PARERE ISTRUTTORIO

SNAM RETE GAS S.p.A.
ID 966/10341

GESTORE	**Snam Rete Gas – Centrale di compressione di Montesano sulla Marcellana**
LOCALITÀ	**Montesano sulla Marcellana (SA)**
GRUPPO ISTRUTTORE	Ing. Paolo Bevilacqua (referente)
	Dott. Antonio Fardelli
	Dott. Mauro Rotatori
	Dott. Paolo Ceci
	Dott. Marco Antonio Di Giovanni
	Dott.ssa. Lucia Pagnozzi – Regione Campania
	Avv. Francesco Alfieri – Provincia di Salerno
	Prof. Giuseppe Rinaldi – Comune di Montesano sulla Marcellana
DATA DI EMISSIONE	**24/07/2023**

Firmato digitalmente da:
BEVILACQUA PAOLO
Firmato il 24/07/2023 12:07
Seriale Certificato: 1911743
Valido dal 14/11/2022 al 14/11/2025
InfoCamere Qualified Electronic Signature CA

INDICE DEL TESTO

1. DEFINIZIONI 5
2. INTRODUZIONE 8
2.1. Atti presupposti 8
2.2. Atti normativi 8
2.3. Attività istruttorie 12
3. DATI DELL'IMPIANTO 13
4. INQUADRAMENTO AMBIENTALE E TERRITORIALE 14
4.1. Aria 14
4.2. Acque superficiali 15
4.3. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee 16
4.4. Rumore e vibrazioni 17
5. ASSETTO IMPIANTISTICO 18
5.1. Attività dell'installazione 18
5.2. Descrizione dell'installazione 18
5.3. Ciclo produttivo 20
5.4. Sistema di controllo e gestione dell'installazione 20
5.5. Consumo di materie prime 21
5.6. Consumo di combustibile 23
5.7. Stoccaggio di combustibili liquidi e altre sostanze 24
5.8. Approvvigionamento idrico 25
5.9. Bilancio energetico 26
5.10. Emissioni in atmosfera 28
5.10.1. Emissioni convogliate 28
5.10.2. Emissioni non convogliate 33
5.11. Scarichi idrici 35
5.12. Rifiuti 40
5.13. Rumore 44
5.14. Emissioni odorigene 45
5.15. Altre tipologie di inquinamento 45
6. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT 47
6.1. BAT generali 48
6.2. BAT applicate al singolo processo 62
6.3. BAT dichiarate come non applicabili 75
7. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO 79
8. prescrizioni 79
8.1. Sistema di gestione 80
8.2. Approvvigionamento, gestione e stoccaggio 80
8.3. Efficienza Meccanica 81
8.4. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato 81
8.5. Emissioni in atmosfera non convogliate 86
8.6. Emissioni in acqua 87
8.7. Rifiuti 87
8.8. Rumore 90
8.9. Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali 91
8.10. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee 92
8.11. Odori 93

8.12. Altre forme di inquinamento 93
8.13. Dismissioni e ripristino dei luoghi 93
8.14. Prescrizioni da altri procedimenti autorizzativi 94
9. SALVAGUARDIE FINANZIARIE 94
10. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE 94
11. DURATA RINNOVO RIESAME 94

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Superficie dell'installazione 14
Tabella 2: Dati del monitoraggio della qualità dell'aria del 2002 15
Tabella 3: Consistenza impiantistica della centrale di Montesano 19
Tabella 4: Consumo di materie prime 22
Tabella 5: Quantitativo di gas compresso ($Sm^3 \times 10^6$) e ore di funzionamento 23
Tabella 6: Consumo di gas naturale come combustibile (Sm^3) 23
Tabella 7: Consumo di gasolio (kg) 23
Tabella 8: Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi 24
Tabella 9: Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze 25
Tabella 10. Consumo di risorse idriche 25
Tabella 11: Consumi idrici (m^3) 26
Tabella 12: Produzione di energia 27
Tabella 13: Consumo di energia 27
Tabella 14: Caratteristiche camini 30
Tabella 15: Emissioni convogliate in atmosfera 31
Tabella 16: Concentrazione di inquinanti misurata (mg/Nm^3) 33
Tabella 17: Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato 34
Tabella 18: Emissioni fuggitive, pneumatiche e puntuali espresse in Sm^3 34
Tabella 19: Emissioni fuggitive, pneumatiche e puntuali espresse in tonnellate 35
Tabella 20: identificazione scarichi idrici 36
Tabella 21: Emissioni in acqua 37
Tabella 22: Produzione di rifiuti- dato storico-anno 2017 40
Tabella 23: Aree di deposito temporaneo 44
Tabella 24: Rumore 45
Tabella 25: Scheda D.4 della proposta impiantistica e dei criteri di soddisfazione indicati dal Gestore 47
Tabella 26: Confronto con le BAT generali (BATc 2021/2326 LCP) 49
Tabella 27: Confronto con le BAT applicate al singolo processo (BATc 2021/2326 LCP, BrefLCP 2017) 62
Tabella 28: BAT dichiarate non applicabili dal Gestore 75
Tabella 29: Emissioni in atmosfera convogliate 83
Tabella 30: Emissioni in atmosfera provenienti da ulteriori camini 85

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), Direzione generale Valutazioni Ambientali.
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29-*decies* del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Campania.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gestore	Società SNAM RETE GAS S.P.A., Centrale compressione a gas di Montesano sulla Marcellana (SA), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso Gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).

Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Si intende per: 1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto; 2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il Gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli; 3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso;
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-*bis*, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-*bis*, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-*decies*, comma 3 del D.Lgs.152/06 e s.m.i..
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e sicurezza Energetica e sono pubblicati sul sito https//va.mite.gov.it/it-IT, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Conclusioni sulle BAT	Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. l-ter.2 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).
Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett-l-bis, del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).

2. INTRODUZIONE

Il procedimento in oggetto, relativo al riesame complessivo dell'AIA ai sensi del D.Lgs.152/06 e s.m.i., è stato avviato dal MATTM con comunicazione prot. m_amte.DVA.Registro Ufficiale.U.0021597 del 21-08-2019.

2.1. *Atti presupposti*

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale compressione a gas di Montesano sulla Marcellana (SA), – DD 282 del 06/09/2010;
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale - IPPC;
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/335/2017 relativo alla Costituzione, Organizzazione e Funzionamento della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale - IPPC;
vista	la composizione del costituito Gruppo Istruttore: - Prof. Paolo Bevilacqua (Referente), - Dott. Antonello Fardelli, - Dott. Mauro Rotatori, - Dott. Paolo Ceci, - Ing. Marco Antonio Di Giovanni;
preso atto	– che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Dott.ssa. Lucia Pagnozzi – Regione Campania – Avv. Francesco Alfieri – Provincia di Salerno – Prof. Giuseppe Rinaldi – Comune di Montesano sulla Marcellana

2.2. *Atti normativi*

Visto	Il D.Lgs. n. 152/2006 "*Norme in materia ambientale*" (Pubblicato nella G.U. 14 aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.
visto	Il D.Lgs. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED)
visto	il DM 274/2015 del 16/12/2015 "Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare"
visto	L'articolo 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. che riporta la definizione di modifica sostanziale dell'impianto.

visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili; non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi; è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, ricuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente; l'energia deve essere utilizzata in modo efficace; devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies.
visto	l'articolo 29-*sexies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "*i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti*"
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "*L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione*"
visto	l'articolo 29-*sexies*, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi del quale "*fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso*"

visto	l'articolo 29-*sexies*, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi del quale "*l'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:* *a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;* *b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'Autorità Competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili*"
visto	l'articolo 29-*sexies*, comma 4-ter del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014) ai sensi del quale "*l'autorità competente può fissare valori limite di emissione più rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:* *a) quando previsto dall'articolo 29-septies;* *b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale"*
visto	l'articolo 29-sexies, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "*I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente.* "
visto	l'articolo 29-*septies* del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), ai sensi del quale "*nel caso in cui uno strumento di programmazione o di pianificazione ambientale…considerate tutte le sorgenti emissive coinvolte, riconosca la necessità di applicare ad impianti, localizzati in una determinata area, misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare in tale area il rispetto delle norme di qualità ambientale, l'amministrazione ambientale competente, per installazioni di competenza statale, o la stessa autorità competente, per le altre installazioni, lo rappresenta in sede di conferenza di servizi di cui all'articolo 29-quater, comma 5"* con conseguente obbligo per l'Autorità Competente di prescrivere *"… nelle autorizzazioni integrate ambientali degli impianti nell'area interessata, tutte le misure supplementari particolari più rigorose di cui al comma 1 fatte salve le altre misure che possono essere adottate per rispettare le norme di qualità ambientale";*
visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), *l'Autorità Competente, ove lo ritenga necessario, aggiorna l'autorizzazione integrata ambientale o le relative condizioni;*

esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale.

2.3. Attività istruttorie

Vista	la comunicazione del MATTM per l'avvio del procedimento ID 966_10341 avviato dal MATTM con prot. U.0021597.21-08-2019;
vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale compressione a gas di Montesano sulla Marcellana (SA), – DD 282 del 06/09/2010;
esaminata	la documentazione necessaria presentata dal Gestore consultabile sul sito della Direzione Generale per le Autorizzazioni e Valutazioni Ambientali (https//va.mite.gov.it/it-IT);
esaminati	i documenti comunitari adottati a norma della direttiva 2015/75/UE: Best Available techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants (LCP -2017);
esaminata	La Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 della Commissione del 31-11-2021 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che 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 della presente Relazione Istruttoria e le condizioni ivi contenute, restando inteso che 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 dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
vista	la richiesta d'integrazioni della Commissione istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale - IPPC prot. CIPPC/486 del 26/03/2023;
vista	la nota di convocazione del sopralluogo della Commissione istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale - IPPC presso la Centrale, prot. CIPPC/487 del 26/03/2023;
visto	gli esiti del sopralluogo e della riunione del Gruppo Istruttore effettuati presso l'istallazione nel giorno 13 aprile 2023, giusto verbale prot. CIPPC/634 del 14/04/2023;
viste	le integrazioni trasmesse dal Gestore con nota prot. n. 91/HSEQ/SB del 26/04/2023;
vista	l'e-mail di trasmissione della proposta di Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 07/06/2023 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC/938 del 13/06/2023;
vista	l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio aggiornato in seguito alle osservazioni pervenute dal Gruppo Istruttore e trasmessa per approvazione dalla segreteria in data 17/07/2023, avente prot. CIPPC/1151 del 20/07/2023.

3. DATI DELL'IMPIANTO

Denominazione impianto	Centrale di compressione gas di Montesano sulla Marcellana
Indirizzo	Strada Provinciale Perito Grande 84033, Montesano sulla Marcellana (SA)
Sede Legale	Piazza Santa Barbara, n. 7 - 15192, S. Donato Milanese (MI)
Tipo impianto	Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica Codice: 49.50 Classificazione NOSE-P: 101 Codice: 04. Processi di combustione in turbine a gas Numero di addetti: 7
Gestore Impianto	Snam Rete Gas S.p.A. Sede legale Piazza Santa Barbara, n. 7 - 15192, S. Donato Milanese (MI). PEC: coordinamento.impianti@pec.snam.it
Rappresentante del Gestore	Raffaele Piero Navarra via Libero Comune, n. 5, 2613, Crema (CR) PEC: coordinamento.impianti@pec.snam.it Mail: raffaele.navarra@snam.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	no
Certificazione SGA	ISO 14001 (certificato n. 191723-2015-AE-ITA-ACCREDIA-CC1 Validità: 12 dicembre 2021 – 11 dicembre 2024)
Misure penali o amministrative riconducibili all' installazione o parte di essa	no

4. INQUADRAMENTO AMBIENTALE E TERRITORIALE

Dall'Allegato B.18 fornita dal Gestore risulta che il sito in esame è ubicato nel comune di Montesano sulla Marcellana (SA), al centro della Piana di Magorno, a circa 15 km ad ovest dall'abitato di Montesano. L'area si trova ad una quota di circa 830 m s.l.m. ed è destinata essenzialmente ad uso agricolo. Sono presenti alcune unità abitative sparse, come il piccolo abitato di Castracane sito a circa 150 m ad ovest della centrale.

L'insediamento occupa una superficie complessiva di circa 80.000 m^2, di cui circa 2.500 m^2 di superficie coperta, circa 35.500 m^2 di area coperta pavimentata, e circa 42.000 m^2 di superficie scoperta non pavimentata.

La Centrale è individuata nel catasto comunale al foglio 48, particella 841 e sorge all'interno di un'area naturalistica protetta denominata Lago Cessuta, sito di interesse comunitario ai sensi del DPR 3 Aprile 2000.

Gli strumenti di programmazione territoriale ed urbanistica vigenti sull'area nella quale insiste l'impianto di Montesano a livello comunale sono:

- Piano Preliminare del PUC e del Rapporto Preliminare Ambientale redatti dal RTP – PRESA ATTO della predisposizione con Delibera n.107 del 13/06/2013; nella carta trasformabilità ambientale ed insediativa del PUC l'area della centrale è classificata come "attrezzature";
- Piano Regolatore Generale approvato con Decreto Dirigenziale del Settore Urbanistica della Regione Campania n. 449 del 25/10/2006; la centrale è classificata dalla variante parziale al PRG del Comune di Montesano come impianto pubblico (Ip7) nella frazione di Tardiano.

A livello provinciale, invece, vige il PTCP della Provincia di Salerno approvato con Delibera n. 15 del 30/03/2012.

Nella Tabella 1 si riportano le informazioni relative alla superficie occupata dall'installazione.

Tabella 1: Superficie dell'installazione

Superficie dell'installazione (m^2)			
Totale	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
80.000	2.500	35.500	42.000

4.1. Aria

Il Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ha inserito tutti i comuni della Campania in tre tipologie di zone (di "risanamento", di "osservazione" e di "mantenimento" della qualità dell'aria), a seconda della presenza e quantità degli inquinanti e con riferimento ai limiti fissati dalla legislazione. Il Piano si basa sullo studio dell'Assessorato alle Politiche Ambientali della Regione Campania sulla Qualità dell'aria nel territorio regionale (Novembre 2005).

Lo studio, in particolare ha fatto riferimento ai seguenti elementi conoscitivi:

- i dati prodotti dalla rete regionale di monitoraggio della qualità dell'aria (2002);
- i dati provenienti da campagne di misura effettuate con mezzi mobili dell'ARPAC, relativamente all'inquinante benzene (2002);
- l'inventario regionale delle emissioni;

- i risultati ottenuti attraverso la modellistica di tipo diffusionale e statistico.

Il Piano in particolare definisce relativamente alla qualità dell'aria una zonizzazione dell'intero territorio regionale, a seconda delle concentrazioni di inquinanti, del superamento dei "valori limite" e delle "soglie di allarme". Le "aree di risanamento" sono quelle in cui più inquinanti superano o rischiano di superare il valore limite e le soglie di allarme, mentre le "aree di mantenimento della qualità dell'aria" sono quelle dove i livelli degli inquinanti sono inferiori ai valori limite e tali da non comportare il superamento degli stessi.

Il comune di Montesano, recependo quanto indicato dal Piano Regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria ha definito lo stato dell'aria del proprio comune all'interno del "Piano Preliminare del PUC – Quadro conoscitivo e Quadro strategico – Relazione Fondativa".

Dallo studio emerge che il territorio di Montesano sulla Marcellana in particolare, è compreso tra le aree di mantenimento, non essendosi verificato alcun superamento dei valori ammessi per legge.

Inoltre, dal Monitoraggio ARPAC delle emissioni d'inquinanti principali da sorgenti diffuse e da sorgenti lineari, effettuati fino al 2002, lo Stato della qualità dell'aria risulta di buona qualità dell'aria per l'intero territorio comunale. I rilievi effettuati hanno infatti rilevato dei valori contenuti dei principali inquinanti derivanti dalla combustione dei combustibili fossili contenenti zolfo (carbone, gasolio, olio combustibile), e quindi prodotti principalmente dal riscaldamento domestico e dal traffico veicolare, quali: monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NOx), polveri sottili e particelle solide (PM10), biossido di zolfo (SOx).

Di seguito in Tabella 2: Dati del monitoraggio della qualità dell'aria del 2002si riportano i dati del monitoraggio della qualità dell'aria del 2002, tratti dall'inventario regionale delle emissioni di inquinanti dell'aria della Regione Campania.

Tabella 2: Dati del monitoraggio della qualità dell'aria del 2002

	CO (ton)	COV (ton)	NO_x (ton)	PM 10 (ton)	SO_x (ton)
Sorgenti diffuse	445,79	315,41	103,07	33,15	3,95
Sorgenti lineari	77,02	11,27	66,20	3,74	1,33
Sorgenti puntuali	46,20	628,00	39,80	0,00	0,00

4.2. Acque superficiali

La piana di Magorno, dove sorge la centrale, costituisce una conca di natura endoreica circondata su tutti i lati da rilievi collinari e montuosi. Il bacino idrografico che sottende ha un'estensione di poco superiore ai 20 km^2. È presente una rete di corsi d'acqua scarsamente incisi, a regime stagionale ed andamento centripeto. Gli impluvi perdono comunque la loro connotazione al margine della piana, dove si sviluppa unicamente una rete idrografica di natura antropica, costituita da canali di scolo delle acque. I punti di recapito delle acque di ruscellamento superficiale, siano esse di tipo incanalato o libero, sono rappresentati da alcuni inghiottitoi di origine carsica concentrati in prevalenza ai bordi della piana.

A sud della Piana di Magorno e della contigua Piana del Prete è infine presente un bacino lacustre di piccole dimensioni, il lago Cessuta.

A circa 850 m dalla centrale si trova il canale S. Elisabetta Cessuta, dove vengono fatte confluire le acque meteoriche di scarico dell'impianto.

4.3. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

I lineamenti geologici del territorio relativo alla centrale di compressione di Montesano sulla Marcellana sono inquadrabili nell'ambito del dominio geologico-strutturale dell'Appennino meridionale. Questo è caratterizzato da una serie di falde di ricoprimento, messesi in posto nel corso delle varie fasi tettogenetiche del Miocene e del Pliocene, a cui ha fatto seguito una tettonica distensiva pleistocenica.

In un quadro sintetico del territorio in esame, si possono distinguere i seguenti complessi geologico-strutturali:

- Complesso calcareo-siliceo-marnoso (Mesozoico);

- Complesso calcareo-dolomitico (Mesozoico-Cenozoico);

- Depositi recenti del Quaternario.

