico netto	%	56,2	57,2	<b>+1,0%</b>
Portata fumi secchi @15% O <sub>2</sub> (da decreto AIA)	Nm <sup>3</sup> /h	2.100.000	2.100.000	-
Concentrazione NO <sub>x</sub> (rif. fumi secchi @15% O <sub>2</sub> ) (media oraria)	mg/Nm <sup>3</sup>	30	10	<b>-66,7%</b>
Concentrazione CO (rif. fumi secchi @15% O <sub>2</sub> ) (media oraria)	mg/Nm <sup>3</sup>	20	10	<b>-50,0%</b>



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

Parametro	UdM	Ante	Post	Diff.
Emissioni specifiche di NOx	g/MWh	159,5	50,3	<b>-68,5%</b>
Emissioni specifiche di CO	g/MWh	106,3	50,3	<b>-53,0%</b>
Emissioni NOx caldaia aux (media oraria)	mg/Nm <sup>3</sup>	150	-	<b>-100%</b>
Emissioni CO caldaia aux (media oraria)	mg/Nm <sup>3</sup>	100	-	<b>-100%</b>
Consumo acqua caldaia aux (media annua su tre esercizi)	t/a	6.771	631	<b>-90,7%</b>

*(assetto in pura condensazione)*

L'attuale caldaia ausiliaria resterà comunque in riserva fredda.

#### **Intervento 1: Installazione di una nuova turbina a gas**

Il progetto di ENGIE Produzione consiste nella sostituzione della attuale Turbina a gas V94.3A da circa 271 MWe lordi, con una macchina AE94.3A della medesima Classe F, ma di caratteristiche tali da consentire un incremento di potenza di circa 14 MWe, fino a 285 MWe lordi. Il design di base delle due macchine consente non soltanto l'installazione della nuova con soli minimi adattamenti, ma anche e soprattutto di disporre di una macchina con le dotazioni e gli aggiornamenti che diversamente si dovrebbero implementare attraverso un upgrade della turbina esistente.

L'incremento di potenza rispetto alla TG esistente viene ottenuto senza incremento del contributo di aria nella miscela aria-gas, in quanto le due turbine a gas hanno lo stesso design di base, in particolare per il compressore. Pertanto, dati i rapporti volumetrici tra le due componenti, la portata fumi resta di fatto invariata, e dunque migliorano le emissioni specifiche della macchina, atteso che le concentrazioni di inquinanti in uscita si riducono, sia per effetto delle migliori caratteristiche della nuova turbina (equipaggiata con sistemi di ottimizzazione della combustione), sia comunque, per la drastica riduzione introdotta dagli abbattitori più sotto descritti.

#### **Intervento 2: Installazione di un nuovo generatore elettrico (associato alla TG)**

Il progetto prevede, a seguito della installazione della nuova TG, anche quella del generatore accoppiato alla TG stessa. La nuova macchina sarà un trifase Ansaldo Energia WY23Z-109 da 310 MVA, raffreddato ad aria, bipolare, conforme alle norme IEC60034.

#### **Intervento 3: Installazione di un DeNOx SCR**

Il progetto prevede inoltre l'installazione di un DeNOx all'interno del GVR, allo scopo di abbattere



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

le emissioni degli ossidi di azoto attraverso un processo di denitrificazione basato sul principio della Riduzione Catalitica Selettiva (SCR – *Selective Catalytic Reduction*).

Il processo consiste nel trasformare gli NOx presenti nei gas di combustione in N<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O molecolari, iniettando nei fumi NH<sub>3</sub> come riducente, in presenza di un catalizzatore, che consente le reazioni a temperature relativamente basse (200-400°C).

Infatti, a temperature più elevate, l'ammoniaca tende a sua volta ad ossidarsi, producendo N<sub>2</sub>, NO e N<sub>2</sub>O, e dunque l'efficienza della denitrificazione decresce in misura anche rilevante.

Come descritto meglio nel paragrafo successivo, il progetto prevede anche la presenza di un abbattitore di CO, basato sul principio dell'ossidazione dello stesso, che però non è selettivo, essendo in grado di ossidare anche NOx e soprattutto NH<sub>3</sub>. È dunque necessario che lo stesso venga installato a monte del DeNOx, prima dell'iniezione di ammoniaca, anche per ridurne le dimensioni, data la temperatura elevata nella prima parte del GVR.

