Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
Commissione istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale - IPPC

Al Nucleo di Coordinamento della
Commissione IPPC
Sede

e.p.c. Al Presidente della Commissione IPPC
Sede

OGGETTO: **Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo Rev_1 relativo al riesame dell'AIA della Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora dell'A2A Calore & Servizi S.r.l., sita in Brescia**

(procedimento id. 65/12396)

In allegato alla presente, ai sensi degli Artt. 15 e 16 del DM 335/2017 relativo all'organizzazione ed al funzionamento della Commissione, facendo seguito alla richiesta della DG – VA, port. MASE n. 116189 del 24/06/2024, si trasmette la revisione del Parere Istruttorio Conclusivo, unitamente a copia degli atti relativi all'approvazione da parte del Gruppo Istruttore.

Si rappresenta in particolare come il Gruppo Istruttore, in merito a quanto osservato dal Gestore con nota prot. ACS/PAD/2024/LR/cm del 21/06/2024, acquisita gli atti del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in pari data con prot. MASE n. 115061, abbia ritenuto:

1. **Oss al pt. [D]** – il Gestore chiede che la comunicazione della data di avvio dei lavori e dell'aggiornamento del crono programma avvenga a partire, non dalla pubblicazione in G.U. dell'avviso di AIA, ma dalla notifica dell'Autorizzazione unica Provinciale. Accoglibile, osservazione condivisibile
2. **Oss al pt. [K].19** – il Gestore chiede chiarimenti in merito ai limiti per NH_3 in caso di ore di funzionamento inferiori a 6 ritenendo che in tale caso non sia prescritto alcune VLE – interpretazione coerente con la formulazione del PIC
3. Oss al pt. [K].25 – il Gestore chiede l'eliminazione dei parametri SO_2 e polveri dalle registrazioni durante i transistori in quanto non oggetto del monitoraggio in continuo (e le polveri non seggette a VLE) – Accoglibile, trattasi di un refuso.

Il Referente del Gruppo Istruttore

Paolo Ceci
27.06.2024 08:04:50 GMT+01:00

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

All. c.s.

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Riesame del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale n. 267 del 18/12/2020 per la sostituzione del Gruppo 3 (da 200 MW_t) con una Nuova Unità Cogenerativa (turbina a gas da 87 MW_t)

(id. MATTM-DVA 65/12396)

Gestore	A2A Calore & Servizi S.r.l.
Località	Brescia
GRUPPO ISTRUTTORE	Dott. Paolo Ceci (referente)
	Dott. Marco Mazzoni
	Prof. Antonio Mantovani
	Dott. Dario Fossati (esperto della Regione Lombardia)
	Dott. Riccardo Maria Davini (esperto della Provincia di Brescia)
	Ing. Angelantonio Capretti (esperto del Comune di Brescia)
Data	**27 giugno 2024**

Paolo Ceci
27.06.2024 08:04:50 GMT+01:00

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

- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC n. 452 del 15/03/2022, che assegna l'istruttoria per il riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale di teleriscaldamento A2A "Lamarmora" sita in Brescia a:
  - Dott. Paolo Ceci - Referente GI;
  - Dott. Marco Mazzoni;
  - Prof. Antonio Mantovani.
- Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della sicurezza Energetica sono stati nominati, ai fini dell'art. 10, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica n. 90 del 14 maggio 2007, i seguenti esperti regionali, provinciali e comunali:
  - Dott. Dario Fossati – Regione Lombardia;
  - Dott. Riccardo Maria Davini – Provincia di Brescia;
  - Ing. Angelantonio Capretti – Comune di Brescia.
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica prot. MiTE n. 26413 del 2/03/2022 avente ad oggetto "*Centrale termoelettrica A2A LAMARMORA di Brescia – 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, per il riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con DM 267 del 18/12/2020 –* ***Procedimento id 65/12396 (ID VIP 7445)***", con cui nell'avviare il procedimento, si trasmetteva la comunicazione, prot. MATTM n. 119024 del 3/11/2021, prevista dall'art. 27, comma 4 del D.Lgs. 152/2006 w ss.mm.ii.. in merito al Provvedimento Unico in materia Ambientale (PUA) di cui all'istanza del Gestore del 7/09/2021.
- Vista la pertinente documentazione trasmessa dal Gestore nell'ambito del PUA, giusta istanza prot. 2021-ACS-001981-P del 13/10/2021, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con prot. MATTM n. 111328 del 14/10/2021, disponibile sul sito https://va.mite.gov.it.
- Visto il Decreto di autorizzazione all'esercizio D.M. n. 267 del 18/12/2020, rilasciato alla Centrale di teleriscaldamento A2A "Lamarmora" di Brescia.
- Visti i contenuti della Relazione Istruttoria (RI) predisposta da ISPRA: RI 31/05/2022 prot. n. 32558 del 7/06/2022, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con prot. MiTE n. 70949 del 7/06/2022.
- Visto il giudizio positivo di compatibilità ambientale di cui al Decreto direttoriale MASE n. 63 del 22/02/2024, e le relative condizioni ambientali di cui al parere della Commissione tecnica PNRR-PNIEC, n. 182 del 06/07/2023.
- Visti gli esiti della riunione del Gruppo Istruttore (GI) del 21/03/2024, giusto verbale prot. CIPPC n. 593 del 21/03/2024.
- Viste le integrazioni e di chiarimenti forniti, giusto verbale prot. CIPPC n. 593 del 21/03/2024,

dal Gestore, con nota prot. ACS/PAD/2024/LR/cm del 25/03/2024, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con prot. MASE n. 57576 del 26/03/2024.

- Considerate le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Viste le *BATConclusions*, sui Grandi Impianti di Combustione (GIC), di cui alla Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021 ed in particolare la sezione 4.1 relativa alla combustione di gas naturale.
- Vista la D.G.R. 23 novembre 2020 - n. XI/3895 recante "*Indirizzi regionali per l'applicazione della Decisione (UE) 2017/1442 sulle conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD-BAT) per i grandi impianti di combustione, adottata ai sensi della direttiva 2010/75/UE, nell'ambito dei procedimenti di riesame delle autorizzazioni integrate ambientali (A.I.A.). disponibili (MTD-BAT) per i grandi impianti di combustione, adottata ai sensi della direttiva 2010/75/UE, nell'ambito dei procedimenti di riesame delle autorizzazioni integrate ambientali (A.I.A.)*".
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 05/04/2024 dalla Segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC n. 855 del 29/04/2024 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.
- Vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, prot. MASE n. 108064 del 12/06/2024 con la quale si convocava la Conferenza dei Servizi per il procedimento id. 65/12396.
- Vista la comunicazione del Gestore prot. n. ACS/PAD/2024/LR/cm del 21/06/2024, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con prot. MASE n. 115061 del 21/06/2024, con cui il Gestore ha presentato osservazioni al Parere Istruttorio Conclusivo prot. CIPPC n. 881/2024.
- la nota del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, prot. MASE n. 116189 del 24/06/2024, con cui veniva richiesto alla Commissione AIA-IPPC di esaminare le predette osservazioni ed eventualmente modificare il Parere Istruttorio Conclusivo.
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 21/06/2024 al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC n. 1107 del 25/06/2024 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.

Considerato

- Che dalla documentazione presentata dal Gestore (con particolare riferimento alle Schede B, C e D e relativi allegati ed. Agosto 2021) si desumono le seguenti dichiarazioni:

DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA

Ad oggi la Centrale è costituita da:

- un gruppo di cogenerazione TGR3 policombustibile, in grado di bruciare sia gas naturale sia carbone di potenza termica nominale di 200 MW, potenza elettrica nominale di 72 MWe e potenza termica resa al teleriscaldamento pari a 110 MWt. In coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione, in anticipo rispetto alle scadenze nazionali, da Ottobre 2020 l'utilizzo del carbone è stato dismesso e il gruppo TGR3 è alimentato esclusivamente a gas naturale;
- tre caldaie semplici CS101- CS201- CS301 a gas naturale per la produzione di calore per una potenza termica nominale complessiva pari a 285 MWt (95 MWt ciascuna) e potenza termica complessiva resa al teleriscaldamento pari a 255 MWt.

Il progetto prevede che l'attuale gruppo TGR3 (da 200 MWt) sia messo fuori esercizio; al fine di garantire la continuità e la sicurezza del servizio di teleriscaldamento cittadino nel suo complesso, il TGR3 verrà mantenuto disponibile come impianto di emergenza a cui ricorrere in caso di indisponibilità/guasto degli impianti di produzione che alimentano la rete di distribuzione calore di Brescia (oltre alla centrale Lamarmora, il termovalorizzatore e la centrale Nord).

La Nuova Unità Cogenerativa costituita da una nuova turbina a gas e da una nuova caldaia a recupero (sarà denominata GT1 ed avrà una potenza termica pari a circa 87 MWt e potenza elettrica pari a circa 32 MWe) sarà installata al posto del gruppo TGR2, attualmente dismesso (mantenuto in stato di conservazione fredda) e per il quale il gestore ha previsto la demolizione. La nuova unità, oltre alla turbina a gas, sarà costituita da una caldaia a recupero per la produzione di energia termica in cogenerazione ad alta efficienza e di sistemi di trattamento dei fumi necessari per abbattere gli inquinanti prima dell'invio delle emissioni al camino (sistema SCR per l'abbattimento di NOx). La nuova configurazione della Centrale, che pertanto prevede l'implementazione di un nuovo gruppo cogenerativo a gas (GT1) e l'utilizzo dell'attuale gruppo TGR3 (da 200 MWt) limitatamente alle funzioni di impianto di emergenza a cui ricorrere in caso di indisponibilità/guasto degli impianti di produzione che alimentano la rete di distribuzione calore di Brescia (ed in alternativa al GT1), non ha la necessità di realizzare nuovi camini, sfruttando le strutture già esistenti. In particolare, i fumi del nuovo turbogas saranno convogliati al camino esistente E2b di altezza pari a 100 m attualmente utilizzato dal TGR3. Anche in conseguenza di questa scelta tecnologica, l'esercizio previsto in emergenza del TGR3 sarà alternativo a quello del nuovo GT1: quindi, anche in funzionamento di emergenza la massima potenza termica nominale non potrà superare quella attualmente installata in centrale.