L'ossatura geologica della regione è rappresentata dal Complesso calcareo-siliceo-marnoso, costituito da litotipi a comportamento rigido (calcari prevalenti) a cui si sovrappone il Complesso calcareo-dolomitico. A questi complessi, si sovrappone quello terrigeno, formato in prevalenza da litotipi arenacei ed argillosi con intercalazioni di calciruditi costituiti da ciottoli delle formazioni sottostanti.

I depositi continentali quaternari si sviluppano con coperture più o meno potenti, formate da argille, sabbie argillose e conglomerati alluvionali e fluvio-lacustri, che hanno colmato antiche depressioni tettoniche.

L'assetto tettonico risulta caratterizzato da una serie di faglie con direzione NO-SE e NE-SO, lungo il cui sviluppo si originano fasce ad intensa cataclasi dei litotipi coinvolti. Nell'intorno dei massicci carbonatici sono frequenti fenomeni carsici, sia superficiali che profondi.

L'area oggetto di studio, in particolare, insiste su di un'ampia zona pianeggiante di origine fluviolacustre, bordata da rilievi montuosi calcarei e in piccola parte arenacei, intensamente fratturati, facenti parte dell'unità dei Monti della Maddalena e dell'Unità Silentina, descritte di seguito. Le rocce carbonatiche affioranti ai margini della piana sono costituite in gran parte da micriti stratificate di colore grigio-nocciola.

La conca endoreica di Magorno è inquadrabile nel più ampio contesto della struttura idrogeologica dei Monti della Maddalena, ovvero del Valle di Diano.

In particolare, la suddetta piana si colloca come elemento isolato all'interno degli estesi affioramenti calcareo-dolomitici presenti al confine campano-lucano.

Dal punto di vista idrogeologico si distinguono pertanto due complessi principali:

- Complesso calcareo-dolomitico;
- Complesso dei depositi quaternari a carattere sciolto.

Il grado di permeabilità delle formazioni carbonatiche è definibile come buono. Si tratta di una permeabilità di tipo secondario per fessurazione e carsismo. La presenza di interstrati di argille può costituire localmente una soglia di permeabilità. La circolazione idrica all'interno dei massicci carbonatici avviene pertanto in modo diffuso, anche se localmente, in assenza di fratturazione, la trasmissività dell'acquifero può ridursi anche notevolmente. L'acquifero carbonatico alimenta numerose sorgenti presenti ad ovest presso la pianura di Montesano Scalo e ad est nella Valle del Fiume Agri.

L'unità idrogeologica quaternaria, che forma il riempimento della conca endoreica di Magorno, rappresenta invece, sotto l'aspetto idrogeologico, un complesso per lo più produttivo poiché formato in prevalenza da litotipi limo-argillosi. Ad essi sono intercalati livelli sabbiosi di spessore ed estensione areale limitati, contenenti una o più falde sospese, che vengono alimentate, con difficoltà, dalle infiltrazioni superficiali in prossimità dei conoidi posti al margine della conca. Tali falde non risultano in comunicazione diretta con l'acquifero carbonatico sottostante, in quanto separate da livelli limo-argillosi.

Per quanto riguarda la successione litostratigrafica presente in sito, le prove geotecniche eseguite nel 2010 e riportate nella Relazione Geologica e Geotecnica allegata all'AIA, registrano i seguenti risultati:

- Limi sabbiosi - limi e limi sabbiosi fino alla profondità di 11 m;
- Argilla - livello di argilla grigio azzurra per lo spessore di 1 m a partire dalla profondità di 11 m;
- Limi - limi debolmente sabbiosi e limi argillosi di colorazione grigio-scuro da 12 m fino alla profondità di 19,1 m;
- Argilla - argilla limosa compatta e argilla sabbiosa di colorazione grigiastra fino alla profondità di 25,4 m;
- Limi - limi sabbiosi e limi compatti di colore grigio scruto. Per uno spessore di 2,3 m fino alla profondità di 27,5 m;
- Argilla - argilla debolmente sabbiosa e argilla di colorazione grigiastro a partire dalla profondità di 27,5 m fino alla profondità di 35,0 m (fine sondaggio).

4.4. Rumore e vibrazioni

Il Comune di Montesano sulla Marcellana ha provveduto con Delibera del Consiglio Comunale n.23 del 18/05/1999 ai sensi del DPCM 01.03.91, della Legge 447/95 e delle Delibere Regionali n° 6131 del 20.10.1995 e n° 8758 del 29.12.95, ad approvare il Piano di zonizzazione acustica del territorio, rendendo immediatamente esecutiva la delibera stessa. In seguito ad essa, la centrale di compressione gas situata in tale comune rientra in parte in Zona I - "Aree particolarmente protette" ed in parte in Zona II - "Aree prevalentemente residenziali". A seguito della zonizzazione acustica effettuata dal Comune, Snam Rete Gas in data 24/02/2000 ha richiesto al comune la rettifica della destinazione d'uso del sito, da impianto pubblico ad industriale. Il comune ha accolto, con delibera n. 3 del 17/03/2001 il cambio di destinazione d'uso. Snam Rete Gas ha quindi richiesto la rettifica del piano di zonizzazione acustica del Comune in data 27/08/2001 con inserimento della centrale in classe V.

5. ASSETTO IMPIANTISTICO

5.1. *Attività dell'installazione*

La Centrale di Compressione di Montesano, attiva dal 1994, fa parte dell'ampia rete dislocata lungo tutta la Penisola Italiana, attraverso le quali SNAM Rete Gas (in seguito anche SRG) effettua il servizio di compressione del gas naturale, in arrivo da condotte nazionali ed estere, garantendo l'approvvigionamento dei metanodotti della rete Italiana.

L'impianto di Montesano, così come tutti gli impianti di compressione gas naturale, non svolgono alcuna attività produttiva vera e propria, effettuano esclusivamente l'azione di "spinta" del gas naturale all'interno della rete dei metanodotti SRG.

Tale attività è svolta da turbine a gas, alimentate a loro volta da gas naturale, utilizzate per l'azionamento diretto di compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete gasdotti.

5.2. *Descrizione dell'installazione*

Nella centrale si individuano tre aree, di seguito descritte:

Area Impianti - l'area impianti comprende quattro unità di compressione identificate con le sigle TC1, TC2, TC3, TC4 e collocate all'interno di cabinati insonorizzati. Nell'area sono presenti anche quattro punti di emissioni puntuali in atmosfera di tipo convogliato, contraddistinti dalle sigle E1, E2, E10, E11 che corrispondono rispettivamente alle unità di compressione TC1, TC2, TC3, TC4. Inoltre, sono presenti due punti di emissione convogliata in atmosfera (vent E9 A-B) che hanno lo scopo di poter rilasciare il gas naturale contenuto nelle tubazioni della centrale e delle unità di compressione.

Il vent di centrale viene attivato unicamente dagli operatori di centrale per attività di manutenzione sugli impianti di centrale e solo in caso di emergenza. Il vent delle unità di compressione è invece attivato per l'operatività delle stesse unità e per situazioni di sicurezza. Nell'area impianti sono anche presenti tre punti di emissione in atmosfera di tipo poco significativo identificate con le sigle E4, E5, E6 derivanti da generatori di calore. Un'emissione in atmosfera di tipo non significativa proviene dal gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio (E7). L'emissione E8 invece è relativa alla motopompa antincendio carrellata.

Area Fabbricati - l'area fabbricati comprende diversi edifici collocati a distanza di sicurezza dall'area impianti. Gli edifici comprendono:

- sala controllo e quadri elettrici;
- uffici, officina, magazzino;
- servizi;
- cabina elettrica di trasformazione;
- sala batterie;
- sala telemisure;
- quadro di commutazione;

- gruppo generatore elettrico di emergenza.

Strade e Piazzali - l'area comprende la rete stradale interna in asfalto ed i piazzali adibiti al parcheggio ed al carico/scarico.

Si riportano nella Tabella 3 i principali impianti di cui si compone la centrale.

Tabella 3: Consistenza impiantistica della centrale di Montesano

Denominazione	Tipo	Costruttore	Potenza (kW) Condizioni ISO	Potenza (kW)	Potenza (MW)	Combustibile
TC1	PGT-25 DLE	Nuovo Pignone/ General Electric	23.270	62.021	62,021	Gas naturale
TC2	PGT-25 DLE	Nuovo Pignone/ General Electric	23.270	62.021	62,021	Gas naturale
TC3	PGT-25 DLE	Nuovo Pignone/ General Electric	23.270	62.021	62,021	Gas naturale
TC4	PGT-25 DLE	Nuovo Pignone/ General Electric	23.577	62.438	62,438	Gas naturale
				TOTALE	250,501	

Denominazione	Tipo	Uso	Potenza (kW)	Combustibile
Caldaia	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata B-1	Pre-riscaldo fuel gas	600	Gas naturale
Caldaia	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata B-2	Riscaldamento cabinati	210	Gas naturale
Caldaia	Generatore di calore con bruciatore ad aria soffiata B-3	Civile	150	Gas naturale

Denominazione	Potenza (kW)	Combustibile
Gruppo elettrogeno	3.320	Gasolio

Denominazione	Potenza (kW)	Combustibile
Motopompa antincendio	118	Gasolio

5.3. *Ciclo produttivo*

Il ciclo produttivo della centrale è suddiviso nei seguenti processi.

Aspirazione gas

Il gas da comprimere, proveniente dalla linea, viene immesso in centrale attraverso un collettore di aspirazione munito di valvole motorizzate di intercettazione e, passando dai rispettivi filtri gas (filtri a ciclone), confluisce alle tubazioni di aspirazione dei gruppi di compressione.

Sul collettore di aspirazione sono derivate le linee per:

- gas combustibile;
- gas servizi (alimentazione dei generatori di calore ad uso industriale e civile);
- gas di alimentazione attuatori delle valvole di centrale.

Come trattamenti preliminari i gas sono sottoposti ai seguenti processi a seconda della destinazione:

- Il gas combustibile dei turbocompressori, prima dell'immissione in camera di combustione, passa attraverso unità filtranti (filtro a cartuccia), viene pre-riscaldato da generatori di calore ad alta efficienza, decompresso alla pressione di utilizzo delle turbine ed infine misurato (Sm^3).
- Il gas servizi viene ridotto alla pressione di utilizzo, filtrato e misurato prima dell'alimentazione dei generatori di calore utilizzati per il pre-riscaldo del gas combustibile e ad uso civile per il riscaldamento del fabbricato principale della centrale e la produzione di acqua calda.
- Il gas di alimentazione attuatori delle valvole di centrale viene preventivamente ridotto di pressione, filtrato e disidratato.

Compressione gas

L'impianto è dotato di quattro unità di compressione (TC1-TC2-TC3-TC4), costituite ciascuna da una turbina accoppiata ad un compressore centrifugo monostadio. Le unità sono tutte alimentate con lo stesso gas naturale trasportato nella rete dei gasdotti e sono di tipologia Dry Low Emission (DLE) per il contenimento delle emissioni dei gas di combustione in atmosfera. Per ogni unità è anche presente un gruppo ausiliario di turbina (sistema di avviamento, pompe lubrificazione, filtri dell'olio, ecc.).

Mandata gas

Il gas in uscita dalle unità di compressione viene convogliato al collettore di mandata in centrale e da qui è inviato nella rete dei metanodotti.

5.4. *Sistema di controllo e gestione dell'installazione*

La gestione della centrale di compressione gas e la sua sicurezza è affidata a sistemi di controllo automatici locali. La centrale è stata infatti progettata per essere esercita in "automatico a distanza", con possibilità di funzionamento in "automatico locale" e "manuale locale". L'esercizio in "locale" viene effettuato dalla sala controllo della centrale attraverso l'impostazione locale sul sistema SCS

(Sistema di Controllo Stazione) dei set point richiesti, mentre quello a distanza è condotto dal Centro di Dispacciamento attraverso l'invio dei set point di funzionamento direttamente da San Donato Milanese (MI) in servizio h 24.

La presenza di personale nella centrale è richiesta solo nelle ore lavorative (orario di lavoro: lun.-giov. 8:00-12:30/13:30-17:00; ven. 8:00-13:30) per esigenze di manutenzione e gestione amministrativa, oppure in caso di emergenza su richiesta del Dispacciamento.

La centrale è dotata di due sistemi di controllo fisicamente indipendenti, ma che effettuano un continuo scambio di informazioni tra loro, garantendo la messa in sicurezza dell'impianto sulla base di variazioni anomale di alcuni parametri di funzionamento monitorati in continuo.

- Il Sistema di Controllo Unità (SCU) controlla, regola, misura e calcola le variabili ed i parametri di funzionamento dell'unità comprendente turbina e compressore centrifugo. Inoltre gestisce gli interblocchi, i blocchi, i comandi, le sequenze e le protezioni delle stesse unità e gli ausiliari elettrici (pompe, ventilatori, soffianti, ecc.), meccanici (valvole VDR, attuatori, ecc.), di sicurezza (impianto antincendio, rilevamento fughe di gas, ecc.) ed elettrostrumentali (antighiaccio, antipompaggio, ecc.).
- Il Sistema di Controllo Stazione (SCS) controlla, regola, misura e calcola le variabili di esercizio ed i parametri di funzionamento e gestisce gli interblocchi, i blocchi, i comandi e le sequenze di centrale.

5.5. Consumo di materie prime

La centrale di compressione non è di tipo produttivo e la principale materia prima utilizzata nell'impianto è il gas naturale. Questo viene impiegato come fonte energetica per le turbine a gas, le quali sono utilizzate per l'azionamento diretto di compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete gasdotti. Quantità minori dello stesso vengono usate per il pre-riscaldo del fuel gas e ad uso civile. Altre fonti energetiche secondarie sono il gasolio, adibito al funzionamento del gruppo elettrogeno di emergenza e per la pompa antincendio, e l'elettricità.
La movimentazione dei prodotti avviene in idonee aree confinate, dotate di piazzole di carico e scarico impermeabilizzate, che permettono la gestione di questi in piena sicurezza ambientale. Eventuale prodotto raccolto viene gestito come rifiuto e conferito a terzi, autorizzati per operazioni di recupero/smaltimento.
La configurazione tipica di esercizio, che coincide con la configurazione impiantistica alla massima capacità produttiva (MCP), prevede in marcia al massimo tre turbocompressori e 2 caldaie su tre per tutto l'anno (8000 ore).

Il Gestore ha riportato i quantitativi delle materie prime impiegate nelle schede B.1.1 per l'anno 2017 e B.1.2 riferita alla capacità produttiva, e le stesse materie prime sono stoccate nelle predisposte aree come indicato in scheda B.13 (Tabella 4).

Tabella 4: Consumo di materie prime

Consumo di materie prime											
Descrizione	**Tipo**	**Fasi/unità di utilizzo**	**Stato fisico**	**Eventuali sostanze pericolose contenute**						**Consumo annuo**	
				N° CAS	**Denominazione**	**% in peso**	**Frasi H**	**Frasi P**	**Classe di pericolo**	**Anno 2017**	**MCP**
Gas naturale(1)	Materia prima	Fase 2	Gas	68410-63-9	Gas naturale	100	220;280	101; 102; 210;377; 381;410+403	-	11.013.711 Sm^3/anno (2)	156.000.000 Sm^3/anno(3)
Gasolio(1)	Materia prima ausiliaria	Fase 2	Liquido	68334-30-5	Combustibili, diesel – Gasolio, non specificato	≥ 73	226;332;315;351;373;304;411	101; 102; 201;210; 260; 271;273; 280;301+310; 308+313; 312;331; 370+378;391; 403+235;405; 501	-	1,847 t/anno	(4)
				-	Idrocarburi rinnovabili (frazione dieseltipo)	≤ 20	304	-			
				85049-31-6	Acidi grassi, C16-18 e C18insaturi, miscela di esteri con acido adipico etrimetilopropano	≤ 7	-	-			
Olio lubrificante	Ausiliaria	Fase 2	Liquido		Olio base minerale, severamente raffinato (componente principale)	≥ 99	-	-	EUH 210 EUH 208	621 kg(5)	3.285 litri(6)
				125643-61-0	Reaction mass of isomers of: C7-9- alkyl 3-(3,5-di- trans-butyl-4-hydroxyphenyl) propionate(additivo)	0,1 –0,49	413	-			
				90-30-2	N-1-naphthylaniline (additivo)	0,1 –0,249	302;317;373;400;410	-			
Olio sintetico	Ausiliaria	Fase 2	Liquido	68937-41-7	Triaryl Phosphates Isopropylated(additivo)	0,099 – 2,49	411	-	EUH 210		3.285 litri(6)

Nota 1: L'impianto di compressione Gas di Montesano consuma gas naturale e gasolio come combustibili. In particolare, il gasolio viene utilizzato come combustibile del gruppo elettrogeno di emergenza e della motopompa antincendio di Impianto.
Nota 2: Il dato è la somma del gas utilizzato delle unità di compressione e del gas combusto dalle caldaie di Impianto al 2017.
Nota 3: Il consumo di gas naturale alla MCP è stato calcolato a partire dai dati di consumo specifico delle unità di compressione pari a 6.500 Sm^3/h per TC1, TC2, TC3.
Nota 4: La stima del consumo di gasolio alla CP non è stata calcolata in quanto i gruppi elettrogeni e la pompa antincendio entrano in funzione solo in caso di emergenza o per prove. La durata massima di tali eventi non è ipotizzabile pertanto si può stimare un valore di consumo paragonabile all'anno di riferimento.

Consumo di materie prime											
Descrizione	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	
				N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo	Anno 2017	MCP
Nota 5: Il dato si riferisce ai reintegri (esclusa la sostituzione dell'olio esausto) effettuati nel corso del 2017. **Nota 6:** Il consumo di olii alla CP è calcolato a partire dal dato di consumo specifico di olio minerale e sintetico per singola unità di compressione pari a 6 l/giorno.											

Si riporta in Tabella 5 il quantitativo di gas compresso nella Centrale e le ore di funzionamento dal 2017 al 2022.

Tabella 5: Quantitativo di gas compresso ($Sm^3 \times 10^6$) e ore di funzionamento

2017	2018	2019	2020	2021	2022
5.118,735	3.256,685	110,517	720,00	7.547,666	20.896,309
2.062	1.645	84	415	3182	7425

5.6. Consumo di combustibile

La principale materia prima utilizzata nell'impianto è il gas naturale. Questo viene impiegato come fonte energetica per le turbine a gas, le quali sono utilizzate per l'azionamento diretto di compressori che forniscono al gas la spinta necessaria per il trasporto nella rete gasdotti. Quantità minori dello stesso vengono usate per il pre-riscaldo del fuel gas e ad uso civile. Altre fonti energetiche secondarie sono il gasolio, adibito al funzionamento del gruppo elettrogeno di emergenza e per la pompa antincendio, e l'elettricità.