Il GVR della Centrale ha una configurazione a flusso orizzontale.

Sulla base di una analisi preliminare condotta al riguardo è emerso che la posizione reciproca delle parti da installare al suo interno prevede, oltre al CO Oxidizer come primo elemento (a valle del Surriscaldatore AP1), l'AIG (Griglia Iniezione Ammoniaca) a valle dell'Evaporatore AP e comunque a monte del catalizzatore SCR, e infine quest'ultimo nel primo spazio disponibile, appena a valle dell'Economizzatore AP2. Il reattore catalitico del DeNOx è dunque l'area del GVR tra l'economizzatore AP2 e il surriscaldatore BP e riceve i fumi già miscelati con l'ammoniaca gassosa in arrivo dal sistema produttivo.

Il catalizzatore sarà costituito da moduli autoportanti, costituiti da una miscela di un materiale semiceramico – che può resistere facilmente alla variazione del carico TG – costituito principalmente da biossido di titanio (TiO<sub>2</sub>), chiamato substrato catalitico, pentossido di vanadio (V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>) e triossido di tungsteno (WO<sub>3</sub>) e altri ossidi in quantità minori, detti composti catalitici attivi.

Il DeNOx SCR può consentire un abbattimento di NOx fino al 90%, ma richiede una gestione attenta e soprattutto un adeguato controllo delle temperature di esercizio. In ogni caso, sarà garantita una concentrazione massima di NOx nei fumi pari a 10 mg/Nm<sup>3</sup>.

Il Gestore sottolinea, al riguardo, come tale prestazione corrisponda ad una emissione massica di NOx **non superiore a 180 t/anno**, e che pertanto tale prestazione risulta in linea anche con la prescrizione [15] del riesame AIA, che prevede un limite massimo di 185 t/anno.

*In tal senso, pertanto, l'intervento in oggetto ottempera anche a detta prescrizione, di cui rispetta anche le tempistiche e le modalità attuative (“interventi tecnologici”).*



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

Aspetti connessi all'approvvigionamento e stoccaggio

L'ammoniaca sarà prodotta in loco dalla vaporizzazione di una soluzione acquosa di ammoniaca al 25% in peso ( $\text{NH}_4\text{OH}$ , idrossido di ammonio) utilizzando i fumi caldi di ricircolo provenienti dal recupero caldaia (v.dopo). Una soluzione  $> 25\%$  potrebbe infatti portare a sovradimensionare il serbatoio di stoccaggio a causa della pressione di vapore di  $\text{NH}_3$ .

Per lo stoccaggio di tale soluzione acquosa, da approvvigionare dall'esterno, sono previsti **due serbatoi** che consentiranno, ciascuno, 15 giorni di funzionamento al massimo carico, per un volume di circa  $41 \text{ m}^3$  ognuno. La soluzione del doppio serbatoio è prevista per fare in modo che in caso di interruzione del funzionamento da parte di uno dei due sia possibile continuare ad alimentare il DeNOx senza necessità di fermare l'impianto.

I serbatoi di stoccaggio saranno fuori terra e realizzati in modo da evitare qualunque possibile perdita di vapore di  $\text{NH}_3$  in aria. Gli stessi saranno inoltre provvisti di una vasca di contenimento per raccogliere eventuali sversamenti – anche in fase di scarico dall'autobotte – e convogliarli ad una fossa interrata, di profondità massima pari a circa 3 m e di volume totale di circa  $35 \text{ m}^3$ .

Per quanto riguarda lo scarico, lo stesso avverrà presso la stazione prevista nella parte nord della Centrale, con uso di manichette per collegare direttamente l'autobotte con i serbatoi, sia per la fase vapore, che verrà collegata a quella del serbatoio, sia per la fase liquida, che sarà accoppiata alla pompa di scarico dell'autocarro. Il flusso di scarico, per entrambe le fasi, sarà pari a  $20 \text{ m}^3/\text{h}$ .