IN SINTESI:

La "Sostituzione dell'impianto esistente (Gruppo 3) con la nuova unità cogenerativa GT1 di produzione calore, nello specifico, l'installazione di una nuova turbina a gas cogenerativa, alimentata con gas naturale, con la possibilità di essere alimentata con un mix di gas naturale e idrogeno (fino al 30%), di potenza termica nominale inferiore rispetto al gruppo esistente Gruppo 3 sostituito", consistenti in:

- Realizzazione di un basamento in cemento armato per la costruzione del nuovo edificio che ospiterà la turbina a gas e di quella della cabina di compressione del gas naturale;
- Realizzazione degli edifici in coordinamento con le esigenze delle installazioni meccaniche; uno di questi, in corrispondenza dello spazio ad oggi adibito al Gruppo 2, mentre la nuova realizzazione risulterà avere un impatto estetico inferiore andando a ridurre l'altezza complessiva del fabbricato.
- Sviluppo delle opere meccaniche: installazione dei principali macchinari (la già nominata turbina a gas, una caldaia a recupero per produzione d'acqua surriscaldata, una cabina compressione gas naturale) e dello scambiatore di calore verso il teleriscaldamento, sistemi di pompaggio, vaso di pressurizzazione e di tutte le connessioni *piping* necessarie;
- Installazione delle opere elettriche comprensive di posa dei principali componenti;
- Realizzazione delle opere automazione costituite dall'installazione dei quadri di scambio dati e quadri PCU del sistema di controllo dedicato al nuovo impianto, interfacciamento con il sistema esistente e la configurazione delle logiche di processo.
- Utilizzo dell'attuale gruppo TGR3 (da 200 MWt) limitatamente alle funzioni di impianto di emergenza a cui ricorrere in caso di indisponibilità/guasto degli impianti di produzione che alimentano la rete di distribuzione calore di Brescia (ed in alternativa al GT1).

Gli interventi proposti pertanto prevedono:

- La riduzione della potenza termica nominale della turbina a gas, da 200 MWt a 86,5 MWt, di potenza elettrica pari a 32,5 MWe e potenza termica pari a circa 42 MWt a 15 °C;
- L'occupazione di suolo all'interno dell'area industriale già attualmente occupata dalla Centrale Lamarmora ed in particolare dal gruppo TGR2 dismesso. Detta occupazione di suolo è connessa alla presenza fisica della nuova turbina gas che impegnerà un'area complessiva di circa 1.150 m^2.

1. DESCRIZIONE DELLE NUOVE APPARECCHIATURE

1.1. Turbina a Gas

L'installazione sarà costituita da una turbina a gas che verrà alloggiata in un nuovo edificio dedicato al sistema di cogenerazione da realizzarsi, in corrispondenza dell'attuale gruppo 2 già dismesso. La tecnologia della turbina a gas di futura installazione prevedrà la possibilità di alimentare l'impianto con un mix di gas naturale e idrogeno (dal 10% al 30%), qualora quest'ultimo sia reso disponibile. Il Gestore comunica che, al fine di poter rispettare il cronoprogramma del progetto, la demolizione del Gruppo 2 sarà oggetto di un procedimento di Comunicazione di modifica non sostanziale dell'AIA vigente.

La realizzazione della nuova unità cogenerativa alimentata a gas naturale è finalizzata alla produzione combinata di energia elettrica ed energia termica. L'energia elettrica verrà utilizzata parzialmente per coprire gli autoconsumi della Centrale e per la restante parte verrà immessa nella rete elettrica nazionale, mentre l'energia termica, invece, verrà immessa nella rete di teleriscaldamento urbana.

Si evidenzia che la nuova turbina avrà valori di potenza elettrica e termica fortemente dipendenti dalle condizioni ambientali, nella seguente Tabella sono riportati tali valori a temperatura pari a -15°C e 15°C.

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

Temperatura	Potenza Nominale [MW]	Potenza Elettrica [MWe]	Potenza termica [MWt]
- 15°C	97,5	37,5	45
15°C	86,5	32,5	42

I fumi di combustione della nuova unità saranno convogliati all'interno del Camino E2 esistente in modo da evitare impatti legati alla realizzazione di una nuova ciminiera o alla demolizione di quelle esistenti.

Si evidenzia inoltre che con la cessazione dell'utilizzo del carbone (2021) non sono più presenti i seguenti punti di emissioni convogliate relative agli impianti di scarico, movimentazione e stoccaggio del carbone:

- E4 - camino di scarico carbone;
- E5 - camino di trasporto carbone;
- V1 - sfiato silo ceneri leggere;
- V2 - sfiato silo residuo desolforazione.

1.2. Caldaia a Recupero

Il recupero cogenerativo sarà attuato mediante una caldaia a recupero in grado di scambiare calore tra i fumi in uscita dalla turbina e il fluido di un circuito intermedio che a sua volta cederà il calore assorbito alla rete di teleriscaldamento. Al fine di assicurare delle prestazioni molto elevate anche dal punto di vista ambientale sarà installato un sistema di trattamento dei fumi che consentirà di abbattere l'emissione di CO e NO_x.

1.3. Sistema Trattamento Fumi

La nuova turbina a gas avrà un sistema di combustione a basse emissioni che coadiuvato dal sistema di trattamento fumi, permetterà di garantire basse emissioni inquinanti. La nuova installazione sarà dotata di:

- un sistema di riduzione catalitica degli ossidi di azoto (DeNOx-SCR) che consentirà di ridurre in modo rilevante NO e NO_2 trasformandoli in composti inerti per l'ambiente, quali azoto e vapore acqueo;
- un sistema di contenimento delle emissioni di monossido di carbonio. A tale scopo sarà installato un depuratore catalitico ossidante, a monte del sistema DeNOx.

L'abbattimento degli NO_x avverrà attraverso l'iniezione di una quantità predeterminata di reagente

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

prima del reattore catalitico (riduzione catalitica selettiva) e come reagente sarà utilizzata una soluzione di urea. Il reagente sarà immesso direttamente nei gas di scarico ed iniettato in quantità proporzionali al carico della turbina. Nel reattore i catalizzatori ceramici ad alto rendimento convertiranno gli NO_x in azoto (N_2) e vapore acqueo (H_2O) con l'aiuto dell'ossigeno presente nell'aria (O_2) e l'ammoniaca (NH_3).

L'urea verrà stoccata in serbatoi sfruttando i sistemi già presenti all'interno della Centrale Lamarmora.

1.4. Scambiatore di Calore verso il Teleriscaldamento

Il nuovo impianto si connetterà al teleriscaldamento sfruttando le connessioni esistenti del Gruppo 2 dismesso nel 2015, verranno quindi realizzate delle nuove linee che si connetteranno allo scambiatore tra teleriscaldamento e circuito turbina sopra menzionato.

Tali linee saranno complete di:

- valvole di intercettazione a farfalla pneumatiche e manuali;
- misuratore di energia termica (misuratore di portata e sonde di temperatura poste sulle tubazioni di ingresso e uscita dello scambiatore dal lato teleriscaldamento);
- strumentazione (sonde di temperatura e pressione);
- sistemi di sicurezza e collegamento al vaso di espansione.

1.5. Circuito Turbina a Gas e Sistema di Espansione

Il circuito turbina invece si estenderà tra la caldaia a recupero e lo scambiatore di calore verso il teleriscaldamento con l'inserimento di:

- n.2 pompe centrifughe in parallelo necessarie per il controllo della portata nell'anello;
- un misuratore di portata;
- strumentazione (sonde di temperatura e pressione);
- sistemi di sicurezza;
- sistema di espansione dedicato.

Il sistema di espansione sarà indicativamente costituito da un vaso atmosferico che svolgerà la funzione di cassa d'acqua reintegrando quando necessario il circuito e da un vaso pressurizzato con azoto che manterrà la pressione nel punto di connessione pressoché costante.

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

1.6. Sistema Gas Naturale

Per il suo funzionamento la nuova turbina necessita di un'alimentazione di gas naturale ad alta pressione pari a circa 30 bar. La portata di gas naturale proveniente dalla rete cittadina dovrà quindi essere regolata da un sistema di compressione che consentirà di raggiungere il set-point richiesto dal costruttore.

La cabina di compressione sarà alimentata da una linea gas metano di alta pressione 12 bar.

1.7. Sistema Elettrico e di Controllo

L'unità cogenerativa sarà dotata di un sistema elettrico articolato installato per la maggior parte all'interno dell'edificio di nuova realizzazione che ospiterà:

- quadro principale di macchina;
- trasformatori BT-MT per alimentazione dei sistemi di compressione del gas naturale, sistemi di pompaggio e in generale di tutti gli ausiliari necessari al funzionamento del nuovo impianto.

Il nuovo edificio sarà realizzato in corrispondenza dello spazio ad oggi adibito al Gruppo 2, la cui demolizione è oggetto di un procedimento separato di modifica non sostanziale.

Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di controllo locale fornito dal costruttore del package turbina che si interfaccerà mediante un collegamento in fibra ottica dedicato con il sistema di supervisione già presente in Centrale consentendo la conduzione dell'intero sistema direttamente nella sala controllo esistente e recentemente rinnovata.

1.8. Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni (SME)

La Centrale è attualmente dotata di due camini alti 100 m per l'emissione dei fumi di combustione. Nel camino E1 vengono convogliati i fumi di combustione delle caldaie CS101 (**E1a**) e CS201 (**E1b**) mentre nel camino E2 vengono convogliati i fumi di combustione del TGR3 (**E2b**) e della caldaia CS301 (**E2a**).

I fumi di combustione della nuova unità saranno convogliati all'interno del Camino E2 in modo da evitare impatti legati alla realizzazione di una nuova ciminiera.