Si riportano in Tabella 6 e Tabella 7 i consumi di gas naturale per il funzionamento delle turbine e dei generatori di calore e il consumo di gasolio per il funzionamento dei gruppi elettrogeni e della motopompa antincendio dal 2017 al 2022.

Tabella 6: Consumo di gas naturale come combustibile (Sm^3)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Turbine a gas	10.916.019	7.776.811	318.057	1.976.045	17.942.907	54.129.692
Generatori di calore	93.711	84.974	41.861	62.372	93.813	135.886

Tabella 7: Consumo di gasolio (kg)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Gruppi elettrogeni	1.847	1.348	1.223	1.129	1.026	807
Motopompa antincendio	110	25	35	29	83	96

5.7. Stoccaggio di combustibili liquidi e altre sostanze

Si riportano di seguito i dettagli dell'area adibita a stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi in Tabella 8, come indicato dal Gestore in scheda B.13.

Tabella 8: Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

N° area	Nome identificativo area	Georeferenzia-zione (Gauss-Boaga)	Capacità di stoccaggio (m^3)	Superficie (m^2)	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità (m^3)	Modalità di stoccaggio
1	17 Deposito fusti olio	40°16'04.2 "N 15°46'44.9 "E	-	-	Fusti metallici presso area dedicata pavimentata protetta da agenti atmosferici e con soglia di contenimento	Oli lubrificanti	5	Fusti metallici e/o plastica

Lo stoccaggio degli oli di lubrificazione, del gasolio, delle soluzioni acquose di lavaggio e di acqua contaminata da sostanze organiche "slop", avviene in vasche di contenimento in c.a. impermeabili ed ispezionabili. La movimentazione dei prodotti avviene in idonee aree confinate, dotate di piazzole di carico e scarico impermeabilizzate, che permettono la gestione di questi in piena sicurezza ambientale. Eventuale prodotto raccolto viene gestito come rifiuto e conferito a terzi, autorizzati per operazioni di recupero/smaltimento.

Olio di lubrificazione - l'impianto è fornito di un sistema di stoccaggio, carico e scarico olio di lubrificazione dei turbocompressori, costituito da due serbatoi metallici da 16 m^3 ciascuno, ispezionabili e contenuti in vasca di contenimento di cemento armato interrata e a tenuta, dimensionata in modo tale da poter contenere il 100% della capacità del serbatoio. Nei cassoni dell'olio di lubrificazione sono presenti sistemi automatici per il monitoraggio del livello che, in caso di anomalia, inviano una segnalazione di allarme alla sala di controllo. Per eventuali sversamenti, l'olio confluisce nella rete di raccolta "soluzioni acquose di lavaggio" e da lì nel serbatoio metallico per la gestione del fluido come rifiuto.

Olio idraulico - i due serbatoi della capacità di 300 litri ciascuno contenenti olio idraulico, usato per l'avviamento delle unità di compressione, sono inseriti in due skid dimensionati per contenere eventuali perdite. L'olio viene convogliato al sistema di avviamento tramite tubazioni in acciaio saldate. Scorte di olio idraulico sono tenute in fusti presso il deposito.

Gasolio - nell'impianto è presente un serbatoio di gasolio da 20,5 m^3 per l'alimentazione del generatore elettrico utilizzato in caso di emergenza. Il serbatoio metallico del gasolio è posizionato all'interno di una vasca di contenimento in cemento armato interrata e coperta con ghiaia, in modo tale da poter contenere il 100% della capacità del serbatoio in caso di fuoriuscita del gasolio. Sul serbatoio di gasolio sono effettuati controlli periodici sul quantitativo di gasolio presente. Le fasi di riempimento e stoccaggio sono presidiate da personale interno. Il serbatoio della motopompa antincendio fa parte dello skid dell'attrezzatura ed è in acciaio e a vista; al di sotto di esso è presente una vasca di contenimento con una capacità pari al volume del serbatoio. La procedura di carico della sostanza è manuale e presidiata da personale interno.

Prodotti ausiliari - per lo stoccaggio degli oli minerali e sintetici è utilizzato un deposito con tettoia in una piazzola di cemento con cordolo di contenimento impermeabile e di superfice adeguata in grado di contenere il 100% della capacità totale dei fusti in caso di fuoriuscita dell'olio.

Si riporta in Tabella 9 i dati del parco serbatoi di idrocarburi liquidi e di altre sostanze compilato dal Gestore nella Scheda B.13.1. in cui sono riportati solo i serbatoi di maggiori dimensioni.

Tabella 9: Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Progres-sivo	Sigla	Posizione amministrativa	Anno di messa in esercizio	Capacità (m^3)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)	Tipologia di tetto ed eventuale sistema di trattamento	Tipologia bacino di contenimento	Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
1	V-1	Già Autoriz.	2011	16.63	Slop	Tetto fisso senza recupero dei vapori	Bacino impermeabilizzato senza doppio fondo	Verifica visiva per lo stato di integrità/manutenzione	Quindicinale
2	V-2	Già Autoriz.	2011	16	Olio lubrificante (minerale) nuovo	Tetto fisso senza recupero dei vapori	Bacino impermeabilizzato senza doppio fondo	Verifica visiva per lo stato di integrità/manutenzione	Quindicinale
3	V-3	Già Autoriz.	2011	16.63	Olio lubrificante (minerale) di recupero	Tetto fisso senza recupero dei vapori	Bacino impermeabilizzato senza doppio fondo	Verifica visiva per lo stato di integrità/manutenzione	Quindicinale
4	V-5	Già Autoriz.	1994	20,5	Gasolio	Tetto fisso senza recupero dei vapori	Bacino impermeabilizzato senza doppio fondo	Verifica visiva per lo stato di integrità/manutenzione	Quindicinale
4	V-7	Già Autoriz.	2011	10	Acque reflue industriali	Tetto fisso senza recupero dei vapori	Bacino impermeabilizzato senza doppio fondo	Verifica visiva per lo stato di integrità/manutenzione	Quindicinale

5.8. Approvvigionamento idrico

Il processo di combustione del gas non richiede l'utilizzo di acqua. L'approvvigionamento idrico della centrale è garantito dall'acquedotto per l'alimentazione dei generatori di calore ad uso civile ed industriale (solo modesti reintegri in quanto gli impianti sono a circuito chiuso) e per i servizi igienico-sanitari; mentre l'acqua prelevata dal pozzo ubicato all'interno della centrale stessa viene utilizzata per l'irrigazione e per alimentare la pompa antincendio.

Il Gestore ha indicato le caratteristiche di approvvigionamento in Centrale nelle schede B.2.1 e B.2.2 per l'anno 2017 e riferite alla capacità produttiva (Tabella 10).

Tabella 10. Consumo di risorse idriche

Approvvigionamento	Utilizzo	Consumo annuo (m^3)		Contatori
		2017	MCP	
Acquedotto a uso potabile	Igienico sanitario	776	776(1)	SI
Pozzo	Antincendio, irriguo,	12.895	19.710	SI

Approvvigionamento	Utilizzo	Consumo annuo (m^3)		Contatori
		2017	MCP	
	reintegro impianto riscaldamento, manutenzione area impianti			
Nota 1: L'acqua proveniente dall'acquedotto viene utilizzata solo a scopi igienico sanitari dal personale presente in centrale. Per questo motivo alla MCP, poiché il numero di addetti rimane invariato, si prevedono gli stessi consumi riportati nella parte storica.				

La seguente Tabella 11, tratta dai Report annuali 2016, 2017 e 2018, riporta i valori relativi ai consumi idrici registrati per gli anni indicati.

Tabella 11: Consumi idrici (m^3)

Approvvigionamento	Utilizzo	Consumo annuo (m^3)		
		2016	2017	2018
Acquedotto a uso potabile	Igienico sanitario	942	776	721
Pozzo	antincendio, irriguo, reintegro impianto riscaldamento, manutenzione area impianti	6.769	12.895	2.818

5.9. Bilancio energetico

La centrale non produce energia elettrica o termica. Il gruppo elettrogeno installato è messo in funzione solamente per operazioni di emergenza e di controllo. Anche i generatori di calore presenti sono funzionali al solo esercizio della centrale, in quanto usati per il pre-riscaldo del gas combustibile e per i servizi.

La fonte energetica maggiormente utilizzata nell'impianto è il gas naturale, che viene impiegato principalmente per il funzionamento delle turbine a gas ad alto rendimento. I consumi energetici non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno a seconda delle condizioni di trasporto del gas naturale nella rete gasdotti richieste dagli utenti e dai volumi di gas importati dai diversi paesi di importazione. Questo costituisce una rilevante specificità del sistema gas ed influisce sulle condizioni di lavoro delle turbine, che sono sottoposte ad elevata variabilità di carico.

Si riportano di seguito i dati forniti in merito alla produzione di energia che il Gestore ha indicato nelle schede B.3.1 e B.3.2 per l'anno 2017 e riferite alla capacità produttiva (Tabella 12).

Tabella 12: Produzione di energia

ENERGIA TERMICA					
Unità	**Apparecchiatura**	**Potenza termica di combustione (MW)**	**Combustibile**	**Produzione annua (MWh)**	
				2017	**MCP**
Compressione gas – Fase 2	DG1 – gruppo elettrogeno di emergenza	3.320	Gasolio	-	-

ENERGIA ELETTRICA							
Unità	**Apparecchiatura**	**Potenza elettrica nominale (kVA)**	**Combustibili**	**Produzione annua (MWh)**		**Quota ceduta a terzi (MWh)**	
				2017	**MCP**	**2017**	**MCP**
Compressione gas – Fase 2	DG1 – gruppo elettrogeno di emergenza	1.505	Gas naturale	6,515	-	-	-

Si riportano di seguito i dati forniti in merito al consumo di energia che il Gestore ha indicato nelle schede B.4.1 e B.4.2 per l'anno 2017 e riferite alla capacità produttiva (Tabella 13).

Tabella 13: Consumo di energia

2017					
Unità	**Prodotto principale**	**Energia termica consumata (MWh)**	**Consumo termico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**	**Energia elettrica consumata (MWh)**	**Consumo elettrico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**
TC1	Gas compresso	10.966,1314	-	-	-
TC2	Gas compresso	12.401,2773	-	-	-
TC3	Gas compresso	16.737,0959	-	-	-
TC4	Gas compresso	66.429,7764	-	-	-
B1	Gas compresso	244,9816	-	-	-
B2 – B3	Gas compresso	669,5857	-	-	-
TOTALE		**107.448,8483**	**20.991,29**	**1.848,688**	**361,161**
MCP					
Unità	**Prodotto principale**	**Energia termica consumata (MWh)**	**Consumo termico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**	**Energia elettrica consumata (MWh)**	**Consumo elettrico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**
TC1	Gas compresso	507.491(2)	-	-	-
TC2	Gas compresso	507.491(2)	-	-	-
TC3 o TC4(1)	Gas	507.491(2)	-	-	-

2017					
Unità	**Prodotto principale**	**Energia termica consumata (MWh)**	**Consumo termico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**	**Energia elettrica consumata (MWh)**	**Consumo elettrico specifico per unità di prodotto (kWh/10^6 Sm^3/anno)**
	compresso				
B1	Gas compresso	(3)	-	-	-
B2 o B3(1)	Gas compresso	(3)	-	-	-
TOTALE		**1.522.473(2)**	**41.103**	**5.335(4)**	**144**

(1) Lo scenario alla MCP prevede l'esercizio di tre turbocompressori da 23 MW più n. 2 caldaie su tre per 8000 ore/anno.
(2) Dato calcolato a partire dai dati di consumo specifico delle unità di compressione pari a 6.500 Sm^3/h e quindi di un consumo di gas naturale alla MCP pari a 156.000.000 Sm^3/anno.
(3) Il consumo di gas naturale delle 2 caldaie in funzione alla CP non è stato stimato in quanto non considerato rilevante.
(4) Il consumo di energia elettrica alla MCP è stato stimato con una proporzione sapendo che nel 2017 la centrale ha funzionato per 2.772 ore consumando 1.848,688 MWh.

5.10. Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti derivano da processi di combustione. L'utilizzo del gas naturale come fonte energetica principale consente di ridurre al minimo le emissioni di ossidi di zolfo e polveri.

Nell'area sono presenti anche quattro punti di emissioni puntuali in atmosfera di tipo convogliato, contraddistinti dalle sigle E1, E2, E10, E11 che corrispondono rispettivamente alle unità di compressione TC1, TC2, TC3, TC4.

Nella centrale, oltre alle unità di compressione, sono convogliate emissioni in atmosfera anche dai seguenti punti:
- n. 3 generatori di calore (caldaie) alimentati a metano di potenza termica pari a 600 kWt, 210 kWt e 150 kWt (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 1, parte V del D. Lgs. 152/06);
- n. 1 gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio e di potenza termica di 3.320 kWt (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D. Lgs. 152/06);
- n. 1 motopompa antincendio alimentata a gasolio con potenza termica di 118 kWt (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D. Lgs. 152/06);
- n. 2 vent di impianto (Centrale e Unità) (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D. Lgs. 152/06).

5.10.1. Emissioni convogliate

Le emissioni in atmosfera sono direttamente correlate ai consumi energetici e quindi i flussi di massa non sono costanti nel tempo, ma variano di anno in anno a seconda delle condizioni di trasporto del gas naturale nella rete gasdotti richieste dagli utenti.

Per la verifica dei VLE AIA NOx e CO la centrale si avvale di misure in discontinuo con frequenza minima quadrimestrale, tenuto conto dei periodi di effettivo funzionamento di ciascuna unità, per TC1, TC2, e TC3; mentre per TC4 il monitoraggio è in continuo. Con riferimento al monitoraggio in continuo, il Gestore ha precisato che i VLE si intendono rispettati se, per ciascun campionamento

semestrale, il valore medio di tre misure consecutive, di almeno 30 minuti ciascuna, rispetta il VLE prescritto.

A seguito dell'emanazione, in data 31 luglio 2017, della Decisione di Esecuzione della Commissione UE 2017/14421, concernente le BAT Conclusions LCP, a far data dall'agosto 2021, fatte salve eventuali più stringenti determinazioni prima di tale data, per i camini E1, E2, E10, E11 dovranno essere rispettati i VLE AIA riportati in tabella 8.2 "VLE AIA da 08/2021", nel rispetto della BAT 44 di cui alla citata Decisione di Esecuzione.

Le uniche emissioni eccezionali in condizioni prevedibili possono essere quelle di gas naturale derivate da scarichi in atmosfera dovuti ad interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria e/o ad eventi incidentali.

Si riportano di seguito (Tabella 14) le fonti di emissione convogliata in atmosfera della Centrale di Montesano che il Gestore indica nella scheda B.6.

Tabella 14: Caratteristiche camini

Sigla camino	Georeferenziazione (Coordinate UTM 33N in metri)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m^2)	Unità di provenienza
E1	566159; 4457625	Autorizzato	12,57	11,79	Turbocompressore TC1
E2	566185 4457649	Autorizzato	12,57	11,79	Turbocompressore TC2
E10	566211 4457673	Autorizzato	12,57	11,79	Turbocompressore TC3
E11	566254 4457725	Autorizzato	21	14,4	Turbocompressore TC4
E4	566087 4457674	In deroga (art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Caldaia B1
E5	566091 4457669	In deroga (art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Caldaia B2
E6	566095 4457665	In deroga (art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Caldaia B3
E7	566182 4457741	In deroga (art. 272, comma 5, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Gruppo elettrogeno di emergenza DG1
E8	566108 4457650	In deroga (art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Motopompa antincendio
E9A	566423 4457613	In deroga (art. 272, comma 5, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Vent di unità
E9B	566416 4457690	In deroga (art. 272, comma 5, parte V del D.Lgs. 152/06)	-	-	Vent di centrale

Si riporta di seguito il prospetto delle emissioni convogliate in atmosfera nell'anno 2017 e alla MCP e dei relativi monitoraggi, dichiarato nelle schede B.7.1 e B.7.2 (Tabella 15). Il flusso di massa annuo si riferisce esclusivamente alle macchine in esercizio nell'ipotesi più conservativa dello scenario alla CP che prevede in marcia tre turbocompressori su quattro e due caldaie su tre per 8.000 ore/anno. Alla CP si stima un flusso annuo di NOx pari a 331 t/anno e di CO pari a 437 t/anno.

Tabella 15: Emissioni convogliate in atmosfera

Sigla Camino	Unità di provenien-za	SME	Portata [Nm^3/h]	Inquinanti	Concentrazione rappresentati-va [mg/Nm^3]	Flusso di massa rappresentati-vo [kg/h]	VLE AIA attuali	VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	BATC applicate (dich. Del Gestore)	BAT AEL
E1 (O2 rif. 15%)	TC1	No	171.968,5 nell'anno di riferimento 2017 183.250 alla MCP	NOx	39,8(1) (2017)	6,84 (2017) 13,74 (2) (MCP)	60 mg/Nm^3 (media annua) 65 mg/Nm^3 (media periodo di campionamento)	75 mg/Nm^3	Alimentazione con gas naturale Bruciatori Dry Low Emission Efficienza termica del 37%	15 – 50 mg/Nm^3 media annua 25 – 55 mg/Nm^3 Media giornaliera o media del periodo di campionamento
				CO	7,9(1) (2017)	1,36 (2017) 18,32 (2) (MCP)	40 mg/Nm^3 (media annua)	100 mg/Nm^3		5-40 mg/Nm^3
E2 (O2 rif. 15%)	TC2	No	186.043,9 nell'anno di riferimento 2017 183.250 alla MCP	NOx	41,7(1) (2017)	7,76 (2017) 13,74 (2) (MCP)	60 mg/Nm^3 (media annua) 65 mg/Nm^3 (media periodo di campionamento)	75 mg/Nm^3	Alimentazione con gas naturale Bruciatori Dry Low Emission Efficienza termica del 37%	15 – 50 mg/Nm^3 media annua 25 – 55 mg/Nm^3 Media giornaliera o media del periodo di campionamento
				CO	12,3(1) (2017)	2,29 (2017) 18,32 (2) (MCP)	40 mg/Nm^3 (media annua)	100 mg/Nm^3		5-40 mg/Nm^3
E10 (O2 rif. 15%)	TC3	No	168.024,9 nell'anno di riferimento 2017	NOx	41,3(1) (2017)	6,94 (2017) -	60 mg/Nm^3 (media annua) 65 mg/Nm^3 (media periodo di campionamento)	75 mg/Nm^3	Alimentazione con gas naturale Bruciatori Dry Low Emission	15 – 50 mg/Nm^3 media annua 25 – 55 mg/Nm^3 Media giornaliera o media del periodo

Sigla Camino	Unità di provenien-za	SME	Portata [Nm³/h]	Inquinanti	Concentrazione rappresentati-va [mg/Nm³]	Flusso di massa rappresentati-vo [kg/h]	VLE AIA attuali	VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	BATC applicate (dich. Del Gestore)	BAT AEL
			183.250 alla MCP						Efficienza termica del 37%	di campionamento
				CO	9,9(1) (2017)	1,66 (2017) -	40 mg/Nm³ (media annua)	100 mg/Nm³		5-40 mg/Nm³
E11 (O2 rif. 15%)	TC4	CO, NOx	139.465,3 nell'anno di riferimento 2017	NOx	52,5 (2017)	7,32 (2017) 13,5 (2) (MCP)	60 mg/Nm³ (media annua) 65 mg/Nm³ (media periodo di campionamento)	75 mg/Nm³	Alimentazione con gas naturale Bruciatori Dry Low Emission Efficienza termica del 37%	15 – 50 mg/Nm³ media annua 25 – 55 mg/Nm³ Media giornaliera o media del periodo di campionamento
			180.000 alla MCP	CO	29,8 (2017)	4,16 (2017) 18 (2) (MCP)	40 mg/Nm³ (media annua)	100 mg/Nm³		5-40 mg/Nm³
E4 (O2 rif. 3%)	Caldaia B1 (3)	No	0,26 kg/sec	NOx	-	0,267(2) (4) (MCP)	-	350 mg/Nm³	-	-
E5 (O2 rif. 3%)	Caldaia B2(3)	No	0,26 kg/sec	NOx	-	-	-	350 mg/Nm³	-	-
E6 (O2 rif. 3%)	Caldaia B3 (3)	No	0,26 kg/sec	NOx	-	0,072(2) (4) (MCP)	-	350 mg/Nm³	-	-

Nota 1: Valore di prova con sommata l'incertezza.
Nota 2: Flusso di massa rappresentativo dell'inquinante calcolato moltiplicando la portata alla MCP per il valore limite di emissione secondo D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
Nota 3: Ricompreso nell'art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06.
Nota 4: Inferiore alla soglia di rilevanza dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06.