L'utilizzo di un DeNOx catalitico comporta, oltre alla riduzione drastica delle emissioni di tali inquinanti, anche **l'emissione di ammoniaca** allo stato gassoso (cd "slip"). Tale tema è stato estesamente trattato in sede di VAV, attraverso simulazioni con modelli diffusionali, che, **per un valore massimo di emissione pari a  $4 \text{ mg}/\text{Nm}^3$**  (prossimo al limite inferiore del *range* dei VLE delle BATC del 2017/2021), hanno fornito un valore di ricaduta massima oraria pari a  $5,08 \text{ } \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ , e addirittura di oltre due ordini di grandezza inferiori per le medie annue, che risultano entrambi estremamente bassi. In assenza, infatti, di un limite normativo, si possono assumere come riferimenti quelli indicati dalla stessa Commissione VIA/VAS, e cioè, per il breve termine, il *Reference Exposure Level* fissato da OEHHA (*Californian Office of Environmental Health Hazard Assessment*), dip.to di CalEPA (*California Environmental Protection Agency*), che indica come media oraria RfC  $3.200 \text{ } \mu\text{g}/\text{m}^3$ , e per la media annua gli RfC  $500 \text{ } \mu\text{g}/\text{m}^3$  dell'US EPA, 2016.

Il Gestore sottolinea come i valori sopra indicati siano perfettamente in linea con le BATC (ed anzi, prossimi alle massime prestazioni ambientali previste), e che pertanto le emissioni sopra indicate, in quanto attuazione di una prescrizione imposta in sede di riesame, non solo non contribuiscono in alcun modo alla sostanzialità delle modifiche, ma anzi implementano al meglio i criteri posti alla base dell'applicazione delle BAT e quindi dei relativi obiettivi di tutela ambientale perseguiti anche dall'AIA.





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

**Intervento 4: Installazione di un abbattitore di CO (CO oxidizer)**

L'ossidazione del CO sarà eseguita mediante l'installazione di un catalizzatore a monte dell'SCR. In questo caso non c'è bisogno di un reagente dedicato essendo l'ossigeno già presente nel gas ed essendo la principale reazione coinvolta:  $2\text{CO} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2$ , che avviene ad alta temperatura nella zona di combustione. Tuttavia, poiché i fumi, una volta raffreddati, contengono ancora una parte di CO non ossidato e che ciò non può avvenire spontaneamente a bassa temperatura, è prevista l'installazione di un catalizzatore, che in questo caso sarà a base di Platino, impregnato su uno speciale substrato metallico a base di lega FeCr e posizionato per operare con temperatura dei fumi è di circa 430-460 °C.

**Intervento 5: Installazione di una caldaia ausiliaria elettrica ("e-boiler")**

L'intervento consiste nella realizzazione della nuova unità in prossimità dell'edificio della turbina a vapore, nella parte nord dell'area impianti.

La principale caratteristica dell'e-boiler, che produrrà il vapore delle tenute della TV in fase di avviamento del ciclo combinato, è ovviamente caratterizzata dall'assenza di qualsiasi combustione, e dunque anche di emissioni in atmosfera, nonché da una drastica riduzione dei consumi idrici. La nuova unità funzionerà infatti con alimentazione esclusivamente elettrica, con energia fornita attraverso un trasformatore in resina 6.6/.69 kV da 3 MVA da installare nelle vicinanze (all'interno di una cabina elettrica prefabbricata in c.a. vibrato o in struttura metallica coibentata).

Da un punto di vista impiantistico la nuova unità sarà costituita essenzialmente da un generatore di vapore elettrico equipaggiato con resistenze, un surriscaldatore elettrico, all'interno del quale il vapore saturo verrà ulteriormente scaldato da resistenze per portarlo allo stato di vapore surriscaldato e due pompe di alimento (2x100%) per l'alimentazione del generatore di vapore.

Tali dispositivi saranno collocati su uno *skid* strutturato su due livelli, provvisto di copertura e con dimensioni pari a 8,7 x 3,2 x 6,5 m.

L'impianto sarà alimentato con acqua demi fornita dal sito di Centrale. Gli spurghi e i drenaggi saranno raccolti in un serbatoio di *blowdown* per essere inviati all'impianto di neutralizzazione e, dopo trattamento, inviati allo scarico finale.

Il Gestore ribadisce infine che la caldaia ausiliaria, alimentata a gas, attualmente installata verrà comunque mantenuta, ma solo come sistema di riserva fredda. Cioè, la caldaia ausiliaria attuale, nella nuova configurazione, resterà spenta e gli eiettori non operativi, e l'eventuale riattivazione di tale sistema potrà avvenire solo in caso di emergenza (guasto del nuovo sistema basato su e-boiler e pompe ad anello liquido).