1.9. Sistema di Reintegro e Scarico Acque

La nuova unità per la sua costituzione non necessiterà di spurghi e reintegri continui, saranno comunque possibili prelievi di acqua per i primi riempimenti, spurghi occasionali e attività di manutenzione. L'acqua utilizzata per tali scopi sarà fornita dal sistema presente in centrale di produzione di acqua demi. Anche l'additivazione è prevista unicamente negli scenari sopra descritti o qualora si ravvisassero, in seguito al periodico campionamento e analisi delle caratteristiche chimico fisiche dell'acqua dei circuiti, la necessità di ripristinare i parametri corretti al mantenimento

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

dei componenti di impianto.

L'edificio di contenimento delle nuove unità, dotato al suo interno di pavimentazione impermeabile, sarà comunque corredato di un sistema di raccolta delle acque che accidentalmente potrebbero spargersi, che verranno poi convogliate all'esistente sistema di trattamento acque della Centrale.

1.10. Altri Sistemi

La nuova installazione sarà dotata di un sistema antincendio specificatamente progettato e realizzato del quale preliminarmente è possibile prevedere la presenza dei seguenti dispositivi:

- rete acqua antincendio con idranti;
- estintori;
- rilevatori di gas.

L'edificio sarà inoltre dotato delle necessarie vie di fuga.

Per quanto riguarda altri sistemi, quali ad esempio l'aria compressa per il funzionamento di eventuali valvole pneumatiche, o per i servizi generali, ci si allaccerà alle esistenti reti presenti in Centrale.

1.11. Applicazione delle BAT

Nel presente paragrafo si riportano le risultanze del confronto, effettuato dal Gestore (rif. Scheda D), fra le tecniche che saranno implementate per il progetto proposto e le indicazioni dei "*Best Available Techniques Reference Documents*" europei in materia di migliori tecniche disponibili (BAT), con particolare riferimento alle BAT-C GIC, BAT-C CWW, BAT-C WT ed al *Bref Energy Efficiency*.

Riferimento Conclusioni sulle BAT e BRef di Settore	Comparto/ matrice ambientale	Descrizione	Situazione Impianto dichiarata dal Gestore
BAT-C GIC No. 1 §1.1 Pag. 12 (Conclusioni Generali) Sistema di Gestione Ambientale BAT-C CWW No. 1 §1 Pag. 27 (Conclusioni Generali) Sistema di Gestione Ambientale Bref Energy Efficiency No. 1 §4.2.1 Pag. 273	SGA	*Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale con le seguenti caratteristiche:* *i. impegno della direzione;* *ii. definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale;* *iii. pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti;* *iv. attuazione delle procedure, prestando particolare attenzione ai seguenti aspetti: struttura e responsabilità, assunzione, formazione, sensibilizzazione e competenza, comunicazione, coinvolgimento del personale, documentazione, controllo efficace dei processi, pianificazione di programmi di manutenzione periodica, preparazione e risposta alle emergenze, rispetto della legislazione ambientale;* *v. controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive;* *vi. riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace;* *vii. attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite;* *viii. attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita;* *ix. svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare;* *x. programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione;* *xi. un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto;* *xii. un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16;* *xiii. un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente;* *xiv. un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi;*	La Centrale Lamarmora è dotata di SGA e possiede i seguenti certificati: • ISO 14001; • EMAS. Si evidenzia che tali sistemi saranno integrati sulla base della modifica progettuale in oggetto.

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

		xv. un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili; *xvi. per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori.*	
BAT-C GIC No. 10 §1.3 Pag.21 (Conclusioni Generali) Prestazioni Ambientali Generali e di Combustione	SGA	*Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:* • *adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);* • *elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;* • *rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;* • *valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive.* *La centrale Lamarmora in ambito SGA si è dotata per quanto richiesto per le emissioni in atmosfera di manuale di gestione SME, per gli scarichi idrici dell'istruzione 604.0048-gestione impianto trattamento acque reflue, per le contaminazioni della procedura di società 204.0005 gestione degli eventi potenzialmente contaminanti, dei siti contaminati e delle situazioni di contaminazione storica.*	La centrale Lamarmora in ambito SGA si è dotata per quanto richiesto per le emissioni in atmosfera di manuale di gestione SME, per gli scarichi idrici dell'istruzione 604.0048-gestione impianto trattamento acque reflue, per le contaminazioni della procedura di società 204.0005 gestione degli eventi potenzialmente contaminanti, dei siti contaminati e delle situazioni di contaminazione storica. È inoltre implementata una programmazione preventiva della manutenzione delle apparecchiature che garantiscono il corretto funzionamento degli impianti.
BAT-C CWW No. 2 §1 Pag. 29 (Conclusioni Generali) Sistema di Gestione Ambientale	SGA	*Al fine di favorire la riduzione delle emissioni in acqua e in aria e del consumo di risorse idriche, la BAT consiste nell'istituire e mantenere, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un inventario dei flussi di acque reflue e degli scarichi gassosi, con tutte le seguenti caratteristiche:* *i) informazioni sui processi chimici di produzione;* *ii) informazioni, quanto più possibile complete, riguardo alle caratteristiche dei flussi delle acque reflue;* *iii) informazioni, quanto più possibile complete, riguardo alle caratteristiche dei flussi degli scarichi gassosi.*	La centrale Lamarmora in ambito SGA si è dotata per quanto richiesto per le emissioni in atmosfera di manuale di gestione SME, per gli scarichi idrici dell'istruzione 604.0048-gestione impianto trattamento acque reflue. Si evidenzia che tali sistemi saranno integrati sulla base della modifica progettuale in oggetto.
BAT-C GIC No. 2 §1.2 Pag. 13 (Conclusioni Generali) Monitoraggio	Consumo ed efficienza energetica	*La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che*	Per la nuova turbina a gas (GT1), a seguito dell'installazione saranno svolti i collaudi per verificare le prestazioni energetiche quali rendimento elettrico e rendimento termico e, di conseguenza, il consumo totale netto di combustibile. In seguito, il consumo totale di combustibile, il rendimento termico e il rendimento elettrico saranno calcolati a consuntivo con

		potrebbe incidere in modo significativo sul *rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.*	periodicità mensile dai dati di esercizio di cui alle Comunicazioni annuali. Per il rendimento complessivo delle unità di produzione semplice del calore (CS101-CS201-CS301) si fa riferimento alle Relazioni di collaudo (2017).
BAT-C GIC No. 12 §1.4 Pag. 21 (Conclusioni Generali) Efficienza Energetica Bref Energy Efficiency No. 20 §4.3.4 Pag. 288 Bref Energy Efficiency No. 6 §4.2.2.2 Pag. 276	Consumo ed efficienza energetica	*Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate:* • *ottimizzazione della combustione;* • *ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro;* • *ottimizzazione del ciclo del vapore;* • *riduzione al minimo del consumo di energia;* • *preriscaldamento dell'aria di combustione;* • *preriscaldamento del combustibile;* • *sistema di controllo avanzato;* • *preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato;* • *recupero di calore da cogenerazione (CHP);* • *disponibilità della CHP;* • *condensatore degli effluenti gassosi;* • *accumulo termico;* • *camino umido;* • *scarico attraverso torre di raffreddamento;* • *preessiccamento del combustibile;* • *riduzione al minimo delle perdite di calore;* • *materiali avanzati;* • *potenziamento delle turbine a vapore;* • *condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche.*	Per quanto riguarda l'ottimizzazione della combustione e l'utilizzo di un sistema avanzato, si evidenzia che le 3 caldaie CS101, CS201 e CS301 sono dotate di un sistema di controllo dei bruciatori del tipo BMS per controllare in automatico il sistema di combustione. Nella Centrale Lamarmora sarà installata una turbina a gas GT1 che permetterà di fornire in cogenerazione (CHP) ad alto rendimento, mediante una caldaia a recupero, potenza termica alla rete di teleriscaldamento. La nuova turbina sarà dotata di sistema di controllo avanzato per l'ottimizzazione del ciclo produttivo. Si ricorda inoltre nella Centrale è presente uno stoccaggio del calore recentemente ampliato (2019) finalizzato ad incrementare l'efficienza energetica-ambientale complessiva del sistema di teleriscaldamento. In particolare il sistema di accumulo consente di disaccoppiare la produzione di calore dalla richiesta dello stesso da parte dell'utenza. Tutti gli impianti sono dotati di controllo informatizzato dei principali parametri di combustione.
BAT-C GIC No. 40 § 4.1.1 Pag. 51 (Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale) Efficienza energetica	Consumo ed efficienza energetica	*Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito:* • *Ciclo combinato.*	Si veda quanto riportato per la precedente BAT No.12. In Centrale sono adottate una combinazione di tecniche che permettono di raggiungere un elevato rendimento energetico. Il ciclo combinato non è applicato alla centrale Lamarmora e il nuovo turbogas GT1 opererà in ciclo aperto cogenerativo. In riferimento alla Tabella 23 tale BAT risulta rispettata per le caldaie a gas CS101-CS201-CS301 con consumo totale netto di combustibile compreso tra 78 e 95%, mentre per la nuova turbina GT1, anch'essa alimentata a gas naturale, essendo di tipo cogenerativo si applica solo uno tra rendimento elettrico netto e consumo totale netto di combustibile; per quest'ultimo per le turbine in ciclo aperto non è previsto nessun BAT-AEEL.