I VLE stabiliti nell'AIA attuale si intendono rispettati se, per ciascun campionamento, il valore medio di tre misure consecutive, di almeno 30 minuti ciascuna, rispetta il VLE prescritto.

Si riportano nella Tabella 16 le concentrazioni degli inquinanti NOx e CO dai camini delle unità di turbocompressione dal 2017 al 2022, misurati con verifiche semestrali.

Tabella 16: Concentrazione di inquinanti misurata (mg/Nm^3)

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
E1	NOx	42,1 e 35	30,3 e 48,3	39,7 e 29,8	30,2 e 39,7	30,7 e 31,1	46,9 e 25,1
	CO	6,3 e 6,3	3,1 e 52,4	6,3 e 5,6	6,5 e 2,7	3,3 e 4	0,6 e 21
E2	NOx	50,7 e 36,3	39 e 50,5	25,4 e 24	24 e 25,9	n.d. e 27,9	44,7 e 32
	CO	4,3 e 10,5	7,7 e 15,1	32,3 e 34,2	47,2 e 33,4	n.d. e 35,5	2,7 e 4,5
E10	NOx	38,1 e 36,6	35,4 e 50,5	37,5 e 32	34,2 e 34,4	48,5 e 57,1	69,1 e 48
	CO	16,6 e 8,4	9,7 e 15,3	5,9 e 6,1	6,2 e 6,9	26,4 e 4,4	2,5 e 2,6
E11	NOx	52,5 anno 70,4 max giorno	41,4 anno 58,6 max giorno	45,4 anno 45,4 max giorno	61,7 anno 61,7 max giorno	45,5 anno 65,8 max giorno	42,7 anno 55,5 max giorno
	CO	29,8 anno	26,5 anno	29,1 anno	46,4 anno	38,7 anno	37,5 anno

In Allegato B.20 è riportata *la "Planimetria dello stabilimento con individuazione dei punti di rilascio e trattamento delle emissioni in atmosfera".*

5.10.2. Emissioni non convogliate

Nella Centrale, oltre alle emissioni puntuali dai camini dei vent, si possono distinguere due tipi di emissione non convogliata:

- Emissioni fuggitive
- Emissioni pneumatiche

L'impianto è stato progettato secondo le regole di buona ingegneria e secondo le migliori tecnologie recenti; pertanto, le emissioni di tipo fuggitivo sono di fatto ridotte al minimo.

Prima dell'avviamento dell'impianto vengono effettuate tutte le operazioni di collaudo indispensabili per evidenziare eventuali perdite dalle flange. Durante l'esercizio dell'impianto il sistema di manutenzione ordinaria garantisce il controllo continuo sui punti di emissione fuggitiva. Sono inoltre installati sistemi di rilevamento gas all'interno dei cabinati delle unità di compressione, permanentemente collegati ad un sistema di segnalazione allarme e blocco, che scattano al superamento di soglie limite impostate; quindi ogni eventuale emissione di gas naturale viene tempestivamente riconosciuta e confinata.

Le attività di manutenzione interne con verifiche visive e strumentali da parte degli operatori di centrale (gli stessi sono provvisti di rilevatori portatili di gas naturale) hanno lo scopo di monitorare lo stato degli impianti e la prevenzione di qualsiasi perdita di gas dalle tubazioni/impianti a seguito di rotture.

Le emissioni di gas naturale sono stimate annualmente utilizzando la metodologia elaborata dal Gas Research Institute (GSI) in collaborazione con US EPA, considerando la consistenza impiantistica della centrale; per le emissioni connesse all'esercizio ed alla manutenzione dell'impianto, si utilizzano procedure interne e specifiche di calcolo.

Le emissioni di gas naturale vengono monitorate e comunicate agli Enti competenti annualmente, specificando la tipologia, gli eventi accidentali e la relativa stima delle emissioni.

Si riporta nella Tabella 17 quanto dichiarato dal Gestore nelle schede B.8.1 e B.8.2 in termini di emissioni fuggitive nel 2017 ed al MCP.

Tabella 17: Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti		
				Inquinante	Quantità totale (t/anno) 2017	Quantità totale (t/anno) MCP (3)
Compressione gas – Fase 2	-	**FUG**	Emissioni da valvole, OEL, valvole sicurezza, manifold, riduttori, flangie, connessioni filettate, raccorderia a	Gas naturale	290.000	290.000

Il Gestore ha precisato che:

- nel corso dell'anno 2017 nell'impianto di compressione gas di Montesano non si sono verificati significativi eventi straordinari che hanno comportato rotture di tubazioni e/o di impianti con rilascio in atmosfera di gas naturale (rif. Relazione Tecnica Sintesi Piano di Monitoraggio e di Controllo del 2017).
- le emissioni di gas naturale sono stimate annualmente da SRG utilizzando la metodologia elaborata dal Gas Research Institute (GRI) in collaborazione con US EPA, considerando la consistenza impiantistica dell'impianto, applicata alla realtà impiantistica di Snam Rete Gas, attraverso un apposito progetto di ricerca e campagne di misura in campo, realizzato nel 1995;
- alla MCP la stima delle emissioni diffuse è paragonabile a quella calcolata per l'anno di riferimento 2017.

Presso l'impianto di Compressione gas di Montesano oltre alle emissioni fuggitive si possono individuare alte due tipologie di emissioni di gas naturale: le emissioni puntuali per manutenzione/esercizio pari a 110.000 m^3/anno e le emissioni pneumatiche pari a 190.000 m^3/anno.
Le emissioni fuggitive, pneumatiche e puntuali relative ai rilasci di gas naturale provenienti dalle varie apparecchiature/componenti della centrale negli anni 2019-2022 sono state (Tabella 18 e Tabella 19):

Tabella 18: Emissioni fuggitive, pneumatiche e puntuali espresse in Sm^3

Tipologia	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022
Fuggitive [1]	380.702 Sm^3	39.515 Sm^3	38.149 Sm^3	26.275 Sm^3
Pneumatiche [2]	157.466 Sm^3	54.978 Sm^3	21.212 Sm^3	52.113 Sm^3

Puntuali [3] (perdite tenute a gas)	666 Sm^3	4.300 Sm^3	33.469 Sm^3	113.087 Sm^3
Puntuali (vent unità TC)	44.056 Sm^3	45.573 Sm^3	94.170 Sm^3	140.443 Sm^3
Puntuali (vent centrale/parte impianto)	7.112 Sm^3	2.139 Sm^3	0	2.227 Sm^3
Totale	**590.002 Sm^3**	**146.505 Sm^3**	**187.000 Sm^3**	**334.145 Sm^3**

[1] Emissioni dovute a perdite fisiologiche degli organi di tenuta relativi - tra gli altri - a flange, valvole, compressori, pompe, etc.
[2] Emissioni causate da attuatori a gas delle valvole; possono essere emissioni continue o intermittenti.
[3] Emissioni puntuali di tipo operativo (sfiati per la messa in servizio e messa fuori servizio di tubazioni e/o apparecchiature), emissioni operative da normali attività lavorative, vent delle unità di compressione per normale ispezione e manutenzione.

Tabella 19: Emissioni fuggitive, pneumatiche e puntuali espresse in tonnellate

Tipologia	Anno 2019	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022
Fuggitive [1]	254,3 ton	26,4 ton	25,9 ton	17,5 ton
Pneumatiche [2]	105,2 ton	36,7 ton	14,1 ton	34,8 ton
Puntuali [3] (perdite tenute a gas)	0,4 ton	2,9 ton	22,3 ton	75,5 ton
Puntuali (vent unità TC)	29,4 ton	30,4 ton	62,9 ton	93,81 ton
Puntuali (vent centrale/parte impianto)	4,7	1,4	0 ton	1,5 ton
Totale	**394 ton**	**97,8 ton**	**125,2 ton**	**223,1 ton**

[1] Emissioni dovute a perdite fisiologiche degli organi di tenuta relativi - tra gli altri - a flange, valvole, compressori, pompe, etc.
[2] Emissioni causate da attuatori a gas delle valvole; possono essere emissioni continue o intermittenti.
[3] Emissioni puntuali di tipo operativo (sfiati per la messa in servizio e messa fuori servizio di tubazioni e/o apparecchiature), emissioni operative da normali attività lavorative, vent delle unità di compressione per normale ispezione e manutenzione.

5.11. Scarichi idrici

Gli unici scarichi idrici della centrale sono quelli relativi alle acque meteoriche di dilavamento delle aree esterne. Queste sono convogliate mediante una rete di tubazioni interrate recapitano nel corso idrico superficiale denominato S. Elisabetta Cessuta. Considerata la destinazione d'uso delle aree scolanti, ovvero strade, piazzali e parcheggi non potenzialmente inquinati, non è previsto alcun trattamento prima dello scarico.

Lo scarico idrico in questione è denominato S1 scarico acque meteoriche in corpo idrico superficiale (Tabella 20).

Tabella 20: identificazione scarichi idrici

Scarico finale	Scarichi parziali	Coordinate Gauss Boaga (UTM / WGS)	Tipologia acque	Recettore	Impianto di trattamento	Modalità di scarico	Sistema di monitoraggio in continuo
SF1	0	545944; 4456963	Acque meteoriche di dilavamento	Corpo idrico superficiale	-	Discontinuo	No

Il monitoraggio delle emissioni in acqua viene effettuato annualmente tramite il campionamento delle acque scaricate presso il punto S1, in presenza di sufficienti quantitativi di acqua e senza subire alcun trattamento

Si riportano di seguito in Tabella 21 i dati relativi alle concentrazioni di inquinanti rilevate allo scarico parziale S1 nell'anno di riferimento 2017 riportati dal gestore nella scheda B.10.1. Il Gestore ha precisato che alla MCP non sono previste particolari variazioni rispetto a quanto rilevato nel 2017.

Tabella 21: Emissioni in acqua

SCARICO FINALE SF1 – RECETTORE: Corpo idrico superficiale - Canale S. Elisabetta Cessuta **Portata media annua: MCP = non dichiarata; Anno 2017 = non dichiarata** **Coordinate UTM WGS:** 545944 - 4456963									
Denominazione scarichi parziali	**Tipologia acque**	**Portata annua scarico parziale [m^3] (MCP e Anno 2017)**	**Misuratore portata**	**Inquinanti**	**Concentrazione [mg/l] (Anno 2017)**	**VLEs attuali (mg/l)**	**VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i.**	**BATC di cui il Gestore dichiara l'applicazione**	**BAT AELs (mg/l)**
-	Acque meteoriche di dilavamento	Non indicata	No	Colore	<5 Hazen	Non percettibile	Non percettibile	Nessuna	-
				pH	7,42	5,5-9,5	5,5-9,5		-
				Temperatura	18,9 °C	-	-		-
				BOD5	20 mg/l	≤40	≤40		-
				COD	52,5 mg/l	≤160	≤160		-
				Ferro	0,21 mg/l	≤2	≤2		-
				Idrocarburi totali	<0,05 mg/l	≤5	≤5		-
				Oli e grassi	<0,05 mg/l	≤20	≤20		-
				Solidi sospesi	<5 mg/l	≤80	≤80		-
				Materiali grossolani	assenti	assenti	assenti		-
				Odore	<1	Non molesto	Non molesto		-
				Alluminio	<0,2 mg/l	≤1	≤1		-
				Rame	<0,02 mg/l	≤0,1	≤0,1		-
				Zinco	<0,01 mg/l	≤0,5	≤0,5		-
				Cloro attivo libero	<0,03 mg/l	≤0,2	≤0,2		-
				Azoto nitroso (come N)	<0,03 mg/l	≤0,6	≤0,6		-
				Azoto nitrico (come N)	0,32 mg/l	≤20	≤20		-
				Azoto ammoniacale (come NH4)	0,36 mg/l	≤15	≤15		-
				Tensioattivi totali	<0,1 mg/l	≤2	≤2		-

SCARICO FINALE SF1 – RECETTORE: Corpo idrico superficiale - Canale S. Elisabetta Cessuta
Portata media annua: MCP = non dichiarata; Anno 2017 = non dichiarata
Coordinate UTM WGS: 545944 - 4456963

Denominazione scarichi parziali	Tipologia acque	Portata annua scarico parziale [m^3] (MCP e Anno 2017)	Misuratore portata	Inquinanti	Concentrazione [mg/l] (Anno 2017)	VLEs attuali (mg/l)	VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	BATC di cui il Gestore dichiara l'applicazione	BAT AELs (mg/l)
				Pesticidi totali (esclusi i fosforati)	<0,005 mg/l	≤0,05	≤0,05		-
				Saggio di tossicità acuta	0	50%	50%		-
				Arsenico	<0,01 mg/l	≤0,5	≤0,5		-
				Bario	<0,2 mg/l	≤20	≤20		-
				Boro	<0,02 mg/l	≤2	≤2		-
				Cadmio	<0,002 mg/l	≤0,02	≤0,02		-
				Cromo totale	<0,1 mg/l	≤2	≤2		-
				Cromo VI	<0,001 mg/l	≤0,2	≤0,2		-
				Manganese	0,15 mg/l	≤2	≤2		-
				Mercurio	<0,00005 mg/l	≤0,005	≤0,005		-
				Nichel	<0,05 mg/l	≤2	≤2		-
				Piombo	<0,1 mg/l	≤0,2	≤0,2		-
				Selenio	<0,001 mg/l	≤0,03	≤0,03		-
				Stagno	<0,001 mg/l	≤10	≤10		-
				Cianuri totali (CN)	<0,01 mg/l	≤0,5	≤0,5		-
				Solfuri (come H_2S)	<0,01 mg/l	≤1	≤1		-
				Solfiti (come SO_3)	<0,01 mg/l	≤1	≤1		-
				Solfati (come SO_4)	6,8 mg/l	≤1.000	≤1.000		-
				Cloruri	3,85 mg/l	≤1.200	≤1.200		-
				Fluoruri	0,85 mg/l	≤6	≤6		-
				Fosforo totale (come P)	<0,06 mg/l	≤10	≤10		-
				Fenoli totali	<0,005 mg/l	≤0,5	≤0,5		-
				Aldeidi totali	<0,1 mg/l	≤1	≤1		-
				Solventi organici aromatici	<0,002 mg/l	≤0,2	≤0,2		-

SCARICO FINALE SF1 – RECETTORE: Corpo idrico superficiale - Canale S. Elisabetta Cessuta **Portata media annua: MCP = non dichiarata; Anno 2017 = non dichiarata** **Coordinate UTM WGS:** 545944 - 4456963									
Denominazione scarichi parziali	**Tipologia acque**	**Portata annua scarico parziale [m^3] (MCP e Anno 2017)**	**Misuratore portata**	**Inquinanti**	**Concentrazione [mg/l] (Anno 2017)**	**VLEs attuali (mg/l)**	**VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i.**	**BATC di cui il Gestore dichiara l'applicazione**	**BAT AELs (mg/l)**
				Solventi organici azotati: Nitrobenzene	<2 mg/l	≤0,1	≤0,1		-
				1,2-Dinitrobenzene	<2 mg/l	-	-		-
				1,3-Dinitrobenzene	<2 mg/l	-	-		-
				Pesticidi fosforati	<0,02 mg/l	≤0,1	≤0,1		-
				Solventi clorurati	<0,01 mg/l	≤1	≤1		-
				Escherichia coli	1,0*10^3 UFC/100ml	-	-		-

Nota : Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1 °C. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 m di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.

Relativamente alla concentrazione degli inquinanti alla massima capacità produttiva, il Gestore ha dichiarato che la qualità di detti scarichi non è correlabile alle modalità di esercizio degli impianti e che i valori di concentrazione ad essa associati sono analoghi a quelli rilevati nel 2017.

5.12. Rifiuti

Il processo di compressione del gas non produce rifiuti. I rifiuti prodotti derivano da attività accessorie e dalle operazioni di manutenzione svolte periodicamente nella centrale, e riguardano principalmente i filtri aria, filtri olio, filtri gas, stracci, imballaggi vari, batterie esauste, ferro e acciaio. Questi prima del loro conferimento a terzi per le operazioni di smaltimento / recupero, sono raccolti in un'apposita area adibita a deposito temporaneo, secondo tipi omogenei e nel rispetto del criterio volumetrico. Il deposito temporaneo è idoneamente protetto con pavimentazione impermeabile, soglia di contenimento e tettoia di copertura.

Il Gestore ha dichiarato di avvalersi della sola attività di deposito temporaneo dei rifiuti e di non effettuare stoccaggio di rifiuto ai sensi dell'art. 183, lett. aa) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..
Per il fatto che i rifiuti prodotti non sono legati al processo ma ad attività di gestione e manutenzione dell'impianto, il Gestore dichiara che non è possibile stimare la produzione di rifiuti alla MCP. Si elencano quindi i rifiuti prodotti nella Centrale di Montesano sulla Marcellana nell'anno 2017, che il Gestore ha indicato nella scheda B.11.1 (Tabella 22).