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

**Intervento 6: Installazione delle pompe da vuoto ad anello fluido**

Nella configurazione attuale, sia la creazione del vuoto nel condensatore in fase di avviamento (*hogging*) che l'estrazione degli incondensabili in fase di mantenimento del vuoto (*holding*) viene svolta dagli eiettori, assimilabili a pompe da vuoto e costituiti essenzialmente da un condotto convergente-divergente che, per effetto Venturi, provvede all'estrazione di materia dall'ambiente da evacuare. Gli eiettori necessitano di un fluido motore costituito da vapore surriscaldato alla pressione di 16 bar e a  $T=250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , che viene oggi fornito dalla caldaia ausiliaria esistente, mediante combustione del gas naturale.

Il fluido motore necessario per il funzionamento degli eiettori richiede una portata superiore a quella fornita dall'e-boiler e quindi si rende necessario sostituire gli eiettori con un diverso sistema, basato appunto su pompe ad anello liquido, che, al pari della nuova caldaia, sono macchine alimentate elettricamente, senza necessità di alcun prelievo di vapore né dalla caldaia stessa né dal generatore di vapore a recupero.

Da un punto di vista tecnico l'adeguamento in oggetto consisterà nell'installazione di un package caratterizzato dalla presenza di 3 pompe ad anello liquido, da 160 kWe e 2x110 kWe, e relative interconnessioni. Tale package sarà installato sotto il condensatore, in corrispondenza degli ultimi aerotermini più a nord. Allo scopo è prevista la realizzazione di un basamento con fondazione in calcestruzzo, ed inoltre, subito al di fuori dell'impronta a terra del condensatore, sarà installato un sistema (su *skid*) ad aerotermini, a servizio delle pompe.

Il Gestore ricorda che il progetto prevede comunque il mantenimento in sede degli eiettori, ai fini di un loro eventuale utilizzo qualora, in condizioni di emergenza (tipicamente, malfunzionamento/blocco del nuovo sistema), l'attuale caldaia ausiliaria debba essere temporaneamente avviata.

Da un punto di vista ambientale la modifica è sostanzialmente neutra, ma le pompe ad anello liquido sono caratterizzate da una minore rumorosità, che costituisce quindi, comunque, un miglioramento.

**Intervento 7: Retrofit dell'air condenser**

Questo intervento è finalizzato a migliorare le prestazioni del condensatore, in modo da rendere più efficiente il ciclo termodinamico della Centrale sfruttando il margine disponibile per la diminuzione del vuoto in uscita dalla turbina a vapore, e quindi ottenere un incremento del rendimento.

A questo scopo è prevista la modifica (potenziamento) dei 18 gruppi ventilatori, attraverso la sostituzione dei motori elettrici (di potenza nominale attuale pari a circa 90 kW) con altrettante unità di maggiore potenza (circa 130 kW nominali) e con installazione dei relativi riduttori di



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

velocità e variatori di frequenza (VFD). In aggiunta è inoltre prevista la modifica del relativo quadro di controllo (MCC), con aggiunta di ulteriori elementi all'esterno dell'attuale locale da alloggiare in container esterni.

La progettazione di questo intervento è stata condotta anche con l'obiettivo di evitare modifiche radicali del condensatore attuale, mantenendo le strutture e le caratteristiche esterne attuali ed evitando problemi (ad esempio, fenomeni di risonanza della struttura) che avrebbero potuto determinarsi a seguito di interventi di modifica molto profondi.

### **Intervento 8: Sistema di accumulo termico per il teleriscaldamento**

L'ultimo intervento previsto dal progetto è la realizzazione di un sistema di accumulo di acqua surriscaldata composto da 10 serbatoi (silos) da 215 m<sup>3</sup> ciascuno e di altezza pari a 20 metri, disposti in forma di array 5x2 e protetti visivamente da una paratia. L'acqua surriscaldata verrà consegnata in corrispondenza dell'aspirazione delle pompe di mandata del sistema di TLR mediante un collettore di collegamento a 132 °C per poter essere poi distribuita alle utenze attraverso la rete.