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

		(Tabella 23) *Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale Limiti per caldaia a Gas esistente:* • *Consumo totale netto di combustibile 78-95 %;*	Per le caldaie semplici CS101, CS201, CS301 il consumo di combustibile e la produzione di energia termica per l'anno 2020 sono rispettivamente: • CS101: 21,2 e 19,9 GWh • CS201: 29,3 e 27,3 GWh • CS301: 18,5 e 17,2 GWh con redimenti rispettivamente del 93,7%, 93,1% e 92,7%. [ndr] Il Gestore con le integrazioni di marzo 2023, fornisce anche i dati relativi agli anni 2021, 2022 e 2023, nonché il consumo totale netto come da fogli di collaudo, ovvero 94,1%, 94,7% e 95,5%.
		(Tabella 23) *Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale 1) Limiti per nuova turbina a gas a ciclo aperto:* • *Rendimento elettrico netto 36-41.5 %* • *Consumo totale netto di combustibile Nessun BAT-AEEL* *Nota 1): Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).*	Considerando che la nuova turbina a gas GT1 in ciclo aperto sarà del tipo cogenerativo CHP non sono previsti limiti BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile.
BAT-C GIC No. 9 § 1.3 Pag. 19 (Conclusioni Generali) Prestazioni Ambientali Generali e di Combustione	Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	*La BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1):* *i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;* *ii) prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato);* *iii) successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato (cfr. descrizioni alla sezione 8.1).*	Per l'approvvigionamento del gas naturale sono presenti i rapporti mensili del distributore.
BAT-C GIC No. 7 § 1.3 Pag. 19 (Conclusioni generali) Prestazioni Ambientali	Emissioni convogliate in atmosfera	*Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOX, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto*	La presente BAT si applicherà alla turbina a gas GT1. L'abbattimento degli NO_x è effettuato mediante soluzione di urea. Il reagente sarà immesso direttamente nei gas di scarico ed iniettato in quantità proporzionali carico della turbina. Nel reattore i catalizzatori ceramici ad alto

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

generali e di combustione		*reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente).*	rendimento convertiranno gli NO_x in azoto (N_2) e vapore acqueo (H_2O) con l'aiuto dell'ossigeno presente nell'aria (O_2) e l'ammoniaca (NH_3). Sarà applicato il dosaggio di urea in funzione dei valori di NO_x misurati in uscita dal sistema trattamento fumi. Il Gestore verificherà periodicamente la funzionalità delle lance per l'iniezione del reagente; verrà altresì verificata la funzionalità del catalizzatore presso il fornitore.
BAT-C GIC No. 6 § 1.3 Pag. 18 (Conclusioni Generali) Prestazioni Ambientali Generali e di Combustione	Emissioni convogliate in atmosfera	*Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito:* • *dosaggio e miscela dei combustibili;* • *manutenzione del sistema di combustione;* • *sistema di controllo avanzato;* • *buona progettazione delle apparecchiature di combustione;* • *scelta del combustibile.*	La manutenzione dei sistemi di combustione presenti nella Centrale è eseguita in conformità alle raccomandazioni dei fornitori ed è gestita secondo le procedure EN ISO 14001 ed EMAS. Le caldaie CS101, CS201 e CS301 possiedono: • sistema di controllo dei bruciatori per governare in automatico il sistema di combustione; • caratteristiche tecniche che permettono di raggiungere ottime performance ambientali in linea con le indicazioni IPPC della Commissione Europea. Gli impianti sono tutti alimentati a gas naturale. La turbina a gas GT1 sarà inoltre dotata di un sistema di contenimento degli ossidi di carbonio. Il gestore controlla tutte le apparecchiature per il corretto funzionamento dell'impianto, adottando logiche diverse in relazione al tipo di apparecchiatura/strumento. Le attività sono opportunamente registrate e conservate in area di rete dedicata.
BAT-C GIC No. 8 § 1.3 Pag. 19 (Conclusioni Generali) Prestazioni Ambientali Generali e di Combustione	Emissioni convogliate in atmosfera	*Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.*	L'impianto e i sistemi di abbattimento sono progettati, eserciti e manutenuti in maniera da prevenire e ridurre le emissioni in atmosfera. Nello specifico si evidenzia che la nuova turbina avrà un sistema di combustione a basse emissioni che coadiuvato dal sistema di trattamento fumi permetterà di garantire ottime performance emissive. La nuova installazione sarà dotata di: • un sistema di riduzione catalitica degli ossidi di azoto che consentirà di eliminare in modo rilevante NO e NO_2 trasformandoli in composti inerti per l'ambiente, quali azoto e vapore acqueo; • un sistema di contenimento degli ossidi di carbonio. A tale scopo sarà installato un depuratore catalitico ossidante. Per quanto riguarda invece le caldaie CS101, CS201 e CS301 si evidenzia che queste ultime possiedono caratteristiche tecniche che permettono di raggiungere ottime performance ambientali in linea con le indicazioni IPPC della Commissione Europea, quali bruciatori a bassissima emissione e una corretta regolazione della combustione con sistema BMS.
BAT-C GIC No. 41 § 4.1.2 Pag. 52 (Conclusioni sulle BAT per	Emissioni convogliate in atmosfera	*Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:*	Le caldaie CS101, CS201 e CS301 possiedono: • sistemi di combustione a bassa produzione di NOx che riescono a garantire ottime performance ambientali in linea con le indicazioni IPPC

la combustione di gas naturale) Emissioni in atmosfera di NO_X, CO, NMVOC e CH_4		• *Immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (air e/o fuel staging);* • *Ricircolo degli effluenti gassosi;* • *Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB);* • *Sistema di controllo avanzato;* • *Riduzione della temperatura dell'aria di combustione;* • *Riduzione non catalitica selettiva (SNCR);* • *Riduzione catalitica selettiva (SCR).*	della Commissione Europea; • sistema di ricircolo dei fumi; • fuel staging; • quadro di controllo del sistema di combustione del tipo BMS.
BAT-C GIC No. 42 § 4.1.2 Pag. 52 (Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale) Emissioni in atmosfera di NO_X, CO, NMVOC e CH_4	Emissioni convogliate in atmosfera	*Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.* • *Sistema di controllo avanzato;* • *Aggiunta di acqua/vapore;* • *Bruciatori a bassa emissione di NO_x a secco (DLN);* • *Modi di progettazione a basso carico;* • *Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB);* • *Riduzione catalitica selettiva (SCR).*	La nuova turbina a gas GT1 sarà dotata di un sistema di controllo avanzato e della riduzione catalitica selettiva degli NO_x.
BAT-C GIC No. 44 § 4.1.2 Pag. 54 (Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale) Emissioni in atmosfera di NO_X, CO, NMVOC e CH_4	Emissioni convogliate in atmosfera	*Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.*	Oltre alle tecniche elencate alla sezione 8.3 applicate alla centrale Lamarmora sono quelle già descritte per la BAT No. 41, si evidenzia che la nuova turbina a gas GT1 sarà dotata di un depuratore catalitico ossidante per il contenimento degli ossidi di carbonio.
		Emissioni in atmosfera di NOX, (Tabella 24) *Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BATAEL) per le emissioni in atmosfera di NOX risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas. Limiti per nuove OCGT con potenza termica nominale ≥ 50 MWt:* • *media annua 15-35 mg/Nm^3* • *media giornaliera o nel periodo di campionamento 25-50 mg/Nm^3*	Per quanto riguarda la GT1 si considera che la concentrazione di NOx rappresentativa degli inquinanti emessi in fase di esercizio dalla GT1 (indicata nella scheda C.7.2 relativa alle Emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla massima capacità produttiva) è pari a 30 mg/Nm3. Pertanto i limiti indicati saranno rispettati
		Emissioni in atmosfera di CO per OCGT *Livelli medi annui di emissione di CO per Nuove OCGT di potenza ≥ 50 MWth:* • *< 5–40 mg/Nm^3.* *Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > del 39 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore di tale intervallo, corrispondente a [valore più alto] × RE/39, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.*	Per quanto riguarda la GT1 si considera che la concentrazione di CO rappresentativa degli inquinanti emessi in fase di esercizio dalla GT1 (indicata nella scheda C.7.2 relativa alle Emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla massima capacità produttiva) è pari a 30 mg/Nm^3. Pertanto i limiti indicati saranno rispettati.
		Caldaie (Tabella 25) *Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BATAEL) per le emissioni in atmosfera di NOX risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie*	La media annuale di emissioni di NOx della caldaia CS101/CS201/CS301, calcolata considerando la media pesata dei valori medi mensili riportati nella comunicazione annuale per l'anno 2020 è pari a 69/65/70 mg/Nm^3. Pertanto la media annuale risulta inferiore ai limiti imposti dalla BAT. L'attuale limite

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

		e motori Limiti per impianti esistenti: • *Media giornaliera o media del periodo di campionamento 85-110 mg/Nm^3* • *Media annua 50-100 mg/Nm^3*	di 75 mg/Nm^3 (giornaliero e annuale) è normalmente rispettato.
BAT-C GIC No. 3 § 1.3 Pag. 14 (Conclusioni Generali) Monitoraggio	Monitoraggio delle emissioni convogliate	*La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera, tra cui: Portata, Tenore Ossigeno, Temperatura, Pressione, Tenore di Vapore acqueo. Determinazione /Misurazione periodica o in continuo.*	Come riportato nel Piano di Monitoraggio e Controllo (Autorizzato con DM 0000267 del 18/12/2020), i punti di emissione E1 ed E2, nei quali sono convogliati i fumi provenienti dalle 3 unità di produzione di semplice calore (CS101, CS201 e CS301) e dove sarà convogliata anche la turbina GT1, sono e saranno monitorati in continuo per quanto riguarda i seguenti parametri temperatura, ossigeno, pressione, portata e umidità (eccetto per le caldaie semplici); e tale monitoraggio rimarrà invariato rispetto a quanto avviene già attualmente. Si evidenzia inoltre che per ogni unità di produzione è installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).
BAT-C GIC No. 4 § 1.2 Pag. 14 (Conclusioni Generali) Monitoraggio	Monitoraggio delle emissioni convogliate	*La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata in conformità con le norme EN.*	Come previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo (autorizzato con DM 0000267 del 18/12/2020), il sistema di monitoraggio delle emissioni della centrale prevede: • per le tre unità di generazione semplice di calore monitoraggi in continuo delle concentrazioni dei gas inquinanti NO_x e CO; • per la turbina GT1 come riportato nella proposta di Piano di monitoraggio presentata in allegato al SIA nell'ambito della Procedura di VIA del progetto, saranno monitorati in continuo le concentrazioni di NO_x, CO e NH_3.
BAT-C GIC *No. 11 § 1.3 Pag. 21 (Conclusioni Generali) Livelli di emissioni associati alle BAT*	Monitoraggio delle emissioni convogliate	*La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.*	Il sistema di monitoraggio delle emissioni avrà lo scopo di rilevare in continuo le concentrazioni dei gas inquinanti NO_x, CO e NH_3 emesse sia dai camini della nuova turbina GT1 sia dalle 3 unità di generazione semplice di calore già esistenti come previsto dal PMC. Il sistema di monitoraggio delle emissioni elaborerà in continuo i dati acquisiti secondo le prescrizioni delle normative di legge in vigore, calcolando i valori medi orari e giornalieri. I dati acquisiti, elaborati ed archiviati dal sistema di monitoraggio saranno trasmessi, come avviene già attualmente, all'autorità competente con le modalità e le tempistiche previste dalle leggi vigenti. Tale sistema registra anche le emissioni durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (transitori), permettendo di comunicare ogni anno al Ministero in ottemperanza al Decreto AIA il quantitativo di inquinanti emessi in atmosfera durante i transitori ed il numero di transitori occorsi durante l'anno. Il sistema di trattamento acque Dondi è dotato allo scarico dei seguenti strumenti di misura in continuo per pH, temperatura e portata.
BAT-C GIC	Gestione delle acque reflue	*Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse,*	Le acque trattate in uscita dall'Impianto Dondi sono inviate in parte al