Tabella 22: Produzione di rifiuti- dato storico-anno 2017

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)		Eventuale deposito temporaneo	Stoccaggio		
				Anno 2017	MCP		N°area	Modalità	Destinazione
08 01 11*	Pitture e vernici di scarto, contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose (prodotti nell'impianto: residui di vernice che si utilizza per la riverniciatura delle tubazioni e parti di impianto, in caso di deterioramento del rivestimento protettivo)	Liquido	Fase 2	-	-	27	-	Contenitori in plastica ermetici / fusti da 60 litri presso l'area di deposito in locale chiuso e pavimentato	Smaltimento D15 / Recupero R13
08 03 18	Toner per stampa esauriti	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	13	-	Ecobox presso i locali uffici	Recupero R13
12 01 12*	Cere e grassi esauriti (da manutenzione impianti)	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27	-	Contenitori in plastica ermetici / fusti da 60 litri presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Smaltimento D15
12 03 01*	Soluzioni acquose di lavaggio (miscela di acque e tracce di oli lubrificanti)	Liquido	Fase 2	-	-	V-7	-	Serbatoio metallico a tenuta da 10 m^3 installato sotto il piano campagna in vasca di contenimento in c.a.	Smaltimento D15

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)		Eventuale deposito temporaneo	Stoccaggio		
				Anno 2017	MCP		N°area	Modalità	Destinazione
13 02 08*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	Liquido	Fase 2	-	-	27	-	Contenitori in plastica ermetici / fusti da 60 litri presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13
15 01 06	Imballaggi misti	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27	-	Cassoni metallici, presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	Fase 2	0,026	-	27	-	Contenitori dedicati, presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Smaltimento D15
15 01 11*	Imballaggi metallici contenenti matrici solide porose pericolose, compresi i contenitori a pressione vuoti (es. bombolette spray siliconiche per lubrificazione)	Solido non polverulento	Fase 2	0,010	-	27	-	Contenitori in plastica ermetici / fusti da 60 litri presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Smaltimento D15
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci ed indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose (prodotti nell'impianto: filtri gas, filtri olio, materiale oleoassorbente, stracci sporchi di olio)	Solido non polverulento	Fase 2	0,065	-	27	-	Contenitori in plastica ermetici / fusti da 60 litri presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13 e smaltimento D15
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci ed indumenti protettivi (prodotti nell'impianto filtri aria)	Solido non polverulento	Fase 2	0,082	-	27	-	Big-bag, presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13
16 02 13*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27	-	Cassoni metallici, presso area di deposito in locale chiuso e pavimentato	Smaltimento D15 / Recupero R13
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 1602 13	Solido non polverulento	Fase 2	0,013	-	27	-	Presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)		Eventuale deposito temporaneo	Stoccaggio		
				Anno 2017	MCP		N°area	Modalità	Destinazione
16 03 05*	Acque contaminate da sostanze organiche (acqua proveniente dal gas in transito nella centrale)	Liquido	Fase 2	0,120	-	V-1	-	Serbatoio metallico a tenuta da 15 m^3installato sotto il piano campagna in vasca di contenimento in c.a.	Smaltimento D15
16 05 05	Gas in contenitori a pressione, diversi da quelli alla voice 160504 (estintori a polvere o a CO2)	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27	-	Su bancali, presso area di deposito chiusa e pavimentata	Smaltimento D15 / Recupero R13
16 06 01*	Batterie al piombo	Solido non polverulento	Fase 2	0,005	-	27	-	In apposito contenitore presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13
16 06 02*	Batterie al Ni-Cd	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27	-	In contenitori metallici a tenuta resistenti agli acidi, presso area di deposito chiusa e pavimentata	Recupero R13
16 06 04	Batterie alcaline (tranne 16 0603)	Solido non polverulento	Fase 2	0,005	-	27	-	In apposito contenitore presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Recupero R13
16 07 08*	Rifiuti contenenti olio	liquido	Fase 2	-	-	27	-	In contenitori dedicati, presso area di deposito pavimentata e coperta da tettoia	Smaltimento D15
16 10 01*	Rifiuti liquidi acquosi, contenenti sostanze pericolose	liquido	Fase 2	6,02	-	V-7	-	Serbatoio metallico a tenuta da 10 m^3installato sotto il piano campagna in vasca di contenimento in c.a.	Smaltimento D15
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	Fase 2	-	-	27		Area pavimentata e coperta con tettoia	Recupero R13 o R14
17 09 04	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione diversi da quelli di cui alle voci 1709 01, 17 0902 e 17 09 03	Solido non polverulento	Fase 2	1,48	-	-	-	-	Recupero R13

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)		Eventuale deposito temporaneo	Stoccaggio		
				Anno 2017	MCP		N°area	Modalità	Destinazione
20 01 21*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	Fase 2	0,004	-	-	-	-	Recupero R13
20 03 04	Fanghi delle fosse settiche	liquido	Fase 2	1,66	-	-	-	Prelevati direttamente dalle fosse con auto spurgo	Smaltimento D15

Nota 1: Periodicamente sono analizzati campioni di olio per verificarne la qualità e in caso di esito negativo l'olio viene conferito ai consorzi per lo smaltimento. Il prelievo avviene tramite autobotte direttamente dal cassone delle unità di compressione. In Impianto di Compressione comunque è presente un sistema di filtrazione in grado di rigenerare l'olio di lubrificazione al fine di prolungare la sua vita utile.
Nota 2: Tali reflui confluiscono in un serbatoio di processo (serbatoio di Slop) metallico a tenuta installati sotto il piano campagna all'interno di una vasca di contenimento in calcestruzzo. Il serbatoio è provvisto di dispositivi di segnalazione presenza liquidi e gli stessi sono conferiti a ditte specializzate per la gestione del rifiuto. Si ipotizza uno smaltimento di liquidi pari a circa 2000 litri in un arco di cinque anni di esercizio dell'Impianto (ipotesi sull'esercizio storico dell'Impianto).
Nota 3: La pulizia delle fosse settiche avviene con frequenza annuale. I fanghi sono prelevati mediante autobotte per un quantitativo di circa 3.000 litri. I Fanghi delle fosse settiche vengono prelevati mediante autospurgo e inviati a smaltimento presso destinatari autorizzati, non sono stoccati nel deposito temporaneo rifiuti.

I rifiuti prodotti nel sito produttivo in esame, prima di essere conferiti a soggetti autorizzati per il successivo smaltimento o recupero, vengono temporaneamente depositati in aree appositamente attrezzate all'interno dell'impianto.

Il Gestore ha dichiarato che il deposito temporaneo è gestito secondo il criterio volumetrico con una capacità di stoccaggio pari a 30 m^3 complessivi di cui al massimo 10 m^3 di rifiuti pericolosi.

Si riportano in Tabella 23 le aree di deposito temporaneo dei rifiuti indicate dal Gestore nella Scheda B.12.1.

Tabella 23: Aree di deposito temporaneo

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (WGS84)	Capacità di stoccaggio (m^3)	Superficie (m^2)	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento / recupero
1	**27** Materiali di risulta	40°15'58.1 "N 15°46'38.0 "E	-	-	Pavimentazione in cemento non assorbente, soglia di contenimento, copertura sovrastante, protezione su tutti i lati, cubatura sufficiente a far accedere i mezzi per il ritiro e trasporto e a contenere i contenitori previsti.	080111*, 120112*, 130208*, 150106, 150110*, 150111*, 150202*, 150203, 160213*, 160214, 160505,160602*, 160708*, 170405	Quantitativo (Volumetrico)
2	**V-7** Acque reflue industriali soluzioni acquose del circuito acque industriali	40°16'03.6 "N 15°46'44.1 "E	10	n.a.	Serbatoio metallico a tenuta posizionato in vasca di contenimento in cemento armato	161001*,161002, 120301*	Quantitativo (Volumetrico)

5.13. Rumore

Ai fini del contenimento del rumore in ambiente esterno nella Centrale di Montesano sono utilizzati i seguenti accorgimenti:

- cabinati insonorizzati;
- cappe acustiche insonorizzate per le valvole;
- valvole a bassa emissione sonora;
- dispositivi silenziatori sui vent;
- interramento delle tubazioni.

Il Comune di Montesano ha approvato il Piano di Zonizzazione Acustica con Delibera del Consiglio Comunale n. 23 del 18/05/1999.

In seguito all'approvazione, Snam Rete e Gas ha richiesto al Comune il cambio di destinazione d'uso del sito da impianto pubblico ad industriale. Pertanto, la centrale ricade in classe V e le abitazioni civili vengono poste in classe II e I.

La conformità dei limiti viene valutata con frequenza triennale o in occasione di modifiche impiantistiche e le valutazioni fin ad ora eseguite hanno evidenziato il rispetto dei limiti acustici applicabili.

Nella Scheda B.14 il Gestore ha riportato i valori sonori massimi rilevati al perimetro della Centrale (Tabella 24).

Tabella 24: Rumore

Localizzazione	Pressione sonora massima (dBA) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente
	Giorno	Notte	
TC1	49	49,5	Ubicazione all'interno di cabinati insonorizzati
TC2			Ubicazione all'interno di cabinati insonorizzati
TC3			Ubicazione all'interno di cabinati insonorizzati
TC4	48 dBA (a 80 metri)	48 dBA (a 80 metri)	Ubicazione all'interno di cabinati insonorizzati
Filtri gas	75 dB(A)	75 dB(A)	-
Air cooler	65 dB(A)	65 dB(A)	-

In Allegato B.23 è riportata la planimetria della lista delle sorgenti rumorose.

5.14. Emissioni odorigene

Il Gestore ha indicato in scheda B.15 che nella centrale non sono presenti sorgenti odorigene.

5.15. Altre tipologie di inquinamento

Il Gestore ha indicato in scheda B.16 altre tipologie di inquinamento:

Inquinamento luminoso - l'impianto è stato progettato e viene gestito applicando il criterio di contenere il più possibile l'inquinamento luminoso.

Elettromagnetismo - la tipologia di impianto non prevede la generazione di campi elettromagnetici. Pertanto, l'impatto connesso a tale aspetto è da ritenersi trascurabile.

Vibrazioni - per quanto attiene alla componente vibrazioni, la potenziale interazione con l'ambiente da parte degli impianti Snam Rete Gas (SRG) non è da considerarsi significativa, in virtù della tipologia di macchine installate e delle attività ad esse connesse. In particolare, negli impianti SRG vengono utilizzate esclusivamente macchine rotanti come turbine a gas e compressori centrifughi che, come è noto dalla letteratura tecnica e da esperienze accumulate in milioni di ore di funzionamento, producono al di fuori dell'area di Impianto livelli di vibrazione del tutto trascurabili. Inoltre, tali macchine sono equipaggiate di sofisticati sistemi di rilevamento delle loro vibrazioni che intervengono immediatamente per bloccarne il funzionamento, qualora si riscontrasse una anomalia (e.g. nel caso di spostamenti della macchina superiori ai 100 micron).

Amianto – non sono presenti materiali contenenti amianto.

PCB – non sono presenti trasformatori o altre apparecchiature contenenti PCB.

Gas serra - per le emissioni di CO2 l'impianto è provvisto di autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del Decreto Legge 12 novembre 2004 n.273 - DEC/RAS/2179/2004 del Ministero dell'Ambiente e del Territorio, autorizzazione n. 714. Per tali emissioni il monitoraggio avviene in accordo a quanto previsto dal Decreto Direttoriale del 1° luglio 2005 – Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 Gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (DEC/RAS/854/05).

Sostanze ozono-lesive – in impianto sono presenti apparecchiature contenenti sostanze ozono-lesive, che sono sottoposte a verifica periodica per la ricerca di fughe.

Contaminazione di suolo e sottosuolo – il Gestore ritiene che non siano presenti nel sito sostanze pericolose pertinenti per le quali occorra elaborare la relazione di riferimento, come definita ai sensi del D.Lgs. 152/06, art. 5, comma 1, lettera v-bis).

6. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

La verifica di conformità con i criteri IPPC viene effettuata attraverso il confronto con quanto indicato nella Decisione di Esecuzione (UE) 2021/2326 della Commissione che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.
Di seguito in Tabella 25, viene riportata la scheda D.4 della proposta impiantistica e dei criteri di soddisfazione indicati dal Gestore.

Tabella 25: Scheda D.4 della proposta impiantistica e dei criteri di soddisfazione indicati dal Gestore.

D.4 Accettabilità della proposta impiantistica e criteri di soddisfazione			
Criteri di soddisfazione	**Livelli di soddisfazione**		**Dichiarazione gestore Conforme SI/NO**
Prevenzione dell'inquinamento in aria mediante BAT	BATC e/o Bref di Settore	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	SI
		raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti	SI
	Altri Bref	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	SI
		raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti	N.A.
Prevenzione dell'inquinamento in acqua mediante BAT	Bref di Settore	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	N.A.
		raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti	N.A.
	Altri Bref	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	N.A.
		raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti	N.A.
Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti	Bref di Settore	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	N.A.
		raggiungimento BAT-AELs /BAT-AEPL ove pertinenti/ raggiungimento produzione specifica indicata nel Bref	N.A.
	Altri Bref	Applicazione BAT riportate nel BREF o tecniche equivalenti	N.A.
Sistema di Gestione ambientale	Adozione SGA		SI
Monitoraggio delle emissioni	Adozione delle tecniche di cui al *Reference Report on Monitoring of emissions from IED-installations*		SI
Utilizzo efficiente dell'energia	Adozione di tecniche indicate nel Bref *Energy Efficiency*		SI
	Consumo energetico confrontabile con prestazioni indicate nei Bref di settore		N.A.

Assenza di fenomeni di inquinamento significativi	Emissioni aria: immissioni conseguenti soddisfacenti rispetto SQA (da allegato D6)	SI
	Emissioni acqua: immissioni conseguenti soddisfacenti rispetto SQA (da allegato D7)	N.A.
	Rumore: immissioni conseguenti soddisfacenti rispetto SQA (da allegato D8)	SI
Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze	Livello di rischio accettabile per tutti gli incidenti	SI
Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività		N.A.

6.1. BAT generali

Si riporta in Tabella 26 una sintesi in formato tabellare di quanto dichiarato dal Gestore nelle schede di domanda di AIA relative all'adozione delle BAT.

Tabella 26: Confronto con le BAT generali (BATc 2021/2326 LCP)

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
1- SGA	Istituire e applicare un sistema di gestione ambientale (SGA) avente tutte le caratteristiche indicate.	BAT 1	Il Sistema di Gestione Ambientale delle centrali SRG (Snam Rete e Gas) è certificato conforme alla norma UNI-EN-ISO 14001:2004. Il miglioramento ambientale continuo è principio ispiratore e obiettivo del Sistema di Gestione Ambientale delle Centrali di compressione SRG. Il SGA Snam Rete Gas è composto da una serie di Procedure (PRO) ed Istruzioni Operative (IOP) di dettaglio in cui sono indicate e definite la struttura e responsabilità. In particolare, il Vertice aziendale e i loro primi riporti assicurano che le responsabilità e le autorità all'interno dell'organizzazione siano assegnate, comunicate e comprese, in particolare per garantire che il Sistema di Gestione rispetti i requisiti delle norme di riferimento e assicuri che i processi producano gli output attesi e che siano rese note le performance del Sistema di Gestione in merito alle opportunità di miglioramento, alle necessità di cambiamenti e alle innovazioni. Inoltre, sono assegnate responsabilità e autorità per assicurare l'orientamento al cliente e l'integrità del sistema anche in caso di cambiamenti del sistema stesso.
1.2- Monitoraggio	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 (1), secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul	BAT 2	Nella centrale il sistema informativo registra i consumi di gas naturale, i volumi di gas compresso, l'energia elettrica assorbita e prodotta dal gruppo elettrogeno, i consumi di olio e le ore di esercizio delle unità di compressione.

<table>
<tr><th colspan="4">BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione</th></tr>
<tr><th>Comparto / Matrice ambientale</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BATC/L CP BRef 2017</th><th>Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore</th></tr>
<tr><td></td><td>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.</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.2-Monitoraggio</td><td>Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito.
<table>
<tr><th>Flusso</th><th>Parametro/i</th><th>Monitoraggio</th></tr>
<tr><td>Effluente gassoso</td><td>Portata</td><td>Determinazione periodica o in continuo</td></tr>
<tr><td></td><td>Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td><td>Misurazione periodica o in continuo</td></tr>
<tr><td></td><td>Tenore di vapore acqueo (1)</td><td></td></tr>
<tr><td>Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</td><td>Portata, pH e temperatura</td><td>Misurazione in continuo</td></tr>
<tr><td colspan="3">(1) La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.</td></tr>
</table></td><td>BAT 3</td><td>Il monitoraggio delle emissioni è effettuato con frequenza quadrimestrale per i punti di emissione TC1, TC2, TC3 ed in continuo per TC4.
Gli effluenti gassosi non sono sottoposti ad un trattamento con acqua/vapore o ammoniaca, in quanto il sistema di combustione adottato per le turbine a gas di tipo DLE (riconosciuta come MTD) riduce già le emissioni di NOx e CO.
Il monitoraggio delle acque non è quindi applicabile in quanto la Centrale non genera acque reflue da trattamento di effluenti gassosi.</td></tr>
<tr><td>1.2 Monitoraggio</td><td>Monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata nella Tabella di riferimento e in conformità con le norme EN. 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.</td><td>BAT 4</td><td>Il monitoraggio degli NOx è effettuato in discontinuo con frequenza quadrimestrale per i turbocompressori TC1, TC2, TC3 ed in continuo per il TC4.
Il monitoraggio del CO è effettuato in discontinuo con frequenza quadrimestrale per i turbocompressori TC1, TC2, TC3 ed in continuo per il TC4.</td></tr>
<tr><td>1.2</td><td>Monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti</td><td>BAT 5</td><td>La BAT non è applicabile in quanto il ciclo produttivo non</td></tr>
</table>

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
Monitoraggio	gassosi almeno alla frequenza indicata Tabella di riferimento e in conformità con le norme EN. 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.		prevede il trattamento degli effluenti gassosi con acqua/vapore o ammoniaca.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	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.	BAT 6	Il sistema di combustione DLE per le turbine a gas garantisce una distribuzione omogenea della temperatura di combustione attraverso la preventiva miscelazione di aria e combustibile. Sono previste manutenzioni regolari e verifiche agli apparati per garantire la funzionalità dei sistemi all'interno di parametri stabiliti dai costruttori e per prevenire guasti e rotture. I programmi di manutenzione e le verifiche periodiche negli impianti da parte del personale operativo permettono di contenere anche le emissioni fuggitive della centrale che rappresentano non solo un dispendio nel bilancio energetico dell'impianto, ma anche un aspetto di tipo ambientale e di sicurezza. In fase di progettazione l'azienda ha promosso l'ottimizzazione dei vari processi produttivi attraverso la selezione di apparecchiature e macchine (es. compressori, caldaie, motori, etc.) aventi requisiti in linea con le tecnologie più recenti in modo da minimizzare i consumi energetici. In particolare, tutte le turbine a gas sono dotate di tecnologia DLE.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	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	BAT 7	La BAT non è applicabile in quanto presso l'installazione non sono presenti sistemi di riduzione selettiva (SCR e/o SNCR).