#### ***1.2. Aspetti ambientali connessi alla modifica***

Il Gestore dichiara che il progetto si presenta sostanzialmente neutro in termini di interazioni con l'ambiente. Infatti:

- ✓ I materiali previsti per la realizzazione degli interventi sono parti meccaniche prive di potenziali effetti nocivi sulla salute o sull'ambiente. Per quanto riguarda l'esercizio è previsto l'utilizzo di lubrificanti ed altri materiali di consumo analoghi a quelli già attualmente utilizzati ed autorizzati, e in quantità comparabili con quelle attuali. Fa eccezione il reagente per alimentare il DeNO<sub>x</sub>, ma si è visto che, oltre a trattarsi di sostanze di sintesi, non vi sarà alcun effetto sull'ambiente e/o sulla sicurezza legato alle operazioni di carico, preparazione e stoccaggio;
- ✓ In fase di realizzazione gli unici materiali di risulta prodotti saranno componenti meccanici rimossi e rifiuti ordinari da lavorazioni meccaniche, oltre che materiali ordinari di cantiere e quantità molto modeste di terre da scavo (700-900 m<sup>3</sup>), che saranno avviate a trattamento esterno, dato che il progetto non prevede interventi di rimodellamento e/o rinterro;
- ✓ Per quanto riguarda l'esercizio non sono previsti rifiuti in quantità e tipologia sostanzialmente diverse da quelle già attualmente prodotte, ad eccezione dei soli catalizzatori degli abbattitori, che dovranno essere smaltiti periodicamente in quanto gli stessi tendono ad esaurirsi entro circa 20.000 ore di esercizio. Essendo previsto l'uso di metalli di transizione per la realizzazione degli stessi, lo smaltimento avverrà con codice CER 160802\*, secondo quanto previsto dalle norme vigenti;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

- ✓ Non è previsto alcun fattore di rischio di possibili contaminazioni del suolo e/o dell'acqua, né in fase di attuazione degli interventi (stanti anche le tecniche assai consolidate previste in tale fase) né in fase di esercizio, che sarà analoga a quella attuale;
- ✓ Per quanto riguarda il rumore, gli effetti della sostituzione dei motori dei ventilatori sono da ritenersi del tutto trascurabili;
- ✓ Nell'area sono presenti alcuni corsi d'acqua (canali) naturali e artificiali, che però non sono in alcun modo interessati dalle azioni previste dall'intervento, o comunque non diversamente dall'assetto attuale;
- ✓ Non è previsto alcun fattore aggiuntivo di rischio di incidenti pericolosi per la salute e/o l'ambiente né in fase di attuazione dell'intervento, né in fase di esercizio, che anche da questo punto di vista sarà analoga a quella attuale;
- ✓ L'area di intervento è ubicata in zona con pericolosità sismica medio-bassa (Zona 3). In prossimità della stessa sono presenti aree con probabilità di alluvione media e aree di esondazione a probabilità media o moderata, che comunque non interessano direttamente il sito;
- ✓ La zona in cui è previsto l'intervento non è ubicata in aree sensibili da un punto di vista ambientale.

### **1.3. Modalità e tempi di realizzazione degli interventi**

Dalla descrizione degli interventi previsti il Gestore evidenzia come gli stessi, pur articolati e relativi a diverse aree dell'impianto, sono comunque caratterizzati da una netta prevalenza di attività di smontaggio e assemblaggio/installazione di apparecchiature elettromeccaniche esistenti e/o nuove.

Fanno eccezione i soli lavori di scavo della fossa di recupero sversamenti nell'area di scarico dell' $\text{NH}_4\text{OH}$  (peraltro, come visto, di soli 35 mc complessivi, con profondità fino a 3 metri), nonché i lavori di predisposizione delle fondazioni della caldaia elettrica e del basamento delle pompe ad anello fluido e dei silos per l'accumulo termico.

Per quanto riguarda gli altri interventi i relativi lavori non richiedono movimenti di terra ma soltanto l'impiego di mezzi di sollevamento (gru, paranchi elettrici, *forklift*) e di mezzi per il trasporto delle apparecchiature da e verso le aree di intervento.

Per quanto riguarda infine la tempistica dei lavori, il Gestore fa presente che alcuni degli interventi comportano la fermata della Centrale (es. sostituzione TG e alternatore, installazione catalizzatori nel GVR) ed altri, in tutto o in parte, possono essere realizzati con l'impianto in marcia (es. opere accessorie degli interventi, installazione e-boiler, retrofit air *condenser*, ecc), sebbene in alcuni casi con un prolungamento dei tempi di esecuzione. Ottimizzando le diverse attività in funzione delle



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

reciproche sovrapposizioni, il programma di massima sviluppato in questa fase prevede una durata totale di circa 16 mesi, di cui circa 6 mesi di fermo impianto e 1 mese per attività di *commissioning*.