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

No. 13 § 1.5 Pag. 24 (Conclusioni Generali) Consumo d'Acqua ed Emissioni nell'Acqua	ed emissioni in acqua	*la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito:* • *Riciclo dell'Acqua;* • *Movimentazione a secco delle ceneri pesanti.*	Termoutilizzatore adiacente per il riutilizzo nel bagno di spegnimento scorie.
BAT-C GIC No. 14 § 1.5 Pag. 24 (Conclusioni Generali) Consumo d'Acqua ed Emissioni nell'Acqua BAT-C CWW No. 8 §3 Pag. 31 (Conclusioni Generali) Emissioni in acqua	Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	*Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.*	I diversi flussi degli scarichi idrici prodotti dalla centrale sono tenuti divisi e trattati separatamente; infatti le reti fognarie sono mantenute separate fisicamente in modo da dividere le acque di origine civile ed industriali da quelle meteoriche. Gli scarichi idrici della Centrale sono rappresentati da: • acque di scarico di tipo domestico, scaricate in pubblica fognatura; • acque industriali di processo (chimiche acide, carboniose e oleose) trattate dall'impianto Dondi (processo di depurazione delle acque); • acque meteoriche afferenti all'edificio caldaie convogliate in una rete di acque bianche tramite la quale sono scaricate all'esterno della Centrale (in Via Ziziola) in un punto di scarico in corpo idrico superficiale.
BAT-C CWW No. 10 §3 Pag. 31 (Conclusioni Generali) Emissioni in Acqua BAT-C CWW No. 10 §3 Pag. 31 (Conclusioni Generali) Emissioni in acqua	Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	*Al fine di ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche di trattamento finale delle acque reflue*	La centrale possiede un impianto di trattamento dell'acqua (Dondi) nel quale le acque reflue subiscono il processo di neutralizzazione, la chiari-flocculazione e la filtrazione finale su sabbia. Il sistema di trattamento acque reflue della centrale è costituito principalmente da: • serbatoi stoccaggio reflui da trattare; • sezione disoleazione; • sezione chimico-fisica; • filtrazione finale su filtri a sabbia; • vasche finali di controllo idoneità allo scarico del refluo
BAT-C CWW No. 3 §2 Pag. 29 (Conclusioni Generali) Monitoraggio	Monitoraggio delle emissioni in acqua	*Per le emissioni in acqua di cui all'inventario dei flussi di acque reflue (cfr. BAT 2), la BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo (compreso il monitoraggio continuo della portata, del pH e della temperatura delle acque reflue) in punti chiave (ad esempio, ai punti di ingresso del pretrattamento e del trattamento finale).*	Lo scarico SI1 in uscita dall'impianto di trattamento Dondi è monitorato: • in continuo per i parametri temperatura, portata e pH; • monitoraggio mensile dei parametri colore/odore e materiali grossolani, e di gran parte del set analitico per gli inquinanti previsti dalla tabella di riferimento (Tabella 3, allegato V alla parte terza del D.Lgs 152/2006).
BAT-C CWW No. 13 §2 Pag. 36 (Conclusioni Generali) Rifiuti BAT-C WT No. 1 §1.1 Pag. 45 (Conclusioni Generali) Prestazione complessiva ambientale	Produzione e gestione dei rifiuti	*Per prevenire o, qualora ciò non sia possibile, ridurre la quantità di rifiuti inviati allo smaltimento, la BAT consiste nell'adottare e attuare, nell'ambito del piano di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione dei rifiuti, che garantisca, in ordine di priorità, la prevenzione dei rifiuti, la loro preparazione in vista del riutilizzo, il loro riciclaggio o comunque il loro recupero*	I rifiuti sono gestiti secondo le indicazioni dell'Istruzione di Gestione dei rifiuti prodotti per il quale si rimanda all'allegato B.25 nella documentazione di Riesame AIA.

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

BAT-C CWW No. 14 §2 Pag. 36 (Conclusioni Generali) Rifiuti	Produzione e gestione dei rifiuti	*Per ridurre il volume dei fanghi delle acque reflue che richiedono trattamenti ulteriori o sono destinati allo smaltimento, e diminuirne l'impatto ambientale potenziale, la BAT consiste nell'utilizzare una tecnica o una combinazione di tecniche tra quelle indicate di seguito:* • *condizionamento;* • *ispessimento / disidratazione;* • *stabilizzazione;* • *essiccazione.*	L'impianto di trattamento delle acque reflue è dotato di una sezione deputata all'ispessimento della sospensione (acqua + sedimenti) estratta dal fondo del chiarificatore della sezione chimico-fisica. Le analisi hanno sempre confermato che il rifiuto risulta speciale e non pericoloso, e il fango è smaltito in appositi impianti autorizzati.
BAT-C WT No. 2 §1.1 Pag. 47 (Conclusioni Generali) Prestazione ambientale complessiva	Produzione e gestione dei rifiuti	*Al fine di migliorare la prestazione ambientale complessiva dell'impianto, la BAT consiste nell'utilizzare tutte le tecniche indicate di seguito:* • *predisporre e attuare procedure di preaccettazione e caratterizzazione dei rifiuti;* • *predisporre e attuare procedure di accettazione dei rifiuti;* • *predisporre e attuare un sistema di tracciabilità e un inventario dei rifiuti;* • *istituire e attuare un sistema di gestione della qualità del prodotto in uscita;* • *garantire la segregazione dei rifiuti;* • *garantire la compatibilità dei rifiuti prima del dosaggio o della miscelatura;* • *cernita dei rifiuti solidi in ingresso.*	Come precedentemente indicato nella Centrale i rifiuti sono gestiti secondo quando indicato nel sistema di gestione dei rifiuti. Nell'Istruzione 604.0033-Gestione dei rifiuti prodotti C.le Lamarmora sono presenti le modalità di gestione dei rifiuti speciali prodotti dal sito. I rifiuti speciali sono gestiti secondo apposito software che permette di definire sia i pesi che la predisposizione del registro di carico e scarico oltre che i formulari.
BAT-C GIC No. 17 § 1.7 Pag. 27 (Conclusioni Generali) Emissioni sonore	Emissioni sonore	*Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito:* • *Misure operative (ispezioni, chiusura porte ...);* • *Apparecchiature a bassa rumorosità;* • *Attenuazione del rumore (barriere acustiche);* • *Dispositivi anti rumore;* • *Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.*	Gli ultimi interventi effettuati in Centrale (Installazione Nuove Caldaie) sono state oggetto di attenta progettazione acustica, prevedendo misure di insonorizzazione Silenziatore sul condotto di aspirazione ventilatore aria comburente, Cappottatura insonorizzante parziale gruppo motore-ventilatore aria Comburente e del gruppo motore-ventilatore ricircolo fumi, pannellature di tamponatura fonoassorbenti e fonoisolanti per i fabbricati di generazione di calore ecc.). Altresì l'installazione della nuova turbina GT1 è oggetto di Analisi previsionale di impatto acustico. La Centrale è periodicamente monitorata. In Allegato D.8 sono riportati i risultati degli ultimi rilevamenti fonometrici effettuati nel Febbraio 2018. Si evidenzia che a partire da Ottobre 2018 è stato avviato un monitoraggio in continuo della Centrale Lamarmora che avrà durata semestrale e sarà distribuito sequenzialmente su quattro punti diversi al perimetro di Centrale.

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

2. VARIAZIONI PREVISTE SUGLI ASPETTI AMBIENTALI

2.1. Emissioni in atmosfera

In condizioni di regolare esercizio della Centrale, le emissioni prodotte dal nuovo turbogas saranno convogliate nel camino esistente E2, insieme ai fumi provenienti dalla caldaia CS301 (in analogia a quanto attualmente autorizzato per i fumi del TGR3); i fumi delle caldaie CS101 e CS201 continueranno ad essere convogliati al camino esistente E1. Le caratteristiche delle due sorgenti continue nella futura configurazione di esercizio sono riportate nella seguente Tabella.

Sorgente	Coordinate (WGS84 UTM32)	Altezza Camino (m)	Sezione del Camino (m^2)	T (K)	Portata dei fumi secchi (Nm^3/h)	Concentrazioni inquinanti (mg/Nm^3)		
						NO_x	CO	NH_3
Caldaia CS101 (E1a)	594693 E 5041067 N	100	5,3	383.15	92.000 **(1)**	75	100	--
Caldaia CS201 (E1b)					92.000 **(1)**			
Caldaia CS301 (E2a)	594683 E 5041026 N	100	8	383.15	92.000 **(1)**	75	100	--
Nuova Turbina GT1 (E2b)				393.15	270.000 **(1)**	30 **(2)**	30 **(2)**	5 **(2)**

(1) *La portata secca è riferita ad una percentuale di ossigeno pari al 15% la nuova turbina a pieno carico mentre per le caldaie la percentuale di ossigeno è pari al 3%.*

(2) *Valori medi giornalieri.*

2.2. Prelievi idrici e scarichi idrici

Con riferimento ai prelievi idrici nella configurazione di progetto non si prevedono variazioni nei quantitativi di acqua necessari al funzionamento della Centrale rispetto a quanto indicato per lo scenario di riferimento attuale, con il Gruppo TGR3 funzionante al posto del nuovo turbogas.