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
	(ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente). Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH_3 risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è **< 3–10 mg/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, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido. Nel caso degli impianti che bruciano biomassa e funzionano a carico variabile, così come nel caso di motori funzionanti a HFO e/o gasolio, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è di 15 mg/Nm^3.		
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	BAT 8	L'impianto è dotato di tecnologia di combustione DLE la quale viene controllata in continuo e manutenuta come indicato alla BAT 6 b) e alla BAT 12 g).
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	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	BAT 9	Il gas naturale è fornito dalla rete di trasporto nazionale ed è monitorato tramite un gascromatografo per l'analisi in continuo delle sue caratteristiche. La fornitura di gas risponde a caratteristiche di cui al codice di rete di Snam Rete Gas.

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
	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.		
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), 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.	BAT 10	I criteri di progettazione e costruzione della centrale sono tali da permettere l'esercizio in condizioni di sicurezza, affidabilità ed efficienza. La gestione, per quanto riguarda la sicurezza, è affidata a sistemi di controllo automatici locali, i quali permettono la messa in sicurezza della centrale sulla base di variazioni anomale di parametri di funzionamento monitorati costantemente. Inoltre, specifiche attività di verifica e di monitoraggio sul corretto funzionamento degli impianti vengono eseguite con frequenza settimanale. Il PMC prevede che nel registro informativo interno vengano registrati tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento degli impianti e delle attrezzature. Eventuali malfunzionamenti che possono compromettere la performance ambientale vengono comunicati tempestivamente all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo. I monitoraggi periodici degli impianti prevedono che vengano registrati ed inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente i valori di emissione non conformi ai valori limite ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate,

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
			tempistiche di rientro nei valori standard.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.	BAT 11	Il PMC prevede il monitoraggio di eventuali emissioni diffuse e fuggitive in atmosfera e la comunicazione annuale agli enti competenti dell'elenco dei malfunzionamenti e degli eventi accidentali, tipologia e loro durata, con stima delle emissioni inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.
1.4 Efficienza energetica	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1 500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate.	BAT 12	Il sistema di combustione DLE per le turbine a gas garantisce una distribuzione omogenea della temperatura di combustione attraverso la preventiva miscelazione di aria e combustibile; inoltre fa sì che la fiamma raggiunga una minor temperatura e che vengano ridotte le emissioni di NOx e CO. I sistemi ad aria compressa sono dotati di un serbatoio polmone tra il sistema di generazione e le varie utenze, in modo da minimizzare i periodi di funzionamento dei compressori. La centrale, oltre alle unità di compressione, possiede un generatore di calore, alimentato a metano, con potenzialità termica di 600 kW adibito al pre-riscaldo del gas di alimentazione delle turbine. La gestione della centrale è affidata a sistemi di controllo automatici locali, il Sistema di Controllo Unità (SCU) ed il Sistema di Controllo Stazione (SCS). Questi garantiscono la messa in sicurezza automatica dell'impianto sulla base di variazioni anomale di alcuni parametri di funzionamento monitorati in continuo, ovvero pressione, temperatura e portata dei turbocompressori. Inoltre, l'efficienza delle unità di

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
			compressione viene monitorata mensilmente tramite la registrazione su sistema informativo del volume di gas compresso, volume di gas combustibile utilizzato, ore di funzionamento ed indice di utilizzazione. Il monitoraggio delle emissioni dai quattro camini delle TC è invece registrato su documento cartaceo/file. Le turbine a gas DLE sono regolate in modo da premiscelare, da un determinato carico, il gas combustibile ed il comburente prima dell'ingresso in camera di combustione al fine di ottimizzare la temperatura nella camera di combustione stessa per il rispetto dei limiti alle emissioni. Dove possibile le linee di adduzione del gas combustibile alle turbine sono coibentate a partire dai riscaldatori di unità.
1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate.	BAT 13	L'azienda non utilizza acqua per il processo di compressione gas.

<table>
<tr><th colspan="5">BAT generali di cui il Gestore dichiara l’applicazione</th></tr>
<tr><th>Comparto / Matrice ambientale</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BATC/L CP BRef 2017</th><th>Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th colspan="2">Tecnica</th><th>Descrizione</th><th>Applicabilità</th></tr>
<tr><td>a.</td><td>Riciclo dell’acqua</td><td>I flussi d’acqua residua, compresi quelli deflusso, provenienti dall’impianto sono riutilizzati per altri scopi. Il grado di riciclo è subordinato ai requisiti di qualità del flusso idrico recettore e dal bilancio idrico dell’impianto</td><td>Non applicabile alle acque reflue provenienti da impianti di raffreddamento che presentano sostanze chimiche per il trattamento delle acque e/o elevate concentrazioni di sali marini</td></tr>
<tr><td>b.</td><td>Movimentazione a secco delle ceneri pesanti</td><td>Le ceneri pesanti secche sono fatte cadere dal forno su un nastro trasportatore meccanico e raffreddate all’aria ambiente. Non si utilizza acqua in questo processo.</td><td>Applicabile unicamente agli impianti che bruciano combustibili solidi.
Vi possono essere limitazioni tecniche all’adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti</td></tr>
</table>
</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.5 Consumo d’acqua ed emissioni nell’acqua</td><td>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.</td><td>BAT 14</td><td>Le acque reflue domestiche, dopo trattamento in vasca Imhoff, vengono inviate ad un impianto di fitodepurazione senza scarico esterno.
L’impianto non prevede l’utilizzo di acque nel processo di compressione, le uniche acque utilizzate sono quelle per le attività di lavaggio/manutenzione delle attrezzature di impianto e gestite mediante collettamento con tubazioni dedicate a cisterna di stoccaggio metallica a tenuta di 10 m^3 dotata di vasca in cemento armato capace di contenere il 100% della capacità del serbatoio, quindi smaltite come rifiuto speciale.</td></tr>
<tr><td>1.5 Consumo d’acqua ed emissioni nell’acqua</td><td>Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.
I BAT-AEL si riferiscono agli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente nel</td><td>BAT 15</td><td>Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi non con acqua/vapore o ammoniaca.</td></tr>
</table>

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
	punto d'uscita dall'installazione.		

Sostanza/Parametro	BAT-AEL Media giornaliera
Carbonio organico totale (TOC)	20–50 mg/l (1) (2) (3)
Domanda chimica di ossigeno (COD)	60–150 mg/l (1) (2) (3)
Solidi sospesi totali (TSS)	10–30 mg/l
Fluoruri (F^-)	10–25 mg/l (3)
Solfati (SO_4^{2-})	1,3–2,0 g/l (3) (4) (5) (6)
Solfuri (S^{2-}), a facile rilascio	0,1–0,2 mg/l (3)
Solfiti (SO_3^{2-})	1–20 mg/l (3)

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione			
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**	**Rif. LCP BATC/L CP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
	Metalli e metalloidi: As 10–50 µg/l; Cd 2–5 µg/l; Cr 10–50 µg/l; Cu 10–50 µg/l; Hg 0,2–3 µg/l; Ni 10–50 µg/l; Pb 10–20 µg/l; Zn 50–200 µg/l (1) Si applica il BAT-AEL per il TOC o il BAT-AEL per la COD. È da preferirsi il primo, perché il suo monitoraggio non comporta l'uso di composti molto tossici. (2) Questo BAT-AEL si applica previa sottrazione del carico di fondo. (3) Questo BAT-AEL si applica solo alle acque reflue risultanti dall'uso di sistemi FGD a umido. (4) Questo BAT-AEL si applica solo agli impianti di combustione che utilizzano composti di calcio nel trattamento degli effluenti gassosi. (5) I valori più alti dell'intervallo del BAT-AEL possono non applicarsi alle acque reflue molto saline (ad esempio, con concentrazione di cloruri ≥ 5 g/l) a causa della maggiore solubilità del solfato di calcio. (6) Questo BAT-AEL non si applica agli scarichi in mare o in corpi idrici salmastri.		
1.6 Gestione dei rifiuti	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;	BAT 16	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi con sistemi FGD, perciò non prevede la produzione di Gesso come residuo delle reazioni a base di calcio. La combustione di gas naturale con sistemi DLE permette la riduzione delle emissioni atmosferiche e lo stesso utilizzo del gas naturale permette di ridurre al minimo la produzione di polveri/ceneri. Il ciclo produttivo non permette tecnicamente l'introduzione di

<table>
<tr><th colspan="5">BAT generali di cui il Gestore dichiara l’applicazione</th></tr>
<tr><th>Comparto / Matrice ambientale</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017</th><th>Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore</th></tr>
<tr><td></td><td>c) il riciclaggio dei rifiuti;
d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate:
<table>
<tr><th colspan="2">Tecnica</th><th>Descrizione</th><th>Applicabilità</th></tr>
<tr><td>a.</td><td>Produzione di gesso come sottoprodotto</td><td>Ottimizzazione della qualità dei residui delle reazioni a base di calcio generati dai sistemi FGD a umido, affinché siano utilizzabili come surrogato del gesso naturale (ad esempio, come materia prima nell’industria del cartongesso). La qualità del calcare utilizzato nel sistema FGD a umido influisce sulla purezza del gesso prodotto</td><td>Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dai requisiti di qualità del gesso, dai requisiti sanitari associati a ogni uso specifico e dalle condizioni del mercato</td></tr>
<tr><td>b.</td><td>Riciclaggio o recupero dei residui nel settore delle costruzioni</td><td>Riciclaggio o recupero di residui (ad esempio, di processi di desolforazione a semisecco, ceneri volanti, ceneri pesanti) come materiale da costruzione (ad esempio, nella costruzione di strade, in sostituzione della sabbia nella preparazione di calcestruzzo, o nei cementifici)</td><td>Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dai requisiti di qualità del materiale (ad esempio, le proprietà fisiche, il contenuto di sostanze pericolose) relativi a ogni uso specifico, e dalle condizioni del mercato</td></tr>
</table></td><td></td><td>rifiuti nel mix energetico.
Le turbine adottano il sistema DLE per cui non necessitano di utilizzo di catalizzatori.</td></tr>
</table>

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione						
Comparto / Matrice ambientale	**Tecnica**				**Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017**	**Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore**
	c.	Recupero di energia mediante l'uso dei rifiuti nel mix energetico	È possibile recuperare l'energia residua delle ceneri e dei fanghi ricchi di carbonio risultanti dalla combustione di carbone, lignite, olio combustibile pesante, torba o biomassa miscelandoli con il combustibile	Generalmente applicabile agli impianti che accettano rifiuti nel mix energetico e che sono tecnicamente in grado di alimentare la camera di combustione con i combustibili		
	d.	Preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito	La preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito (fino a quattro volte per i catalizzatori usati nell'SCR) ne ripristina totalmente o parzialmente le prestazioni originarie, prolungandone la vita utile di vari decenni. La preparazione del catalizzatore esaurito per il riutilizzo è parte integrante di un sistema di gestione dei catalizzatori	L'applicabilità è subordinata alla condizione meccanica del catalizzatore e alle prestazioni richieste riguardo al controllo delle emissioni di NO_x e NH_3		
1.7 Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito.				BAT 17	Ai fini del contenimento del rumore in ambiente esterno sono utilizzati i seguenti accorgimenti: - cabinati insonorizzati che contengono le apparecchiature che possono produrre emissioni sonore; - cappe acustiche insonorizzate per le valvole; - valvole a bassa emissione sonora; - dispositivi silenziatori sui vent; - interramento delle tubazioni di trasporto del gas naturale per abbatterne il rumore, le tubazioni sono inoltre coibentate/isolate dove possibile.

BAT generali di cui il Gestore dichiara l'applicazione

Comparto / Matrice ambientale	Tecnica	Rif. LCP BATC/LCP BRef 2017	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore

	Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a.	Misure operative	Comprendono: — ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature — chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile — attrezzature azionate da personale esperto — rinuncia alle attività rumorose nelle ore notturne, se possibile — misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione	Generalmente applicabile
b.	Apparecchiature a bassa rumorosità	Riguarda potenzialmente i compressori, le pompe e i dischi	Generalmente applicabile alle apparecchiature nuove o sostituite
c.	Attenuazione del rumore	La propagazione del rumore può essere ridotta inserendo barriere fra la sorgente del rumore e il ricevente. Sono barriere adeguate i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Negli impianti esistenti, l'inserimento di barriere è subordinato alla disponibilità di spazio.
d.	Dispositivi anti rumore	Comprendono: — fono-riduttori — isolamento delle apparecchiature — confinamento delle apparecchiature rumorose — insonorizzazione degli edifici	L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di spazio
e.	Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici	I livelli di rumore possono essere ridotti aumentando la distanza fra la sorgente e il ricevente e usando gli edifici come barriere fonoassorbenti	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Per gli impianti esistenti, la rilocalizzazione delle apparecchiature e delle unità produttive è subordinata alla disponibilità di spazio e ai costi

6.2. BAT applicate al singolo processo

Si riportano di seguito in Tabella 27 le schede AIA relative all'adozione delle BAT applicate al singolo processo, fornite dal Gestore all'interno della domanda di Riesame.

Tabella 27: Confronto con le BAT applicate al singolo processo (BATc 2021/2326 LCP, BrefLCP 2017)

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo					
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**	**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
4.1.1 Efficienza energetica	Tutte	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.	BAT 40	-	Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto. Il Gestore ha dichiarato che il rapporto tra l'energia conferita alla macchina operatrice rispetto all'energia conferita alla turbina nelle condizioni di massima potenza (ISO), per una turbina a gas per azionamento meccanico, si attesta tra 33-38%.

<table>
<tr><th colspan="7">BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo</th></tr>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><th colspan="2">Tecnica</th><th>Descrizione</th><th>Applicabilità</th></tr>
<tr><td>a.</td><td>Ciclo combinato</td><td>Cfr. descrizione alla sezione 8.2.</td><td>Generalmente applicabile alle nuove turbine a gas e ai nuovi motori eccetto quando sono in funzione < 1 500 ore/anno.
Applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla progettazione del ciclo di vapore e dalla disponibilità di spazio.
Non applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti in funzione < 1 500 ore/anno.
Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto.
Non applicabile alle caldaie.</td></tr>
</table>
I livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale sono di seguito riportati:
</td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo

<table>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><th rowspan="3">Tipo di unità di combustione</th><th colspan="5">BAT-AEEL (1) (2)</th></tr>
<tr><th colspan="2">Rendimento elettrico netto (%)</th><th rowspan="2">Consumo totale netto di combustibile (%) (3) (4)</th><th colspan="2">Efficienza meccanica netta (%) (4) (5)</th></tr>
<tr><th>Nuova unità</th><th>Unità esistente</th><th>Nuova unità</th><th>Unità esistente</th></tr>
<tr><td>Motore a gas</td><td>39,5–44 (6)</td><td>35–44 (6)</td><td>56-85 (6)</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
<tr><td>Caldaia a gas</td><td>39–42,5</td><td>38-40</td><td>78-95</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
<tr><td>Turbina a gas a ciclo aperto, ≥ 50 MW_{th}</td><td>36-41,5</td><td>33-41,5</td><td>Nessun BAT-AEEL</td><td>36,5-41</td><td>33,5-41</td></tr>
<tr><td colspan="6">Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)</td></tr>
<tr><td>CCGT, 50–600 MW_{th}</td><td>53-58,5</td><td>46-54</td><td>Nessun BAT-AEEL</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
<tr><td>CCGT, ≥ 600 MW_{th}</td><td>57-60,5</td><td>50-60</td><td>Nessun BAT-AEEL</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
<tr><td>CHP CCGT, 50–600 MW_{th}</td><td>53-58,5</td><td>46-54</td><td>65-95</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
<tr><td>CHP CCGT, ≥ 600 MW_{th}</td><td>57-60,5</td><td>50-60</td><td>65-95</td><td colspan="2">Nessun BAT-AEEL.</td></tr>
</table>
(1) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1 500 ore/anno.
(2) 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).
(3) I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.
(4) Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.
(5) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.
(6) Potrebbe essere difficile raggiungere questi livelli nel caso di motori configurati per raggiungere livelli di NO_X inferiori a 190 mg/Nm³.
</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4.1.2 Emissioni in</td><td>-</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla</td><td>BAT 41</td><td>NOx</td><td>Non applicabile in quanto la</td></tr>
</table>

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo					
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**	**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH_4		combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.			combustione del gas naturale nel ciclo di produzione dell'impianto avviene in turbine e non in caldaie. Nella centrale sono presenti anche tre caldaie adibite al preriscaldamento del fuel gas e ad uso civile. Tali impianti hanno potenza rispettivamente pari a 600 kW, 210 kW e 150 kW. Non sono quindi applicabili le BAT in esame.