Dal cronoprogramma fornito dal Gestore, che riporta anche la fase di approvvigionamento oltre che le attività di ingegneria si desume il completamento delle attività entro il 20/09/2024, con un tempo zero (approvvigionamenti inclusi) previsto per il 1/09/2022. In particolare il Gestore evidenzia come l'avvio degli approvvigionamenti resta vincolato al 1/9/2022, stanti i vincoli dettati dalla necessità di rispettare le date derivanti dall'aggiudicazione, da parte di Engie Produzione, dell'asta del 21/2/2022 del *Capacity Market*.

## 2. AGGIORNAMENTO DEI DATI

### *Produzione di energia (alla capacità produttiva)*

Unità	Apparecchiatura	Potenza termica di combustione (MWt)	Combustibile	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta elettrica (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Fase 2, 5, 6	Turbina a gas, Generatore, Turbina a vapore	730,81 (ante 702,41)	Gas naturale	424 (ante 395 eff.)	3.602.304	3.549.629

### *Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)*

Combustibile	Unità	% S	Ante (*)	post
Gas naturale	-	Le specifiche dichiarate nell'Allegato 11/A del Codice di Rete Snam indicano un contenuto massimo di zolfo pari a 20 mg/Sm <sup>3</sup>	610.252.399 Sm <sup>3</sup>	634.926.613Sm <sup>3</sup>

(\*) valore stimato dal Gestore sulla base di un PCI indicato pari a 35.204 kJ/90 Sm<sup>3</sup>, a fronti di un valore alla MCP dichiarata in sede istruttoria dell'AIA di cui al DM 435/2021 pari a 642.861.560,90

### *Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)*

Sigla Camino	Portata [Nm <sup>3</sup> /h]	Inquinanti	Ante (DM 435/2021)	post
C1	2.100.000	NOx	30 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria 20 mg/Nm <sup>3</sup> media <b>annua</b> (dopo 12 mesi) 185 t/anno (dopo 36 mesi)	10 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria 185 t/anno
		CO	20 mg/Nm <sup>3</sup>	10 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria
C2 In riserva fredda	19.000	NOx	150 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria	150 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria
		CO	100 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria	100 mg/Nm <sup>3</sup> media oraria



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

Nella pertinente scheda di cui alla documentazione il Gestore non riporta le indicazioni in merito alle emissioni di  $\text{NH}_3$ , comunque fornite nella relazione tecnica.

### **3. INTERGRAZIONE DELL'ANALISI DI CONFORMITÀ ALLE BAT**

In relazione all'applicazione delle BAT il Gestore osserva che gli interventi in progetto danno luogo ai seguenti aggiornamenti BATC per i Grandi Impianti di Combustione, di cui alle Decisioni di Esecuzione 2017/1442/UE e 2021/2326/UE.

#### BAT 4 (1.2 Monitoraggio)

La presenza del DeNOx SCR dà luogo ad emissioni di ammoniaca nei fumi, ad oggi assente. La BAT 4 prevede, in questi casi, un monitoraggio in continuo, che sarà pertanto implementato nello SME esistente.

#### BAT 6 (1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione)

L'installazione della nuova TG comporta una ulteriore e migliore implementazione della Tecnica d) ("Buona progettazione delle apparecchiature di combustione"), comunque già applicata.

#### BAT 7 (1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione)

L'installazione dell'abbattitore catalitico di  $\text{NO}_x$  introduce l'indicazione ad "ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/ $\text{NO}_x$ , distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente)". Tutte queste tecniche verranno adottate.

In aggiunta, la BAT (che attualmente non è applicata per definizione) individua un BAT-AEL "*< 3–10 mg/ $\text{Nm}^3$  come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR....*". Si è già visto, al riguardo, che le emissioni massime di  $\text{NH}_3$  previste per il caso del progetto in esame sono **pari a 4 mg/ $\text{Nm}^3$** , e quindi perfettamente in linea con il BAT-AEL.

#### BAT 8 (1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione)

L'installazione degli abbattitori comporta una ulteriore e migliore implementazione della BAT (Ottimizzazione dei sistemi di abbattimento), peraltro già applicata nella attuale TG.