La nuova unità per la sua costituzione non necessita di spurghi, reintegri continui e additivazione, se non in casi occasionali e per manutenzione.

Conseguentemente a quanto sopra riportato, con riferimento agli scarichi idrici della Centrale Lamarmora nella configurazione di progetto, non si prevedono significative variazioni nei quantitativi di acqua scaricata, in relazione alle necessità di funzionamento della Centrale rispetto a quanto indicato per lo scenario di riferimento *ante operam*, con il Gruppo TGR3 funzionante.

Si evidenzia inoltre che, per quanto riguarda le acque meteoriche in fase di cantiere saranno convogliate e gestite, utilizzando l'attuale rete di raccolta e drenaggio presente in Centrale.

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

2.3. Emissioni sonore

Di seguito sono elencate le sorgenti sonore addizionali a maggior impatto per la nuova turbina a gas:

- n.1 turbina a gas;
- n.1 camera filtri;
- n.1 caldaia;
- n. 2 pompe;
- n. 4 trasformatori;
- n. 4 ventilatori per areazione del locale trasformatori;
- n. 3 compressori della stazione di compressione del gas naturale;
- condotti fumi GT1.

Nella lista non è presente la sorgente rappresentata dal camino, perché l'impianto utilizzerà il camino esistente e quindi non rappresenta una sorgente addizionale.

Si evidenzia che il rispetto dei limiti di rumore ai ricettori presenti in prossimità dell'impianto sarà garantito anche nella nuova configurazione di Centrale.

2.4. Produzione di rifiuti

La produzione di rifiuti della Centrale Lamarmora dopo la realizzazione del processo sarà sostanzialmente di due classi di rifiuto distinte:

- rifiuti derivanti dal trattamento dei reflui;
- rifiuti derivanti da operazioni di manutenzione e pulizia, quali carta e legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, residui plastici; oli.

In generale, i rifiuti saranno stoccati in contenitori appositi, confinati in un'area coperta e impermeabilizzata ed il cui accesso è controllato.

Il Gestore evidenzia che non saranno invece più prodotti rifiuti da combustione del carbone, quali ceneri leggere, ceneri pesanti e residui del desolforatore.

Quindi ad eccezione dei rifiuti sopra citati le quantità delle altre tipologie rimarranno invariate rispetto a quanto indicato per lo scenario di riferimento *ante operam*, con il Gruppo TGR3 funzionante.

2.5. Utilizzo di materie prime e risorse naturali

Come già precedentemente descritto, l'energia elettrica prodotta è utilizzata parzialmente per gli autoconsumi della Centrale stessa mentre la parte restante sarà immessa nella rete elettrica nazionale.

L'energia elettrica totale prodotta dalla Centrale nella nuova configurazione sarà di circa 91

GWh/anno, dei quali saranno auto-consumati circa 12 GWh/anno.

Si evidenzia che l'ossido di calce (calce viva), precedentemente utilizzata per l'abbattimento dell'anidride solforosa nei fumi di combustione e che rappresentava il consumo di reagente più consistente in Centrale, non sarà più utilizzata, poiché il Gestore non prevede l'utilizzo di combustibili con tenori di zolfo significativi.

Per quanto riguarda il consumo dei reagenti ed altri prodotti chimici, nella configurazione di progetto non si stimano significative variazioni rispetto allo stato di riferimento attuale.

Si evidenzia solo una variazione per quanto riguarda il quantitativo di Urea (soluzione acquosa) impiegato nella nuova configurazione sarà pari a circa 60 t/anno.

3. SCHEDE MODIFICATE A SEGUITO IMPLEMENTAZIONE PROGETTO

3.1. Stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

La Scheda C.1.2 modifica la Scheda B.1.2 "Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)" presentata per l'avvio del riesame AIA BATC, come segue.

Combustibile	**Unità**	**Consumo annuo MCP (*ante operam*)**	**Consumo annuo MCP**
Carbone (S < 1%)	TGR3	190.000 t	--
Gas Naturale (metano)	CS101-201-301 GT1	75.000 kSm^3	110.000 kSm^3
Gasolio	Motore Diesel d'Emergenza	2 t	2 t

Sostanza	**Fasi d'utilizzo**	**Stato fisico**	**n. CAS**	**Frasi H**	**Frasi P**	**Classe di pericolo**	**Consumo annuo MCP (*ante operam*)**	**Consumo annuo MCP**
CaO *(ossido di calcio)*	*Depurazione fumi Fase F*	Liq.	1305-78-8	H315 H318 H335	P261 P280 P305+ P351+ P338	Irritante	5,000 t	--
HCl sol. 30% *(acido cloridrico)*	*Preparazione Acqua demi Fase D*	Liq.	7647-01-0	H290 H314 H335	P260 P280 P303+ P361+ P353 P304+ P340+ P310 P305+ P351+ P338	Corrosivo	90 t **(1)**	55 t **(1)**
NaOH sol. 30% *(idrossido di sodio)*	*Preparazione Acqua demi Fase D*	Liq.	1310-73-2	H290 H314	P280 P301+ P330+ P331 P305+ P351+ P338 P308+ P310	Ustioni	50 t **(1)**	30 t **(1)**
CH_4N_2O sol. 45% *(urea)*	*Depurazione fumi Fase F1*	Liq.	57-13-6	n.c.	n.c.	--	1.000 t	150 t

Sostanza	Fasi d'utilizzo	Stato fisico	n. CAS	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo	Consumo annuo MCP (*ante operam*)	Consumo annuo MCP
Olii lubrificanti	--	Liq.	n.a.	n.c.	n.c.	--	8 t	8 t
Gas di azoto	--	Gas	--	--	--	--	3 t	3 t
Altri **(2)**	--	--	--	--	--	--	1,2 t	15 t
(1) le quantità indicate sono riferite esclusivamente agli usi interni della Centrale (2) nella voce altri rientrano additivi vari per diversi utilizzi.								

Parallelamente in merito alle aree di stoccaggio la scheda C.13 modifica la scheda B.13 come segue.

area	Nome area	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità m^3
SM8	Stoccaggio NaOH	Serbatoio	Soda caustica sol. 30%	20
SM9	Stoccaggio HCl	Serbatoi	Acido cloridrico sol. 30%	20+20
SM10	Gasolio per diesel emergenza	Serbatoio	Gasolio	3
SM11	Soluzione urea	Serbatoio	Soluzione acquosa di urea	80
SM12	Reagenti imp. Trattamento acque reflue	Serbatoi	Sorbalite, soluzione acido cloridrico e soluzione soda caustica	30+2+2

3.2. Produzione di energia

La Scheda C.3.2 modifica la Scheda B.3.2 "Produzione di energia (alla capacità produttiva)" presentata per l'avvio del riesame AIA BATC, come segue.

Unità	Apparecchiatura	combustibile	Potenza termica di combustione	Energia termica prodotta annua	Autoconsumi annui	Quota annua ceduta a terzi (teleriscaldamento urbano)
Alla massima capacità produttiva (*ante operam*)						
TGR3	Caldaia	Metano	200 MW_t	1.500 GWh	350 GWh	1.150 GWh
CS101	Caldaia	Metano	95 MW_t			--
CS201	Caldaia	Metano	95 MW_t			--
CS301	Caldaia	Metano	95 MW_t			--
Alla massima capacità produttiva (*post operam*)						
GT1 (**1**)	Turbina a gas	Metano	86,5 MW_t (**2**)	700 GWh	100 GWh	600 GWh
CS101	Caldaia	Metano	95 MW_t			--
CS201	Caldaia	Metano	95 MW_t			--
CS301	Caldaia	Metano	95 MW_t			--

Unità	Apparecchiatura	combustibile	Potenza elettrica nominale	Energia elettrica prodotta annua	Autoconsumi annui	Quota annua ceduta a terzi (teleriscaldamento urbano)
Alla massima capacità produttiva (*ante operam*)						
TGR3	Caldaia	Metano	72 MW_e	370 GWh_e	40 GWh_e	330 GWh_e
CS101	Caldaia	Metano	--			--
CS201	Caldaia	Metano	--			--
CS301	Caldaia	Metano	--			--
Alla massima capacità produttiva (*post operam*)						
GT1 (**1**)	Caldaia	Metano	32,5 MW_e (**2**)	245 GWh_e	20 GWh_e	225 GWh_e
CS101	Caldaia	Metano	--			--
CS201	Caldaia	Metano	--			--
CS301	Caldaia	Metano	--			--

(1) *Il gruppo TGR3 verrà mantenuto disponibile come impianto di emergenza, con alimentazione esclusiva a gas naturale: al fine di garantire la continuità e la sicurezza del servizio di teleriscaldamento, in caso di guasto/indisponibilità degli impianti principali di produzione calore del sistema di teleriscaldamento cittadino, il gruppo 3 verrà posto in esercizio. Poiché il gruppo 3 e la nuova turbina a gas convogliano i fumi allo stesso camino, (unitamente alla caldaia semplice CS301), il loro funzionamento è alternativo e non potrà essere possibile in contemporanea. Ciò comporta che anche nella citata condizione di emergenza la massima potenza termica nominale esercibile in centrale sarà pari a quella attuale di 485 MW (200 MW per il TGR3).*

(2) *Il dato è riferito ad una temperatura ambiente di 15°C.*

3.3. Emissioni convogliate in atmosfera

Le Scheda C.6 e C.7.2 modificano le Schede B.6 "Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato" e B.7.2 "Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)" presentate per l'avvio del riesame AIA, come segue (nella tabella, riferita al solo camino E2b oggetto della modifica, per all'assetto *ante operam* è riportata la sola alimentazione a gas, in considerazione della cessazione dell'utilizzo del carbone come combustibile a partire dalla stagione termica 2020/2021).