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo						
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**			**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
		Tecnica	Descrizione	Applicabilità			
		a. Immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (*air e/o fuel staging*)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3. L'immissione di aria in fasi successive è spesso associata all'utilizzo di bruciatori a basse emissioni di NO_x	Generalmente applicabile			
		b. Ricircolo degli effluenti gassosi	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.				
		c. Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB)					
		d. Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando			
		e. Riduzione della temperatura dell'aria di combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalle esigenze di processo			
		f. Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno con carichi della caldaia molto variabili. L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione tra 500 e 1 500 ore/anno con carichi della caldaia molto variabili.			
		g. Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MW_{th}. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500			

<table>
<tr><th colspan="6">BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo</th></tr>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td>4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH_4</td><td>TC1, TC2, TC3 e TC4</td><td>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.
<table>
<tr><th colspan="2">Tecnica</th><th>Descrizione</th><th>Applicabilità</th></tr>
<tr><td>a.</td><td>Sistema di controllo avanzato</td><td>Cfr. descrizione alla sezione 8.3.
Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.</td><td>L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando</td></tr>
</table></td><td>BAT 42</td><td>NOx</td><td>Le turbine a gas utilizzate nell'impianto SRG sfruttano la tecnologia DLE, la quale permette un abbattimento significativo delle emissioni a secco di NOx.
L'utilizzo di tale tecnologia non rende possibile e necessaria l'immissione di acqua/vapore all'interno della camera di combustione.
Il carico di funzionamento della turbina serve a garantire l'adeguata pressione del gas nella rete di trasporto nazionale.
Le turbine installate sfruttano la tecnologia DLE che permette l'abbattimento delle concentrazioni di NOx</td></tr>
</table>

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo								
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**				**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
		b.	Aggiunta di acqua/vapore	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua			
		c.	Bruciatori a bassa emissione di NO_x a secco (DLN)		L'applicabilità può essere limitata nel caso di turbine per le quali non è disponibile un pacchetto di modifiche tecniche o in cui sono installati sistemi di aggiunta di acqua/vapore.			
		d.	Modi di progettazione a basso carico	L'adattamento del controllo del processo e delle relative attrezzature per mantenere un buon livello di efficienza di combustione durante le variazioni della domanda energetica, ad esempio migliorando le capacità di controllo del flusso d'aria in entrata o suddividendo il processo di combustione in fasi disaccoppiate di combustione.	L'applicabilità può essere limitata dalla progettazione della turbina a gas			
		e.	Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile alla combustione supplementare per i generatori di vapore a recupero termico (HRSG) in caso di impianti di combustione con turbine a gas a ciclo combinato (CCGT)			
		f.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione esistenti di potenza < 100 MW_{th}. L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500			

<table>
<tr><th colspan="6">BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo</th></tr>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td>4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH_4</td><td>TC1, TC2, TC3 e TC4</td><td>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.
I livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOX risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas sono i seguenti:</td><td>BAT 43</td><td>NOx</td><td>Il Gestore ha fornito i seguenti dati relativamente alle emissioni di NOx afferenti all’impianto (media anno):
<table>
<tr><th>NOx</th><th>TC1</th><th>TC2</th><th>TC3</th><th>TC4</th></tr>
<tr><td>2014</td><td>28,1</td><td>35,1</td><td>28,9</td><td>-</td></tr>
<tr><td>2015</td><td>26,3</td><td>31</td><td>31,3</td><td>60,6</td></tr>
<tr><td>2016</td><td>27,5</td><td>34,9</td><td>71</td><td>62</td></tr>
<tr><td>2017</td><td>42,1</td><td>47,6</td><td>41,1</td><td>52,5</td></tr>
</table>
La BAT non è invece applicabile per la parte riferita alla combustione in caldaia e in motori a gas.</td></tr>
</table>

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo						
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**			**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
		Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})	BAT-AEL (mg/Nm³) (1) (2): Media annua (3) (4)	BAT-AEL (mg/Nm³) (1) (2): Media giornaliera o media del periodo di campionamento			
		Turbine a gas a ciclo aperto (OCGT) (5) (6)						
		Nuove OCGT	≥ 50	15-35	25-50			
		OCGT esistenti (escluse le turbine per applicazioni con trasmissione meccanica) — Tutte eccetto gli impianti in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	15-50	25-55 (7)			
		Turbine a gas a ciclo combinato (CCGT) (5) (8)						
		Nuove CCGT	≥ 50	10-30	15-40			
		CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75 %	≥ 600	10-40	18-50			
		CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile ≥ 75 %	≥ 600	10-50	18-55 (9)			
		CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75 %	50-600	10-45	35-55			
		CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile ≥ 75 %	50-600	25-50 (10)	35-55 (11)			
		Turbine a gas a ciclo combinato e a ciclo aperto						
		Turbine a gas entrate in funzione non oltre il 27 novembre 2003, o turbine a gas esistenti per uso di emergenza e in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	Nessun BAT-AEL	60–140 (12) (13)			

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo								
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**				**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
		Turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica — Tutte eccetto gli impianti in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	15-50 (14)	25-55 (15)			
		(1) Questi BAT-AEL si applicano anche alla combustione di gas naturale in turbine a doppia alimentazione. (2) Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi BAT-AEL si applicano solo se il DLN è effettivamente in funzione. (3) Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno. (4) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_X può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso. (5) Questi BAT-AEL non si applicano alle turbine esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica o agli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno. (6) Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 39 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] × RE/39, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base. (7) Il limite superiore dell'intervallo è 80 mg/Nm³ nel caso degli impianti messi in esercizio non oltre il 27 novembre 2003 e in funzione tra 500 e 1 500 ore l'anno. (8) Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] × RE/55, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base. (9) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 65 mg/Nm³. (10) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 55 mg/Nm³. (11) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 80 mg/Nm³. (12) Il limite inferiore dell'intervallo BAT-AEL per il NO_x è raggiungibile con i bruciatori DLN. (13) Questi livelli sono indicativi. (14) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 60 mg/Nm³. (15) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 65 mg/Nm³.						
		I livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOX risultanti dalla **combustione di gas naturale in caldaie e motori** a gas sono i seguenti:						

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo

<table>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><th rowspan="3">Tipo di impianto di combustione</th><th colspan="4">BAT-AEL (mg/Nm³)</th></tr>
<tr><th colspan="2">Media annua (1)</th><th colspan="2">Media giornaliera o media del periodo di campionamento</th></tr>
<tr><th>Nuovo impianto</th><th>Impianto esistente (2)</th><th>Nuovo impianto</th><th>Impianto esistente (3)</th></tr>
<tr><td>Caldaia</td><td>10-60</td><td>50-100</td><td>30-85</td><td>85-110</td></tr>
<tr><td>Motore (4)</td><td>20-75</td><td>20-100</td><td>55-85</td><td>55-110 (5)</td></tr>
</table>
(1) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_X può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.
(2) Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.
(3) Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.
(4) Questi BAT-AEL si applicano solo ai motori a combustione interna a miscela magra e nei motori a doppia alimentazione. Non si applicano ai motori diesel a gas naturale.
(5) Nel caso di motori a gas per situazioni di emergenza in funzione < 500 ore/anno, che non hanno potuto applicare la modalità di combustione magra o utilizzare la SCR, il limite superiore dell'intervallo indicativo è 175 mg/Nm³.
</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH_4</td><td>TC1, TC2, TC3 e TC4</td><td>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.
I livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di CO risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas sono i seguenti:
• Nuove OCGT di potenza ≥ 50 MWth: < 5–40 mg/Nm³. 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.
• Turbine OCGT esistenti di potenza ≥ 50 MWth (escluse le turbine per</td><td>BAT 44</td><td>CO</td><td>Le turbine installate sfruttano la tecnologia DLE che permette l'abbattimento delle emissioni di CO oltre alle emissioni di NOx.

Il Gestore ha fornito i seguenti dati relativamente alle emissioni di CO afferenti all'impianto (media anno):
<table>
<tr><th>CO</th><th>TC1</th><th>TC2</th><th>TC3</th><th>TC4</th></tr>
<tr><td>2014</td><td>18,4</td><td>35,9</td><td>21,3</td><td>-</td></tr>
<tr><td>2015</td><td>25,2</td><td>31,4</td><td>17</td><td>36,9</td></tr>
<tr><td>2016</td><td>13,7</td><td>17,1</td><td>5,2</td><td>27,1</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo					
Comparto/matrice ambientale	**Processo / unità**	**Tecnica**	**Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017**	**Inquinante**	**Dichiarato raggiungimento BAT AEL**
		applicazioni con trasmissione meccanica): < 5–40 mg/Nm^3. Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 80 mg/Nm^3 in caso di impianti esistenti che non possono essere modificati per le tecniche di riduzione di NOX a secco, o 50 mg/Nm^3 per gli impianti che funzionano a basso carico. • Nuove CCGT di potenza ≥ 50 MWth: < 5-30 mg/Nm^3. Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore più alto] × RE/55, dove RE è il rendimento elettrico netto dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base. • CCGT esistenti di potenza ≥ 50 MWth: < 5-30 mg/Nm^3. Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm3 per gli impianti che funzionano a basso carico. • Le turbine a gas esistenti di potenza ≥ 50 MWth per applicazioni con trasmissione meccanica: < 5–40 mg/Nm^3. Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm^3 quando gli impianti funzionano a basso carico. Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi livelli indicativi corrispondono ai periodi di effettivo funzionamento dei DLN. I livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di CO risultanti dalla **combustione di gas naturale in caldaie e motori** sono i seguenti: • < 5-40 mg/Nm^3 per le caldaie esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno, • < 5-15 mg/Nm^3 per le caldaie nuove, • 30-100 mg/Nm^3 per i motori esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno e per i motori nuovi.			2017 | 7,59 | 8,85 | 14 | 29,8 La BAT non è invece applicabile per la parte riferita alla combustione in caldaia e in motori a gas.

<table>
<tr><th colspan="6">BAT non già indicate tra le BAT generali dichiarate dal Gestore come applicate al singolo processo</th></tr>
<tr><th>Comparto/matrice ambientale</th><th>Processo / unità</th><th>Tecnica</th><th>Rif. LCP BAT-C/LCP BRef 2017</th><th>Inquinante</th><th>Dichiarato raggiungimento BAT AEL</th></tr>
<tr><td>4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH_4</td><td>-</td><td>Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH4) in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale in motori a gas ad accensione comandata e combustione magra, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.

I livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di formaldeide e di CH4 risultanti dalla combustione di gas naturale in un motore a gas naturale ad accensione comandata e combustione magra, sono i seguenti:
<table>
<tr><th rowspan="4">Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})</th><th colspan="3">BAT-AEL (mg/Nm^3)</th></tr>
<tr><th>Formaldeide</th><th colspan="2">CH_4</th></tr>
<tr><th colspan="3">Media del periodo di campionamento</th></tr>
<tr><th>Impianto nuovo o esistente</th><th>Nuovo impianto</th><th>Impianto esistente</th></tr>
<tr><td>≥ 50</td><td>5-15 (1)</td><td>215-500 (2)</td><td>215–560 (1) (2)</td></tr>
</table>
(1) Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.
(2) Questo BAT-AEL è espresso con C nel funzionamento a pieno carico.</td><td>BAT 45</td><td>COVNM e CH4</td><td>BAT non pertinente per il tipo di impianto di combustione e per il tipo di combustibile utilizzato.</td></tr>
</table>

6.3. BAT dichiarate come non applicabili

Il Gestore ha individuato le seguenti BAT come non applicabili nella Tabella 28.

Tabella 28: BAT dichiarate non applicabili dal Gestore

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Monitoraggio	LCP BAT 3	Monitorare con determinazione in continuo i seguenti parametri di processo relativi alle acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi.	-	NON APPLICABILE	Gli effluenti gassosi non sono sottoposti ad un trattamento con acqua/vapore o ammoniaca, in quanto il sistema di combustione adottato per le turbine a gas di tipo DLE (riconosciuta come MTD) riduce già le emissioni di NOx e CO.
Monitoraggio	LCP BAT 5	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. 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.	-	NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi con acqua/vapore o ammoniaca.

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
Emissioni convogliate in atmosfera	LCP BAT 6	Migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, scegliendo tra i combustibili disponibili, quello con il miglior profilo ambientale (e.).	-	NON APPLICABILE	Viene usato come combustibile lo stesso gas naturale trasportato nei metanodotti. L'utilizzo di gas naturale consente di ridurre al minimo le emissioni atmosferiche di ossidi di zolfo, polveri e COV
Prestazioni ambientali generali e di combustione	LCP BAT 7	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 reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente).	-	NON APPLICABILE	Le turbine di tipo DLE non necessitano di riduzione dei tenori di NOx mediante l'utilizzo di tecniche SCR/SNCR, quindi mediante l'utilizzo di ammoniaca come reagente.
Efficienza energetica	LCP BAT 12		-	NON APPLICABILE	
Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	LCP BAT 15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.	-	NON APPLICABILE	Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli effluenti gassosi non con acqua/vapore o ammoniaca.
Gestione dei rifiuti	LCP BAT 16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla	-	NON APPLICABILE	a.Il ciclo produttivo non prevede il trattamento degli

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
		combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti; c) il riciclaggio dei rifiuti; d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate (omissis)			effluenti gassosi con sistemi FGD, perciò non prevede la produzione di Gesso come residuo delle reazioni a base di calcio. b.La combustione di gas naturale con sistemi DLE permette la riduzione delle emissioni atmosferiche e lo stesso utilizzo del gas naturale permette di ridurre al minimo la produzione di polveri/ceneri. c. Il ciclo produttivo non permette tecnicamente l'introduzione di rifiuti nel mix energetico. d. Le turbine adottano il sistema DLE per cui non necessitano di utilizzo di catalizzatori.
Efficienza Energetica	LCP BAT 40	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. a) Ciclo combinato b) Turbina a gas a ciclo aperto, ≥ 50 MWth Efficienza meccanica netta (%):33,5-41 per unità esistente. Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.	-	NON APPLICABILE	Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto.
Emissioni in atmosfera di NOX, CO,	LCP BAT 41	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera	-	NON APPLICABILE	La combustione del gas naturale nel ciclo di produzione

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BATC/ BREF	Descrizione tecnologia BAT	BAT AELs	Applicazione BAT dichiarata dal Gestore SI/NO	Tecnologia adottata dichiarata dal Gestore
NMVOC e CH4		risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito (omissis)			dell'impianto avviene in turbine e non in caldaie (v. BAT 42). Nella centrale sono presenti anche tre caldaie adibite al pre-riscaldamento del fuel gas ed ad uso civile. Tali impianti hanno potenza rispettivamente pari a 600 kW, 210 kW e 150 kW. Non è quindi possibile applicare la BAT.
Emissioni in atmosfera di NOX, CO, NMVOC e CH4	LCP BAT 43	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.	-	NON APPLICABILE	Non applicabile in quanto la combustione del gas naturale nel ciclo di produzione dell'impianto avviene in turbine e non in motori (vedi BAT 42)
Emissioni in atmosfera di NOX, CO, NMVOC e CH4	LCP BAT 45	Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH4) in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale in motori a gas ad accensione comandata e combustione magra, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.	-	NON APPLICABILE	BAT non pertinente per il tipo di impianto di combustione e tipo di combustibile utilizzato.

7. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Come risulta dalla consultazione della sezione del sito www.va.minambiente.it sulle osservazioni del pubblico risultano pervenute le seguenti osservazioni da parte del pubblico:

- ✓ Nota del Sindaco del Comune di Montesano sulla Marcellana del 14/10/2019, prot. 11934, acquisita dalla DVA con prot. DVA/26532 del 15/10/2019.
- ✓ Osservazione dell'arch. Teresa Rotella, Presidente della Consulta per la Salvaguardia dell'ambiente, del Comitato Nessun Dorma, della sezione Italia Nostra Cilento Lucano del 13/10/2019, acquisita dalla DVA con prot. DVA/26495 del 15/10/2019.
- ✓ Osservazione di Daniele Cardinale, PhD, del 21/10/2019, acquisita dalla DVA con prot. DVA/27609 del 21/10/2019.

Il Gruppo Istruttore ha analizzato la documentazione trasmessa e le osservazioni ritenute pertinenti con l'istruttoria sono state tenute in debito conto dal Gruppo Istruttore nella formulazione del quadro prescrittivo del presente parere.

8. PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore della Commissione AIA-IPPC, nel seguito GI, nella sua composizione descritta in premessa, 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 dell'incontro con il GI;
- ✓ 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 tecnologie 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 differenti ubicazioni sul territorio nazionale.

Alla luce di quanto sopra riportato, il GI nominato per l'istruttoria di cui trattasi, ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo effettivo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente di riferimento, dovrà avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione (VLE) 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 dalle pertinenti *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021, che sostituisce la Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017 confermandone i contenuti.

Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolanti ai sensi di questa

autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a implementarle. Ogni modifica dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente, secondo quanto previsto dall'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

8.1. Sistema di gestione

1) Il Gestore dovrà mantenere il Sistema di Gestione Ambientale con una struttura organizzativa adeguatamente regolata, composta dal personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi e/o mantenere l'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto. Ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio che per le condizioni eccezionali.

2) In particolare il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia ambientale e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche opportunamente certificate per la relativa ottemperanza.

3) La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Autorità di Controllo.

8.2. Approvvigionamento, gestione e stoccaggio

4) Il Gestore è autorizzato all'utilizzo dei seguenti combustibili ("materie prime grezze"), definiti nelle caratteristiche merceologiche ai sensi delle normative vigenti:

- gas naturale per i quattro turbocompressori **TC1**, **TC2**, **TC3**, **TC4** e per le tre caldaie **B1**, **B2** e **B3**;
- gasolio per il gruppo elettrogeno di emergenza **DG1** e per la motopompa antincendio.

5) Il Gestore è, inoltre, autorizzato a utilizzare le materie prime ("ausiliarie") riportate in sede di domanda di AIA, necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto.

6) L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA è possibile previa comunicazione scritta all'Autorità Competente, nella quale siano definite le motivazioni poste alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico - fisiche delle nuove materie prime utilizzate e le quantità.

7) Tutte le forniture devono essere opportunamente identificate e quantificate, archiviando i relativi documenti di trasporto e i documenti di sicurezza e compilando i registri con i materiali in ingresso, che consentano la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.

8) Il Gestore deve adottare tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano

pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.

9) Il Gestore deve garantire l'integrità strutturale dei serbatoi (si intendono incluse tutte le tipologie di contenitori) di materie prime e ausiliarie e combustibili.

10) Per i medesimi serbatoi il Gestore deve anche garantire l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che assicurano, anche in caso di perdita dal serbatoio, che sia evitato il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).

8.3. Efficienza Meccanica

11) Il Gestore con le integrazioni del 26/04/2023, prot. 91/HSEQ/SB ha comunicato che *secondo i dati di targa forniti dal costruttore, l'efficienza meccanica dei turbocompressori è pari al 36% circa per tutte le turbine*. Pertanto, risultano rispettati i livelli di efficienza energetica riportati nella tabella 23 (Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale) della BAT 40, Decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30 novembre 2021, che sostituisce la Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017. In particolare per le turbine a ciclo aperto > di 50 MWt le BAT Conclusions prevedono per le unità esistenti una efficienza meccanica netta compresa tra 33,5% e 41%. Si prescrive al Gestore il monitoraggio del rendimento meccanico netto effettivo effettuando ogni due anni (a partire dalla data del decreto AIA) una misura dell'efficienza meccanica di un turbocompressore ed a rotazione la misura dell'efficienza dei rimanenti, mantenendo la sequenza biennale per i diversi turbocompressori per tutta la durata dell'AIA. La metodologia da applicare per il calcolo dell'efficienza meccanica dovrà essere concordata con l'Autorità di Controllo, vista la particolare modalità di funzionamento dei turbocompressori.

8.4. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Al fine di inquadrare e quindi definire le prescrizioni per l'esercizio tese a regolare le emissioni in atmosfera, nelle tabelle che seguono sono sintetizzati dati e informazioni relativi ai punti di emissione significativi dell'impianto dichiarati dal Gestore.