#### BAT 12 (1.4 Efficienza energetica)

L'installazione della nuova TG, nonché gli interventi sul condensatore e quelli ad essi connessi, comportano una ulteriore e migliore implementazione almeno delle Tecniche a), b) e c), comunque già applicate, migliorando ulteriormente la resa energetica dell'impianto e il suo pieno.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

BAT 40 (4.1.1 Efficienza energetica)

v. BAT 12

BAT 42 (4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOX, CO, NMVOC e CH<sub>4</sub>)

L'installazione della nuova TG, nonché gli interventi sul condensatore e quelli ad essi connessi, comportano una ulteriore e migliore implementazione delle Tecniche a), c) e d), comunque già applicate.

L'installazione degli abbattitori comporta inoltre l'applicazione anche della Tecnica f) (Riduzione catalitica selettiva (SCR))

BAT 44 (4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOX, CO, NMVOC e CH<sub>4</sub>)

L'installazione del CO Oxidizer completa l'implementazione della BAT (già applicata per la TG, e comunque qui ulteriormente ottimizzata anche da quel punto di vista con la nuova TG). Infatti, l'ossidazione del CO è espressamente prevista dalla BAT come tecnica primaria di abbattimento.

Per quanto riguarda i VLE, pur non essendo indicati come BAT-AEL, il range 5-30 mg/Nm<sup>3</sup> viene ulteriormente e drasticamente tragguradato, con il dimezzamento delle concentrazioni di CO nei fumi.

Per quanto riguarda invece le BAT trasversali il Gestore ribadisce in particolare il fatto che il livello attuale della progettazione non consente di valutare compiutamente l'applicabilità e la validità di tali BAT, che quindi saranno oggetto di successive analisi.

Più in dettaglio, ciò risulta particolarmente applicabile al caso del Bref "*Emissions From Storage*" (EFS-2006), per quanto riguarda specificamente i nuovi serbatoi (peraltro, di dimensioni modeste) del reagente per il DeNO<sub>x</sub> (NH<sub>4</sub>OH), il cui design non è stato ancora definito al livello necessario per tali fini.

Per quanto riguarda invece il BRef "*Industrial Cooling Systems*" (ICS - 2001), fermo restando anche qui quanto già detto in merito al livello di progettazione, il Gestore evidenzia come l'utilizzo del controllo a frequenza variabile (VFD) per i nuovi motoriduttori dei ventilatori del condensatore possa corrispondere, di principio, a quanto indicato al punto XI.4 dell'Allegato XI del Bref ("*Examples of techniques to be considered within the primary BAT approach for Industrial Cooling Systems*").

Il Gestore in conclusione, evidenzia come gli interventi in progetto costituiscano *"una modifica che, oltre a migliorare drasticamente i principali parametri emissivi ed energetici, ampliano ulteriormente l'applicazione delle BAT, sia con riferimento alle tecniche già adottate, sia con riferimento a tecniche ulteriori"*.





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

**Considerato**  
**inoltre**

- Che la prescrizione n. [14] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 prevede che:  
*“A partire dal primo anno solare completo trascorsi 12 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, al camino C1 per il parametro  $NO_x$  dovrà essere rispettato un limite annuale pari a 20 mg/Nm<sup>3</sup>”*
- Che la prescrizione n. [15] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 prevede tra l’altro che:  
*“A partire dal primo anno solare completo trascorsi 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, al camino C1 per il parametro  $NO_x$  dovrà essere rispettato un limite annuale in massa pari a 185 t/anno di  $NO_x$ ”*
- Che la prescrizione n. [17] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 prevede tra l’altro che:  
*“Le emissioni massiche di  $NO_x$ , prodotte durante le fasi di accensione e spegnimento della CCCT dovranno risultare complessivamente inferiori a 10 ton/anno”.*
- Che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell’articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute. La non veridicità, falsa rappresentazione o l’incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell’autorità competente, un riesame del presente parere, fatta salva l’adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
- Che restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni e i valori limiti di cui al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. n. 435 del 27/10/2021, come integrate e modificate dal presente parere, nonché gli obblighi di cui al D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Che restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall’Autorizzazione Integrata Ambientale.
- Quanto previsto, in capo all’Autorità di Controllo (ISPRA), in materia di controllo del rispetto delle condizioni delle autorizzazioni integrate ambientali dall’art. 29-*decies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..