camino	unità	Portata Nm^3/h	inquinante	Alla MCP mg/Nm^3		% O_2
				ante operam (per TGR3)	*post operam (per GT1)*	
E2b	TGR3	261.300	NO_x	50 giornaliero 50 annuale	30 giornaliero	15
	GT1	270.000	CO	50 giornaliero 30 annuale	30 giornaliero	15
			NH_3	--	5 giornaliero	15

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

3.4. Emissioni in corpo idrico

La realizzazione del progetto non prevede alcuna modifica rispetto a quanto autorizzato

3.5. Rifiuti

Le Schede C.11.2 e C.12.1 modificano le Schede B.11.2 "Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)" e B.12.1 "Aree di deposito temporaneo di rifiuti" presentate per l'avvio del riesame AIA, riportano quanto segue

CER	Descrizione	Stato fisico	Fase/Unità di provenienza	Quantità prodotta (t/anno)	Produzione speifica (kg/MWh)	Area di deposito
13.02.05*	Oli minerali per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Liquido	Manutenzioni Fasi C-D-I	10	0,01	SR5
15.01.10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido	Varie	10	0,01	Varie
17.06.03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido	Varie	12	0,015	Varie
15.02.02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Varie	Varie	2	0,002	Varie
16.02.13*	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi (2) diversi da quelli di cui alle voci 16 02 09 e 16 02 12	Varie	Varie	7	0,008	Varie
20.01.21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Varie	Varie	2	0,002	Varie
10.01.21	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 10 01 20	Liquido	Fase G Gestione Acque Reflue	200	0,024	--
20.03.07	Rifiuti ingombranti	Solido	Varie	30	0,036	SR6
17.04.05	Ferro e Acciaio	Solido	Varie	85	0,1	SR12
17.04.01	Rame, Bronzo, Ottone	Solido	Varie	1	0,001	SR12
17.02.03	Plastica	Solido	Varie	10	0,01	Varie
17.04.11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Solido	Varie	7	0,008	Varie
17.02.01	Legno	Solido	Varie	5	0,006	Varie
15.02.03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02	Solido	Varie	3	0,0036	

1) Le quantità di rifiuti prodotti, legati direttamente al processo di generazione di elettricità e calore in centrale, alla capacità produttiva, sono stati determinati sulla base dei quantitativi di combustibile e di reagenti stimati di utilizzare alla capacità produttiva. Per gli altri rifiuti producibili, non direttamente legati al ciclo produttivo della Centrale, le quantità alla capacità produttiva sono stimate.

2) Si evidenzia che per il calcolo della produzione specifica è stata utilizzata l'energia totale immessa in rete (termica netta + elettrica netta) stimata alla capacità produttiva (825 GWh).

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

La capacità di stoccaggio complessiva, indicata dal Gestore per il deposito temporaneo dei rifiuti in scheda C.12.1, risulta pari a 221 m^2.

Le aree di deposito temporaneo risultano essere quelle di cui alla seguente tabella.

Area	Nome area	Capacità di stoccaggio (m^3)	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)
SR4	Cassonetto carta riciclabile	2	Cassonetto	Vari Carta e cartone
SR5	Deposito temporaneo oli esausti	540 litri	Fusti	CER 13 02 05* Oli esausti
SR6	Cassoni scarrabili rifiuti ingombranti	40	Cassoni Scarrabili	CER 20 03 07 Rifiuti ingombranti
SR8	Cassoni scarrabili altri materiali isolanti	20	Cassoni Scarrabili	CER 17 06 03 Materiali isolanti
SR10	Area deposito rifiuti occasionali/vari	30	Rifiuti vari	Vari
SR11	Cisternette additivi vuote	20	Contenitori vuoti	CER 15 01 10
SR12	Container Rottami	40	Contenitori vuoti	CER 17 04.05, CER 17 04 11

4. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

Il Gestore dichiara che la durata totale delle attività sarà complessivamente di circa 25 mesi dal rilascio del provvedimento di autorizzazione.

Considerato inoltre

- Che ai sensi della D.G.R. 23 novembre 2020 - n. XI/3895 l'installazione è localizzata in "*fascia 1 (ex area critica)*".
- Che il Gestore nelle integrazioni del 26/03/2024 dichiara tra l'altro che il gruppo TGR3 verrà esercito per un massimo di 500 ore/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. 267 del 18/12/2020, 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..
- Che risulta anche necessario allineare il quadro prescrittivo di cui al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. all'attuale assetto produttivo della Centrale (alimentazione a solo gas naturale)

il Gruppo Istruttore
ritiene

che la modifica proposta in merito alla **sostituzione del Gruppo 3 (da 200 MWt) con una Nuova Unità Cogenerativa (turbina a gas da 87 MWt)** 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. 267 del 18/12/2020 e s.m.i..

[A] L'incipit del capitolo **8** "**PRESCRIZIONI**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificato come segue:

Il Gruppo Istruttore della Commissione AIA-IPPC sulla base dei seguenti elementi, che assumono valore prescrittivo:

- ✓ *dichiarazioni fatte e impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati;*
- ✓ *ulteriori informazioni a integrazione di quelle già ricevute per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati, nonché dei chiarimenti e delle ulteriori informazioni fornite dal medesimo Gestore in occasione degli incontri con il G.I.;*
- ✓ *delle risultanze emerse nella fase istruttoria del procedimento;*

motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull'opportunità di correlare l'esercizio dell'installazione all'evoluzione del progresso tecnologico, in modo tale da garantire i più elevati livelli di protezione dell'ambiente in relazione all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, in un'ottica di continuo miglioramento. Le prescrizioni riportate tengono altresì conto delle precedenti Autorizzazioni Integrate Ambientali rilasciate ad impianti similari, per garantire un allineamento delle condizioni di esercizio per le medesime tipologie impiantistiche, pur tenendo in debita considerazione le diverse peculiarità dei vari impianti e le specifiche ubicazioni sul territorio nazionale. Si è altresì tenuto conto:

- ✓ *del Decreto interministeriale 10 novembre 2017 di adozione della Strategia Energetica Nazionale (SEN);*
- ✓ *della proposta italiana di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) trasmessa alla Commissione europea come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 in data 08/01/2019.*

Alla luce di quanto sopra argomentato il GI ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, dovrà avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione (VLE) per gli inquinanti di seguito riportati.

Fermo restando che il Gestore è tenuto comunque al rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e delle pertinenti BATConclusions di cui alla Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021 ed in particolare quelle delle Sezioni 1 e 4.1.

[B] Il punto **(4)** del paragrafo **8.1** "**Sistema di Gestione**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificato come segue:

(4) *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.*

[C] A partire dall'entrata in esercizio della nuova GT1 il punto **(5)** del paragrafo **8.2** "**Capacità produttiva**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificato come segue:

(5) *La Centrale dovrà essere esercita nel rispetto dell'assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella domanda di A.I.A.:*

- ✓ *Una turbina a gas (GT1) alimentata a gas di potenza termica pari a circa 87 MWt e potenza elettrica pari a circa 32 MWe) operante in assetto cogenerativo con una caldaia per il recupero del calore;*
- ✓ *un gruppo di cogenerazione TGR3 alimentato a gas naturale di potenza termica nominale di 200 MW, potenza elettrica nominale 72 MW_e e potenza termica resa al teleriscaldamento pari a 110 MW_t (impianto alternativo alla GT1, finalizzato a garantire il mantenimento e la continuità del servizio di teleriscaldamento, solo in caso di indisponibilità dei principali impianti di produzione calore del sistema di teleriscaldamento cittadino – GT1 e TV);*
- ✓ *tre caldaie semplici CS101-CS201-CS301 a gas naturale per la produzione di calore per una potenza termica nominale complessiva pari a 285 MW_t (95 MW_t ciascuna) e potenza termica complessiva resa al teleriscaldamento pari a 255 MW_t (85 MW_t ciascuna).*

La potenza termica nominale massima della centrale sarà pertanto pari a 485 MW, anche considerando le condizioni di emergenza con la TGR3 in esercizio.

Il Gruppo TGR1 dismesso nel 2015/2016 è mantenuto in stato di conservazione fredda, il Gruppo TGR2 dismesso nel 2015/2016, come dichiarato dal Gestore in sede di istanza dovrà essere dismesso prima della realizzazione della turbina

a gas GT1.

Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di A.I.A. si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica. Ogni modifica dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente, come disciplinato dal D.Lgs 152/2006 e s.m.i..

(5.bis) *Il gruppo TGR3 potrà operare al massimo per 500 ore/annue.*

(5.ter) *Il funzionamento del gruppo TGR3 e della turbina GT1 potrà essere esclusivamente alternativo e non potranno essere eserciti in contemporanea.*

[D] Il Gestore entro 3 mesi dalla data di notifica dell'Autorizzazione Unica provinciale deve dare comunicazione alle Autorità Competenti e di Controllo della data di avvio dei lavori per l'installazione della turbina a gas GT1 comunicando al contempo il crono programma di dettaglio degli interventi (in sede di istanza il Gestore dichiara che per la realizzazione della modifica saranno necessari 25 mesi dal rilascio del provvedimento di autorizzazione).

[E] Il Gestore deve dare tempestiva comunicazione alle Autorità Competente e di Controllo della data di entrata in esercizio della turbina a gas GT1, e della contemporanea destinazione ai soli fini di emergenza del gruppo TGR3.

[F] Il Gestore al termine del primo anno di esercizio del nuovo assetto (a seguito della messa a regime del GT1) dovrà presentare all'Autorità di Controllo una relazione riportante le ore complessive di funzionamento dei vari impianti, evidenziando le cause che hanno portato alla eventuale entrata in funzione del gruppo TGR3; nell'ambito della stessa relazione, dovrà essere presentato uno studio mirato alla riduzione delle potenziali ore di esercizio della TGR3 (riduzione tendente a 200 ore/anno), lo studio dovrà altresì contenere l'individuazione di adeguati modelli decisionali finalizzati alla gestione ed ottimizzazione dell'utilizzo della GT1, del TV (Termo Valorizzatore – non oggetto della presente AIA). Sulla base di tale studio l'Autorità competente potrà valutare un eventuale riesame parziale dell'AIA limitatamente alla prescrizione 5-*bis*.