Nell'area sono presenti quattro punti di emissioni puntuali in atmosfera di tipo convogliato, contraddistinti dalle sigle E1, E2, E10, E11 che corrispondono rispettivamente alle unità di compressione TC1, TC2, TC3, TC4.

Nella centrale, oltre alle quattro unità di compressione, sono convogliate emissioni in atmosfera anche dai seguenti punti:

- n. 3 generatori di calore alimentati a metano di potenza termica pari a 600 kWt, 210 kWt e 150 kWt. Si specifica che le emissioni di pertinenza dei suddetti generatori non sono soggette ad

autorizzazione in quanto comprese nelle attività in deroga di cui all'art. 272, comma 1, parte V del D. Lgs. 152/06;

- n. 1 gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio e di potenza termica di 3.320 kWt (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D. Lgs. 152/06);
- n. 1 motopompa antincendio alimentata a gasolio con potenza termica di 118 kWt (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 1, parte V del D. Lgs. 152/06)
- n. 2 vent di impianto (Centrale e Unità) (attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D. Lgs. 152/06).

12) Si prescrive al Gestore di comunicare entro tre mesi dal rilascio della presente autorizzazione il valore del minimo tecnico per i singoli turbocompressori.

13) Per quanto attiene le emissioni in atmosfera di tipo convogliato dei camini principali dovranno essere rispettati i valori limite di emissione riportati nella Tabella 29; per il camino E11 dall'emanazione del decreto in quanto già dotato di sistema di monitoraggio in continuo (SME), per gli altri camini precisamente E2 e E10 a partire dall'entrata in esercizio degli SME. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno di cui in tabella. 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. Sono esclusi i periodi di avviamento e di arresto e i periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite; questi ultimi dovranno essere tempestivamente comunicati all'Autorità di Controllo e ad ARPA secondo le modalità indicate nel PMC. 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.

Tabella 29: Emissioni in atmosfera convogliate

Sigla Camino	Unità	Altezza e sezione camino	Parametro	Dato Storico e MCP	Concentrazione [mg/Nm^3]	Flusso di massa [kg/h]	Prestazioni *BATConclusions* mg/Nm^3	VLE AIA prescritti	O_2
E2	TC2 (62,02 MWt)	12,57m 11,79 m^2	NOx	2017	41,7	7,76	Tabella 24* 25-65 mg/Nm^3 (media giornaliera) 15-60 mg/Nm^3 (media annua)	**60** mg/Nm^3 (media giornaliera) **55** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	75	13,74			
			CO	2017	12,3	2,29	Par. 4.1.2 valore indicativo < 5-40 mg/Nm^3 (livelli medi annui)	**40** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	100	18,32			
E10	TC3 (62,02 MWt)	12,57m 11,79 m^2	NOx	2017	41,3	6,94	Tabella 24* 25-65 mg/Nm^3 (media giornaliera) 15-60 mg/Nm^3 (media annua)	**60** mg/Nm^3 (media giornaliera) **55** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	75	-			
			CO	2017	9,9	1,66	Par. 4.1.2 valore indicativo < 5-40 mg/Nm^3 (livelli medi annui)	**40** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	100	-			

Sigla Camino	Unità	Altezza e sezione camino	Parametro	Dato Storico e MCP	Concentrazione [mg/Nm^3]	Flusso di massa [kg/h]	Prestazioni *BATConclusions* mg/Nm^3	VLE AIA prescritti	O_2
E11	TC4 (62,44 MWt)	21 m 14,4 m^2	NOx	2017	52,5	7,32	Tabella 24* 25-65 mg/Nm^3 (media giornaliera) 15-60 mg/Nm^3 (media annua)	**60** mg/Nm^3 (media giornaliera) **55** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	75	13,5			
			CO	2017	29,8	4,16	Par. 4.1.2 valore indicativo < 5-40 mg/Nm^3 (livelli medi annui)	**40** mg/Nm^3 (media annua)	15%
				MCP	100	18			

* nota 14 e nota 15 della tabella 24 delle BAT Conclusions (decisione di esecuzione 2021/2326/UE del 30/11/2021)

14) I camini **E2** ed **E10** devono essere muniti di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni di NO_x e CO, e dei seguenti parametri di processo: portata, tenore di ossigeno, temperatura, pressione e tenore di vapore acqueo (qualora agli analizzatori non sia inviato "gas secco"), nel rispetto delle BAT 3 e 4 di cui alla D.E. 2021/2326/UE. Entro 12 mesi dall'emanazione della presente autorizzazione il Gestore dovrà rendere operativi gli SME ai camini **E2** ed **E10**. Nelle more dell'installazione degli SME, il Gestore dovrà effettuare un monitoraggio discontinuo con frequenza bimestrale dei parametri di cui sopra compatibilmente con l'effettivo esercizio di ciascun turbocompressore. Tali verifiche dovranno essere effettuate qualora il singolo turbocompressore abbia funzionato per almeno 200 ore nel bimestre precedente e comunque almeno una volta all'anno. Si prescrive per tale periodo per NOx il rispetto del VLE di **65** mg/Nm^3 e per il CO il rispetto del VLE di **40** mg/Nm^3 (le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se la concentrazione calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento e che siano rappresentativi di almeno 1 ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose ai sensi del punto 2.3 dell'Allegato 6 alla Parte V del D.lgs. 152/06 non supera il valore limite di emissione).

15) Tenuto conto che il TC1 verrà sostituito con un elettrocompressore al camino **E1** il Gestore dovrà effettuare un monitoraggio discontinuo con frequenza bimestrale delle emissioni di NO_x e CO, e dei seguenti parametri di processo: portata, tenore di ossigeno, temperatura, pressione e tenore di vapore acqueo, compatibilmente con l'effettivo esercizio del turbocompressore. Tali verifiche dovranno essere effettuate qualora il singolo turbocompressore abbia funzionato per almeno 200 ore nel bimestre precedente e comunque almeno una volta all'anno. Si prescrive per tale periodo per NOx il rispetto del VLE di **65** mg/Nm^3 e per il CO il rispetto del VLE di **40** mg/Nm^3 (le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se la concentrazione calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento e che siano rappresentativi di almeno 1 ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose ai sensi del punto 2.3 dell'Allegato 6 alla Parte V del D.lgs. 152/06 non supera il valore limite di emissione).

16) Le emissioni provenienti dagli ulteriori camini dichiarati dal Gestore, di seguito riportati in Tabella 30, sono autorizzate in qualità di emissioni non significative (associate ad impianti di combustione con potenza termica <1MW_t, sfiati etc.), ovvero associate a motori o gruppi elettrogeni d'emergenza. Qualsiasi altra emissione significativa non dichiarata in fase di presentazione della domanda di AIA è ritenuta non autorizzata.

Tabella 30: Emissioni in atmosfera provenienti da ulteriori camini

Punti di emissione	Provenienza	Potenza termica (MW_t)
E4	Caldaia B1 [1]	0,6
E5	Caldaia B2 [1]	0,2
E6	Caldaia B3 [1]	0,1

Punti di emissione	Provenienza	Potenza termica (MW_t)
E7	Gruppo elettrogeno di emergenza DG1 [2]	3,3
E8	Motopompa carrellata d'emergenza [1]	0,1
E9A	Emissioni *vent* di impianto unità [3]	---
E9B	Emissioni *vent* di centrale [3]	---

[1]: Emissioni non precedentemente soggette ad autorizzazione in quanto comprese nelle attività in deroga di cui all'art. 272, comma 1, parte V del D.Lgs. 152/06.

[2]: Le emissioni derivanti dal gruppo elettrogeno di emergenza sono autorizzate ai sensi dell'art. 272, comma 5, parte V del D.Lgs. 152/06.

[3]: Emissioni non significative, alle quali non si applicano VLE, attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5, parte V del D.Lgs. 152/06.

17) Relativamente all'utilizzo del Camino E7, associato al Gruppo elettrogeno d'emergenza, il Gestore dovrà registrare data, orario e durata di ogni utilizzo; tali informazioni dovranno essere riportate nel report annuale. Il generatore di emergenza potrà essere esercito solamente in caso di indisponibilità tecnica degli impianti principali, ovvero per motivi tecnici connessi con il mantenimento in efficienza della suddetta apparecchiatura di emergenza.

8.5. Emissioni in atmosfera non convogliate

Con riferimento al documento, paragrafo 4 "*Strategia per la riduzione delle emissioni di CH_4 dell'impianto di Montesano sulla Marcellana*" trasmesso con nota del 26/04/2023, prot. 91/HSEQ/SB nel quale vengono pianificati gli interventi per la riduzione delle emissioni di metano si prescrive quanto segue:

18) Con riferimento alle *emissioni puntuali*: codice 01.a - *emissioni da tenuta a gas turbocompressore* si prescrive al Gestore il completamento degli interventi previsti **entro** il **31/12/2027** così da garantire a partire dall'anno 2028 il raggiungimento della percentuale di riduzione del 100% stimata in 110.000 Smc/anno di CH_4. Al riguardo il Gestore dovrà inserire nel Report annuale una specifica sezione che riporti lo stato di avanzamento dei lavori, dando evidenza del progressivo raggiungimento dell'obiettivo ambientale previsto.

19) Con riferimento alle *emissioni puntuali*: codice 01.b1 e 01.b2 - *emissioni da vent unità turbocompressore / impianto* si prescrive al Gestore il completamento degli interventi previsti **entro** il **31/12/2028** così da garantire a partire dall'anno 2029 il raggiungimento della percentuale di riduzione del 80% stimata in 110.000 Smc/anno di CH_4. Al riguardo il Gestore dovrà inserire nel Report annuale una specifica sezione che riporti lo stato di avanzamento dei lavori, dando evidenza del progressivo raggiungimento dell'obiettivo ambientale previsto.

20) Con riferimento alle *emissioni puntuali*: codice 01.b5 – *dismissione unità TC1 obsoleta e sostituzione con un elettrocompressore* si prescrive al Gestore il completamento degli interventi previsti **entro** il **31/12/2028**. Al riguardo il Gestore dovrà inserire nel Report annuale una

specifica sezione che riporti lo stato di avanzamento dei lavori, dando evidenza del progressivo raggiungimento dell'obiettivo ambientale previsto.

21) Con riferimento alle *emissioni pneumatiche*: codice 02.1 – *installazione nuovi componenti con attuazione ad aria/elettrica* si prescrive al Gestore il completamento degli interventi previsti **entro** il **31/12/2028** così da garantire a partire dall'anno 2029 il raggiungimento della percentuale di riduzione del 90% stimata in 45.000 Smc/anno di CH_4. Al riguardo il Gestore dovrà inserire nel Report annuale una specifica sezione che riporti lo stato di avanzamento dei lavori, dando evidenza del progressivo raggiungimento dell'obiettivo ambientale previsto.

22) Il Gestore con riferimento agli ulteriori interventi indicati nel paragrafo 4 del documento "*Strategia per la riduzione delle emissioni di CH_4 dell'impianto di Montesano*" dovrà inserire nel Report annuale una specifica sezione che riporti lo stato di avanzamento dei lavori dando evidenza del progressivo raggiungimento dell'obiettivo ambientale previsto.

23) Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi il Gestore dovrà mantenere un opportuno programma di monitoraggio e manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (L.D.A.R. – *Leak Detection and Repair*).

8.6. Emissioni in acqua

La Centrale non prevede scarichi idrici di processo.

Gli unici scarichi idrici della centrale sono quelli relativi alle acque meteoriche di dilavamento delle aree esterne. Queste sono convogliate mediante una rete di tubazioni interrate recapitano nel corso idrico superficiale denominato S. Elisabetta Cessuta. Considerata la destinazione d'uso delle aree scolanti, ovvero strade, piazzali e parcheggi non potenzialmente inquinati, non è previsto alcun trattamento prima dello scarico.

24) La gestione delle acque meteoriche dovrà essere effettuata nel rispetto della normativa di settore della regolamentazione regionale. Per tutti gli scarichi dovranno inoltre essere rispettate le previsioni del Piano di Tutela delle Acque in materia di risparmio idrico e qualità delle acque.

25) Allo scarico idrico S1 che convoglia le acque meteoriche di stabilimento al corpo idrico recettore si prescrive il rispetto dei valori limite di emissione previsti dalla Tabella 3, Allegato 5, Parte terza del D.Lgs. 152/06 per gli scarichi in acque superficiali per i seguenti parametri con frequenza semestrale: pH, COD, solidi sospesi, ferro e idrocarburi totali.

8.7. Rifiuti

Il processo di compressione del gas non produce rifiuti. I rifiuti prodotti derivano da attività accessorie e dalle operazioni di manutenzione svolte periodicamente nella centrale.

26) Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) della lettera bb) al comma 1 dell'art. 183 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

27) Il Gestore, nell'ambito del Report annuale, provvederà a dare comunicazione di eventuali ulteriori codici EER rispetto al precedente elenco, che saranno gestiti in regime di deposito temporaneo.

28) Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti:

a) Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Autorità di Controllo qualora ne faccia richiesta.

b) Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cu all'allegato G alla parte quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.

29) Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore; origine, tipologia e quantità del rifiuto; impianto di destinazione; data e percorso dell'istradamento; nome ed indirizzo del destinatario. Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore. Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia. Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Valgono inoltre, in quanto applicabili, le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".

30) Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice EER e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati.

31) Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

32) Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale, allegandone la planimetria aggiornata.

33) Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto

delle seguenti prescrizioni tecniche:

a) le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;

b) lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;

c) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;

d) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;

e) i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;

f) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere gestite coerentemente con le prescrizioni di cui al precedente paragrafo. Ove la disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, tali acque devono essere collettate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs.152/2006 e s.m.i. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli, dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli;

g) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;

h) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al meno al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;

i) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati;

j) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (ad esempio fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di

etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi:

- i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui alla normativa vigente. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, della tenuta del registro di carico e scarico dei rifiuti ai sensi della normativa vigente. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento;
- il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

34) Il Gestore dovrà inoltre comunicare all'Autorità di Controllo, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la quantità di rifiuti prodotti, le percentuali di recupero degli stessi, la quantità di rifiuti pericolosi e la produzione specifica di rifiuti (kg annui rifiuti prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui rifiuti prodotti/MWh generati) relativi all'anno precedente.

35) Il Gestore dovrà, anche ai fini del Piano di Monitoraggio e Controllo, archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'Autorità di Controllo, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

36) Si prescrive il mantenimento nell'ambito del SGA di specifiche procedure per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.

37) Il Gestore è tenuto ad attuare gli eventuali adeguamenti tecnici sopra previsti entro un anno dal rilascio dell'AIA.

38) Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti disposizioni normative aggiornate.

8.8. Rumore

39) Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui alla normativa vigente e dalla zonizzazione acustica comunale, in funzione

della classe acustica di appartenenza.

40) Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

41) Il Gestore deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti, ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia. La relazione contenente i risultati delle misure eseguite, delle valutazioni dei risultati e gli eventuali interventi proposti per la riduzione delle emissioni acustiche dovranno essere trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

42) Le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16/03/1998 e s.m.i. nonché nel rispetto dell'eventuale normativa regionale.

43) Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati e mantenuti tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al D.P.C.M. 14/11/1997 e s.m.i.

44) Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo, per quanto possibile, i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.

8.9. Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

45) Il Gestore, nell'ambito delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, deve operare prevedendo, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinari di riserva, per effettuare gli interventi di manutenzione o fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Autorità di Controllo, al Comune e all'ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

46) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine i bacini di contenimento dei serbatoi di combustibili liquidi devono poter contenere tutto o in parte il volume del serbatoio stesso (dal 50 al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande dei serbatoi).

47) Inoltre, il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

48) Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinaria tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e i sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo;

49) Il Gestore dovrà individuare un elenco delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente e, con riferimento ad esse, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, il Gestore dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Autorità di Controllo.

50) Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA.

51) In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata nel minor tempo tecnicamente possibile, scritta anche tramite pec o e-mail, secondo le indicazioni contenute nel PMC, all'Autorità Competente, all'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

8.10. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

52) Il monitoraggio dello stato delle acque sotterranee dovrà avvenire nel rispetto delle indicazioni fornite dal PMC e dovrà in ogni caso rispettare i limiti previsti nella Tabella 2, Allegato 5, degli allegati al Titolo V, Parte IV del D.lgs. 152/2006.

53) Il Gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo ed al sottosuolo.

54) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria centrale, possa essere compromessa la qualità del suolo e/o delle acque sotterranee, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte

IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e Comune.

55) Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di spandimenti oleosi o sversamenti di materie prime, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:

a) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio del prodotto oleoso all'impianto di trattamento;

b) i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio.

c) annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.

56) Il Gestore dovrà provvedere al monitoraggio delle acque di falda secondo le modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Il monitoraggio della falda dovrà essere eseguito in modo tale da contemplare le eventuali perdite di gasolio provenienti dal parco combustibili liquidi.

8.11. Odori

57) Per i processi di lavorazione che comportino eventuali emissioni odorigene, il Gestore è tenuto a mantenere in efficienza tutte le procedure tecnico-operative necessarie, garantendo l'applicazione dei disposti della legislazione vigente.

8.12. Altre forme di inquinamento

58) Per quanto attiene eventuali altre forme di inquinamento (amianto, PCB/PCT, Inquinamento elettromagnetico, vibrazioni) generate dall'attività produttiva dell'impianto, valgono le relative disposizioni normative vigenti.

8.13. Dismissioni e ripristino dei luoghi

59) Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione totale o parziale, dovrà presentare all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, un piano di dismissione, dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti. Il progetto 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.

8.14. Prescrizioni da altri procedimenti autorizzativi

60) 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 non sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.

61) Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

9. SALVAGUARDIE FINANZIARIE

Il Gestore è tenuto ad assolvere ad ogni obbligo di natura finanziaria derivate dal rilascio dell'AIA nonché dalle prescrizioni in materia di rifiuti.

10. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Il presente parere sostituisce il Decreto Dirigenziale n. 282 del 06/09/2010 e s.m.i.

Restano fermi gli obblighi ad ottemperare alle prescrizioni espressamente richiamate nel presente parere, riferite agli atti autorizzativi precedenti.

11. DURATA RINNOVO RIESAME

L'articolo 29-*octies* del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. art. 29-*octies*
10 anni	Casi comuni	Comma 3, lettera b)
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009	Comma 8

Rilevato che il Gestore ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001:2015, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 12 anni**.

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della certificazione suddetta. In ogni caso il Gestore è obbligato a

comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 29-*octies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. il Gestore prende atto che l'Autorità Competente durante la procedura di riesame con valenza di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 29-*octies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando ne ricorrano le condizioni ivi riportate.