**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

**il Gruppo Istruttore  
ritiene**

che la modifica proposta in merito al **Progetto di miglioramento delle prestazioni ambientali ed energetiche della Centrale** sia accoglibile nel rispetto delle condizioni di cui al presente parere, che integrano e modificano il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al D.M. n. 435 del 27/10/2021 e s.m.i..

[A] Il Gestore deve dare comunicazione anticipata, all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo, di almeno 30 giorni dell'avvio e della conclusione delle fasi di cui al crono programma allegato alla comunicazione del Gestore prot. U0220 del 23/05/2022.

[B] La descrizione dell'installazione oggetto Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. n. 435 del 27/10/2021 s.m.i. debba intendersi conseguentemente aggiornata con le integrazioni e le modifiche illustrate nella comunicazione del Gestore prot. U0220 del 23/05/2022 con decorrenza dalle date indicate nella comunicazione di cui al punto precedente.

[C] La prescrizione [4] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 è modificata come segue:

*Il Gestore è tenuto al rispetto delle pertinenti disposizioni di cui alle sezioni 1 e 4.1 della Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021, nonché delle ulteriori BAT trasversali pertinenti.*

[D] La tabella di cui alla prescrizione [5] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 è modificata come segue

unità	apparecchiatura	Potenza termica (MW)	Potenza elettrica (MW)
CCGT	Turbina a gas (TG)	730,81	424
	Generatore di Vapore a Recupero (GVR)		
	Turbina a vapore (TV)		
CA	Caldaia ausiliaria	22	---



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

[E] Dopo la prescrizione [8] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 è è aggiunta la seguente prescrizione:

[8.bis] *Il Gestore dovrà attestare il miglioramento ( $\geq 1\%$ ) dichiarato del rendimento elettrico netto a valle degli interventi in progetto, attraverso una misura dello stesso ante e post operam, e conformemente alla BAT 2.*

[F] La tabella di cui alla prescrizione [13] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 è modificata come segue:

Camino		Portata MCP [Nm <sup>3</sup> /h]	Inquinanti	BAT AEL (mg/Nm <sup>3</sup> )		VLE DM 435/2021 [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Unità	h/sezione						
C1 (TG)	55 m 32,17 m <sup>2</sup>	2.100.000	NOx	CCGT nuove	10 – 30 annuo 15 – 40 giorno	30 orario	10 orario
			CO	CCGT nuove	5 – 30 annuo valore indicativo	20 orario	10 orario
			NH <sub>3</sub>	--	3 – 10 annuo	--	4 annuo
C2 Caldaia Aus da 22 MWt In riserva fredda	19,5 m 1,13 m	19.000	NOx	Caldaia esist. < 50 MWth	--	150 orario	150 orario
			CO		--	100 orario	100 orario

[G] al camino C1 per il parametro NOx dovrà essere rispettato un limite annuale in massa pari a 185 t/anno comprensivo dei periodi di normale funzionamento e dei periodi di avviamento e di arresto nonché dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite in concentrazione.

[H] 30 giorni dopo dell'entrata in esercizio a regime del nuovo assetto il Gestore deve comunicare il valore del minimo tecnico di ciascun gruppo e caldaia all'Autorità di Controllo.

[I] Le prescrizioni [14] e [15] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 sono espunte.

[J] La prescrizione [16] di cui al Parere Istruttorio Conclusivo allegato al DM 435/2021 è modificata come segue:



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**ENGIE Produzione S.p.A.**  
**Centrale Termoelettrica di Leinì (TO)**

*I parametri inquinanti  $NO_x$  e  $CO$  (camini C1 e C2) e  $NH_3$  (camino C1) dovranno essere monitorati in continuo, unitamente ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, umidità dei fumi (qualora la misura non sia condotta con l'utilizzo di sistemi di condensazione) e portata volumetrica dell'effluente gassoso*

- [K] Le integrazioni e le modifiche al D.M. n. 435 del 27/10/2021 e s.m.i., di cui al presente parere, si intendono vincolanti dall'entrata in esercizio del nuovo assetto, come da comunicazioni di cui al punto [A].
- [L] Restano fermi per il Gestore gli obblighi previsti dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale n. 435 del 27/10/2021 e s.m.i. rilasciato per l'esercizio della Centrale di ENGIE Produzione S.p.A. e dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., nonché ogni altra prescrizione derivante da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.
- [M] Il Piano di Monitoraggio e Controllo dovrà essere conseguentemente adeguato a cura dell'ISPRA.