[G] La tabella di cui al punto **(6)** del paragrafo **8.3** "**Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificata come segue:

Gas Naturale	• per alimentare il gruppo di cogenerazione TGR3; • per alimentare le tre caldaie semplici CS101-CS201-CS301;
Gasolio	• per alimentare il generatore diesel d'emergenza.

[H] A partire dall'entrata in esercizio della nuova GT1 la tabella di cui al punto **(6)** del paragrafo **8.3** "**Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificata come segue

Gas Naturale	• per alimentare la turbina GT1; • per alimentare il gruppo di cogenerazione TGR3; • per alimentare le tre caldaie semplici CS101-CS201-CS301;
Gasolio	• per alimentare il generatore diesel d'emergenza.

[I] I punti **(7)**, **(10)** e **(11)** del paragrafo **8.3** "**Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. sono soppressi.

[J] A partire dall'entrata in esercizio il punto **(17)** del paragrafo **8.4** "**Efficienza energetica**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificato come segue:

(17) *Il Gestore dovrà attuare, per la turbina GT1, quanto previsto dalle BAT 12, e 40 della D.E. 2021/2326/UE.*

[K] A partire dall'entrata in esercizio della nuova GT1 punti da (19) a (30) e il punto (33) di cui al paragrafo **8.5.1** "**Emissioni convogliate**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 sono sostituiti dai seguenti - punti da (19) a (32):

(19) *Per quanto attiene le emissioni di macroinquinanti generate dalla turbina GT1, da 87 MWt, dovranno essere rispettati i valori limite di emissione in concentrazione riportati nella seguente tabella. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno pari al 15%. I valori limite in concentrazione imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercite al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore (il Gestore prima della messa in esercizio della turbina dovrà comunicare alle Autorità Competenti e di Controllo il valore del minimo tecnico, ogni eventuale variazione dovrà essere tempestivamente comunicato alle medesime autorità), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.*

Sezione	**Camino**	**Portata MCP**	**Parametro**	**Conc. limite da DLgs 152/06** *ex punto 5.1 della parte I dell'All. II alla Parte V*	**Prestazioni** ***BATConclusions*** nuove OCGT	**Valori limite ex DGR 3895/2020** nuove OCGT	**Limiti AIA Conc.**
		[Nm³/h]		[mg/Nm³]	[mg/Nm³]	[mg/Nm³]	[mg/Nm³]
GT1	E2b	270.000	NO_x	30 (lett, B-bis pt.1, sez. 4, parte II dell'All. II - parte V)	25 ÷ 50 (giorno) 15 ÷ 35 (anno) Tab. 24	25 (giorno) 15 (anno) § 5.3.1	25 *giornaliero* **(1)** 20 *annuale*
			CO	100 (lett, B-bis pt. 1, sez. 4, parte II dell'All. II - parte V)	--- < 5 ÷ 40 (anno) Par. 4.1.2	30 (giorno) 5 ÷ 30 (anno) § 5.3.1	30 *giornaliero* **(1)** 30 *annuale*
			NH_3		--- < 3 ÷ 10 (anno) Par. 1.3 (BAT7)	5 (giorno) 3 ÷ 5 (anno) § 5.3.1	5 *giornaliero* 5 *annuale*

(1) in caso in cui il numero di ore di funzionamento sia inferiore a 6 e di conseguenza non sia determinabile la media giornaliera, dovranno essere rispettati i seguenti valori limite orari:

- NOx 30 mg/Nm³
- CO 30 mg/Nm³

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

(20) *Per il gruppo GT1 i parametri inquinanti NO_x, CO e NH_3 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.*

(21) *Per quanto attiene le emissioni di macroinquinanti generate dalle caldaie semplici CS101-CS201-CS301 a gas naturale per la produzione di calore di potenza termica nominale complessiva pari a 285 MW (95 MW ciascuna), dovranno essere rispettati i valori limite di emissione in concentrazione riportati nella seguente tabella. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno pari al 3%: I valori limite in concentrazione imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercite al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore, pari al 25% del carico nominale, ogni eventuale variazione dovrà essere tempestivamente comunicato alle Autorità Competenti e di Controllo), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.*

Rif.	**Portata**	**Parametri**	VLE VIA-AIA previgente ex DM 142/2014	**Dati 2017**	**Prestazioni *BATConclusions***	**VLE AIA**
	[Nm³/h]		*[mg/Nm³]*	*[mg/Nm³]*	*[mg/Nm³]*	*[mg/Nm³]*
E1a E1b E2a	92'000 cad.	NO_x	100 (*orario*) 80 (*orario*)	65/67/71	85 ÷ 110 (giorno) 50 ÷ 100 (anno) Tab. 25	75 (*giornaliero*) 75 (*annuale*)
		CO	100 (*orario*) **(1)**	9/12/7	5 ÷ 40 (anno) Tab. 25	100 (*orario*) 40 (*annuale*)
		SO_2	--	--	--	35 **(2)**

(1) prescrizione VIA n. A.1 ex DM 142/2014.
(2) Limite imposto dal D.Lgs. 152/2006 e smi.

(22) *Per le caldaie CS101, CS201 e Cs301 i parametri inquinanti, NO_x e CO 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.*

(23) *Per le caldaie CS101, CS201 e CS301 il parametro inquinante SO_2 dovrà essere monitorato annualmente secondo le modalità di cui al PMC.*

(24) *Il Gestore deve mantenere il sistema di registrazione del numero e tipo degli avviamenti, dei relativi tempi di durata, del tipo e del consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni devono essere inserite nel report annuale secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.*

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

(25) *Relativamente ai periodi transitori del gruppo di produzione TGR3, e delle caldaie CS101-CS201-CS301 le quantità emesse per eventuale evento di avvio/spegnimento devono essere in ogni caso registrate e costituiranno elemento del reporting annuale. I quantitativi emessi di NOx e CO saranno riportati in forma aggregata su base mensile come quantità emesse (in kg/mese), unitamente al numero di eventi/mese.*

(26) *In prima applicazione i VLE su base annua si intendono riferiti alla porzione residua di anno.*

[L] Il punto **(31)** del paragrafo **8.5.1** "**Emissioni convogliate**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificato come segue:

(31) *I punti emissivi **E4** (depolveratore scarico carbone), **E5** (depolveratore trasporto carbone), **V2** (depressurizzazione silo residuo desolforatore), ed **EM3** (silos calce) dovranno essere dismessi.*

Le emissioni in atmosfera provenienti dai filtri a manica convogliate al punto V1 (depressurizzazione silos ceneri leggere) dovranno rispettare un limite in concentrazione di polveri paria a 10 mg/Nm^3, monitorato semestralmente secondo le modalità di cui al PMC.

[M] La tabella di cui al punto **(32)** del paragrafo **8.5.1** "**Emissioni convogliate**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 e s.m.i. è modificata come segue

Punto emissivo	***Potenza termica (MW)***	***Sistema di abbattimento***
EM1 – Generatore diesel d'emergenza	*1,950*	--
EM2 - Cappa laboratorio chimico (gestito da altra società)	--	--
EM4 – Sfiato silo Sorbalite	--	*Filtro a maniche*
EM5 – Sfiato cassa olio turbina	--	*Filtro elettrostatico*

[N] A partire dall'entrata in esercizio della nuova GT1 il punto **(50)** del paragrafo **8.7 "rifiuti"** del parere allegato al D.M. n. 267/2020 è sostituito dal seguente:

(50) *Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo nelle aree specificatamente indicate nella successiva tabella, purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui all'art. 183, comma 1. lettera bb) e all'art. 185-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..*

Area	***Nome area***	***Capacità di stoccaggio (m^3)***	***Caratteristiche***	***Tipologia rifiuti stoccati (CER)***
SR4	*Cassonetto carta riciclabile*	*2*	*Cassonetto*	*Vari* *Carta e cartone*
SR5	*Deposito temporaneo oli esausti*	*540 litri*	*Fusti*	*CER 13 02 05**

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

Area	*Nome area*	*Capacità di stoccaggio (m^3)*	*Caratteristiche*	*Tipologia rifiuti stoccati (CER)*
				Oli esausti
SR6	*Cassoni scarrabili rifiuti ingombranti*	*40*	*Cassoni Scarrabili*	*CER 20 03 07 Rifiuti ingombranti*
SR8	*Cassoni scarrabili altri materiali isolanti*	*20*	*Cassoni Scarrabili*	*CER 17 06 03 Materiali isolanti*
SR10	*Area deposito rifiuti occasionali/vari*	*30*	*Rifiuti vari*	*Vari*
SR11	*Cisternette additivi vuote*	*20*	*Contenitori vuoti*	*CER 15 01 10*
SR12	*Container Rottami*	*40*	*Contenitori vuoti*	*CER 17 04.05,*
				CER 17 04 11

[O] Il punto **(82)** del paragrafo **8.13** "**Dismissione e ripristino dei luoghi**" del parere allegato al D.M. n. 267/2020 è sostituito dai seguenti:

(82) *Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo un Piano di cessazione definitiva delle attività dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti di produzione, delle relative apparecchiature ancillari e degli stoccaggi associati. In caso di arresto definitivo, o parziale, dell'installazione si applica l'Articolo 29-sexies, comma 7 del D. Lgs. 152/2006.*

(82.bis) *Il progetto di dismissione dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.*

[P] Restano fermi per il Gestore gli obblighi previsti dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale n. 267 del 18/12/2020 e s.m.i. rilasciato per l'esercizio della Centrale di Teleriscaldamento della A2A Calore & Servizi S.r.l. 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.

[Q] Il Parere Istruttorio conclusivo allegato al D.M. 267/2020 deve intendersi modificato coerentemente con il presente parere.

[R] Il Piano di Monitoraggio e Controllo dovrà essere conseguentemente adeguato a cura dell'ISPRA.