

ARPAE
Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia
dell'Emilia - Romagna

* * *

Atti amministrativi

Determinazione dirigenziale	n. DET-AMB-2024-2574 del 08/05/2024
Oggetto	D.LGS. N. 152/2006 E SMI, PARTE II, TITOLO III-BIS - LR N. 21/2004 E SMI - LR N. 13/2015 E SMI - DGR N. 1113/2011 - DGR N. 1795/2016 - DITTA ENI SPA - CENTRALE GAS DI CASALBORSETTI CON SEDE LEGALE IN COMUNE DI ROMA, PIAZZALE ENRICO MATTEI N. 1 - AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ IPPC DI COMBUSTIONE CON POTENZA CALORIFICA DI COMBUSTIONE SUPERIORE A 50 MW (PUNTO 1.1 DELL'ALLEGATO VIII ALLA PARTE SECONDA DEL D.LGS 152/06 E SMI), SITA IN COMUNE DI RAVENNA, LOCALITÀ CASALBORSETTI, VIA LACCHINI N. 101. MODIFICA SOSTANZIALE DELL'AIA
Proposta	n. PDET-AMB-2024-2679 del 08/05/2024
Struttura adottante	Servizio Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna
Dirigente adottante	Ermanno Errani

Questo giorno otto MAGGIO 2024 presso la sede di Via Marconi, 14 - 48124 Ravenna, il Responsabile del Servizio Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna, Ermanno Errani, determina quanto segue.

Servizio Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna

Oggetto: D.Lgs. n. 152/2006 e smi, PARTE II, TITOLO III-BIS - LR n. 21/2004 e smi - LR n. 13/2015 e smi - DGR n. 1113/2011 - DGR n. 1795/2016 - DITTA **ENI SPA - CENTRALE GAS DI CASALBORSETTI** CON SEDE LEGALE IN COMUNE DI ROMA, PIAZZALE ENRICO MATTEI N. 1 - AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE PER L'ESERCIZIO DELL'ATTIVITÀ IPPC DI COMBUSTIONE CON POTENZA CALORIFICA DI COMBUSTIONE SUPERIORE A 50 MW (PUNTO 1.1 DELL'ALLEGATO VIII ALLA PARTE SECONDA DEL D.LGS 152/06 E SMI), SITA IN COMUNE DI RAVENNA, LOCALITÀ CASALBORSETTI, VIA LACCHINI N. 101. **MODIFICA SOSTANZIALE DELL'AIA**

IL DIRIGENTE

PREMESSO che ENI SpA è titolare dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) adottata con Determina Dirigenziale ARPAE SAC di Ravenna n. DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024 per la propria attività di combustione con potenza calorifica di combustione superiore a 50 MW, sita in Comune di Ravenna, località Casalborsetti, via Lacchini n. 101;

DATO ATTO che in data 16/11/2022 con nota acquisita al PG/2022/189717 del 17/11/2022, la ditta ENI spa (C.F./P.IVA 00484960588/00905811006), con sede legale in Comune di Roma, Piazzale Enrico Mattei n. 1, ha presentato, attraverso il Portale Regionale IPPC-AIA, domanda di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale di cui alla Determinazione Dirigenziale di ARPAE SAC di Ravenna n. DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024, per l'installazione sita in Comune di Ravenna, via Lacchini n. 101, denominata Centrale Gas Casalborsetti. Ai sensi dell'articolo 29-ter, comma 4) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, è stata esperita con esito positivo la verifica di completezza della domanda (ns. PG/2022/191931 del 22/11/2022), per cui tramite SUAP del Comune di Ravenna si è provveduto a dare notizia dell'avvio del procedimento con apposita comunicazione ai sensi dell'art. 7 della Legge n. 241/1990 e smi, pubblicata per estratto sul Bollettino Ufficiale della Regione Emilia-Romagna (BURER) del 07/12/2022 (ns. PG/2022/194308 del 25/11/2022);

RICHIAMATI:

- il *Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e smi* recante "Norme in materia ambientale", in particolare il Titolo III-bis della Parte II in materia di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA);
- la *Legge Regionale n. 21 del 11 ottobre 2004 e smi* recante disciplina della prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC) e in particolare l'art. 11 della LR n. 21/2004 che rimanda a quanto stabilito dalla normativa nazionale in caso di rinnovo dell'AIA e modifica da parte dei gestori degli impianti soggetti ad AIA;

RICHIAMATE altresì:

- la *Legge 7 aprile 2014, n. 56* recante disposizioni sulle Città Metropolitane, sulle Province, sulle Unioni e fusioni di Comuni;
- la *Legge Regionale 30 luglio 2015, n. 13* recante riforma del sistema di governo territoriale e delle relative competenze, in coerenza con la Legge 7 aprile 2014, n. 56, che disciplina, tra l'altro, il riordino e l'esercizio delle funzioni amministrative in materia di ambiente per cui, alla luce del rinnovato riparto di competenze, le funzioni amministrative relative alle autorizzazioni ambientali (tra cui le AIA di cui alla Parte Seconda del D.Lgs n. 152/06 e smi) sono esercitate dalla Regione, mediante l'Agenzia Regionale per la Prevenzione, l'Ambiente e l'Energia (ARPAE);
- la *Deliberazione di Giunta Regionale Emilia-Romagna, n. 1795* del 31 ottobre 2016 recante direttiva per lo svolgimento di funzioni in materia di VAS, VIA, AIA ed AUA in attuazione della L.R. n. 13 del 2015, che fornisce indicazioni sullo svolgimento dei procedimenti e sui contenuti dei conseguenti atti, sostituendo la precedente DGR n. 2170/2015;
- la *Deliberazione di Giunta Regionale Emilia-Romagna n. 1181 del 23 luglio 2018* di approvazione dell'assetto organizzativo generale di ARPAE di cui alla LR n. 13/2015 che individua strutture autorizzatorie articolate in sedi operative provinciali (Servizi Autorizzazioni e Concessioni) a cui

competono i procedimenti/processi autorizzatori e concessori in materia di ambiente, di energia e gestione del demanio idrico;

PRESO ATTO che allo stato degli atti a disposizione la modifica sostanziale prospettata dal gestore riguarda la realizzazione di un impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂ proveniente da una delle 4 unità di turbocompressione (turbocompressore 300-MT-004) presenti in centrale. La modifica rientra nel progetto finalizzato allo svolgimento di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂) denominato "CCS Ravenna Fase 1", che prevede oltre alla cattura della CO₂ prodotta da uno dei turbocompressori della centrale di Casalborsetti, anche il suo vettoriamento tramite collegamento alla piattaforma "PCW-C" e la successiva iniezione e stoccaggio permanente attraverso il pozzo "PCMW 30 dir B" nei livelli esauriti del campo Porto Corsini Mare Ovest;

PRESO ATTO inoltre che il progetto finalizzato allo svolgimento di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂) denominato "CCS Ravenna Fase 1" è stato autorizzato con DM 26 gennaio 2023 dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Dipartimento per l'energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, per un volume di 25.000 t/a e durata di iniezione pari ad un massimo di due anni - pertanto inferiore alle 100.000 tonnellate;

RICHIAMATI in particolare l'art. 5 "Definizioni" e l'art. 29-nonies "Modifica degli impianti o variazione del gestore" del D.Lgs n. 152/2006 e smi, nonché l'art. 11 della LR n. 21/2004 che rimanda a quanto stabilito dalla normativa nazionale in caso di modifica da parte delle installazioni soggette ad AIA;

VISTA la nota circolare della Regione Emilia-Romagna PG/2008/187404 del 01/08/2008 (cosiddetta "Quinta Circolare IPPC") contenente indicazioni per la gestione delle AIA, con particolare riguardo all'individuazione delle modifiche sostanziali/non sostanziali ai fini dell'applicazione dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi;

RITENUTO che il progetto di realizzazione nella centrale di Casalborsetti dell'impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂, sia da considerare ai sensi di quanto previsto dall'art. 5, comma 1, lettera l-bis) del D.Lgs n. 152/2006 e smi e dalla Quinta Circolare IPPC regionale sopracitata come modifica sostanziale dell'installazione IPPC autorizzata con l'AIA n. DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024, per cui il gestore ha provveduto alla presentazione di una nuova domanda di AIA ai sensi dell'art. 29-nonies, comma 2) del D.Lgs n. 152/2006 e smi e dell'art. 11, comma 1) della LR n. 21/2004 e smi;

CONSIDERATO che, ai sensi dell'art. 29-ter, comma 1) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, ai fini della modifica sostanziale degli impianti di installazioni esistenti in cui sono svolte attività IPPC si provvede al rilascio dell'AIA di cui all'art. 29-sexies del D.Lgs n. 152/2006 e smi;

RICHIAMATO in particolare l'art. 6 del D.Lgs n. 152/2006 e smi recante, tra l'altro, principi generali dell'AIA;

RICHIAMATI altresì i seguenti articoli del Titolo III-bis della Parte II del D.Lgs n. 152/2006 e smi: art. 29-bis "Individuazione e utilizzo delle migliori tecniche disponibili", art. 29-quater "Procedura per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale", art. 29-sexies "Autorizzazione Integrata Ambientale", che disciplinano le condizioni per il rilascio dell'AIA;

Considerato che al fine di assumere la decisione sulla modifica sostanziale dell'AIA n. DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024:

- a seguito della verifica di completezza positiva della domanda di modifica sostanziale dell'AIA, con nota PG/2022/191931 del 22/11/2022 è stato comunicato al SUAP del Comune di Ravenna l'avvio del procedimento di modifica sostanziale dell'AIA, con contestuale richiesta di pubblicazione sul BURERT di un estratto della comunicazione di avvio;
- con nota acquisita al PG/2022/194308 del 25/11/2022 lo Sportello Unico per le Attività Produttive del Comune di Ravenna ha provveduto a comunicare l'avvio del procedimento, ai sensi di quanto previsto dalla DGR 1113/2011 e ai sensi dell'art. 29-octies del D.Lgs n. 152/2006 e smi;
- in data 07/12/2022 è stato pubblicato sul BURERT estratto della comunicazione di avvio del procedimento di modifica sostanziale di AIA;
- con nota acquisita agli atti con PG/2023/206560 del 05/12/2023 è stato acquisito il parere del sindaco di Ravenna in merito all'esercizio delle industrie insalubri di cui agli artt. 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;
- con nota acquisita agli atti con PG/2023/216376 del 20/12/2023 è stata acquisita documentazione integrativa volontaria presentata dal gestore;
- con nota PG/2024/3637 del 10/01/2024 è stata convocata per il giorno 25/01/2024 la Conferenza dei Servizi, come previsto dall'art. 29-quater del D.Lgs n. 152/2006 e smi e dalla L. 241/90 e smi, nel corso della quale sono emersi alcuni aspetti da chiarire, richiesti poi con PG/2024/22975 del 06/02/2024;

- con nota PG/2024/5762 del 12/01/2024 è stato acquisito il parere di Hera SpA Direzione Acque sullo scarico in fognatura;
- con nota acquisita agli atti con PG/2024/36157 del 23/02/2024 è stata acquisita la documentazione integrativa;
- con nota PG/2024/44908 del 07/03/2024 è stata convocata per il giorno 27/03/2024 la Conferenza dei Servizi decisoria in modalità telematica a seguito delle integrazioni pervenute;
- con nota acquisita agli atti con PG/2024/71193 del 17/04/2024 è stata acquisita documentazione integrativa volontaria presentata dal gestore;
- con nota PG/2024/71763 del 18/04/2024 è stato acquisito il parere del Servizio Territoriale ARPAE ST;
- ai sensi di quanto previsto dall'art. 29-octies del D.Lgs 152/06 e smi, dalla L.R. 21/04 e dalla DGR 1113/11 con nota PG/2024/80636 del 02/05/2024 è stato trasmesso al gestore lo schema di AIA per presentare eventuali osservazioni;
- con nota PG/2024/81578 del 03/05/2024 il gestore ha inviato le proprie osservazioni allo schema di AIA precedentemente trasmesso;
- le osservazioni presentate dal gestore con nota PG/2024/81578 del 03/05/2024 sono state in parte accolte ed è stato modificato lo schema di AIA;

VISTI:

- il Decreto 6 marzo 2017, n. 58 recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti in materia di AIA, in vigore dal 26/05/2017. Sino all'emanazione del provvedimento con cui, in considerazione delle specifiche realtà rilevate nel proprio territorio e degli effettivi costi unitari, le regioni adeguano le tariffe e le modalità di versamento di cui al Decreto n. 58/2017 da applicare alle istruttorie e alle attività di controllo di propria competenza, continuano ad applicarsi le tariffe già vigenti in regione;
- in particolare l'art. 33, comma 3-ter del D.Lgs n. 152/2006 e smi per cui, nelle more dell'adozione del nuovo regolamento di cui al suddetto Decreto n. 58/2017, restava fermo quanto stabilito dal Decreto Ministeriale 24 aprile 2008 relativamente agli oneri istruttori di AIA;
- la Deliberazione di Giunta Regionale n. 1913 del 17/11/2008 recante recepimento del tariffario nazionale da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti in materia di AIA con integrazioni e adeguamenti ai sensi e per gli effetti dello stesso DM 24 aprile 2008, come successivamente modificata e integrata con DGR n. 155 del 16/02/2009 e DGR n. 812 del 08/06/2009;

VERIFICATO che il gestore ha provveduto al pagamento delle spese istruttorie necessarie al rilascio di modifica sostanziale dell'AIA in conformità alla DGR n. 1913/2008 e smi;

CONSIDERATO che:

- ai sensi dell'art. 29-sexies, comma 6-bis del D.Lgs n. 152/2006 e smi, come modificato dal D.Lgs n. 46/2014 in recepimento della direttiva 2010/75/UE (cosiddetta "direttiva IED"), fatto salvo quanto Specificato nelle conclusioni sulle BAT applicabili, l'AIA programma specifici controlli almeno una volta ogni 5 anni per le acque sotterranee e almeno una volta ogni 10 anni per il suolo, a meno che sulla base di una valutazione sistematica del rischio di contaminazione non siano state fissate diverse modalità o più ampie frequenze per tali controlli. In adeguamento a tale previsione si rende pertanto necessario valutare l'integrazione del Piano di Monitoraggio dell'installazione inserito in AIA;
- la corretta applicazione del suddetto art. 29-sexies, comma 6-bis del D.Lgs n. 152/2006 e smi è ancora oggetto di approfondimenti al tavolo tecnico nazionale Ministero Ambiente-Regioni e che è contemporaneamente attivo un gruppo di lavoro Regione Servizio VIPSA - ARPAE per la definizione dei criteri tecnici di valutazione delle proposte di monitoraggio basati anche sulle caratteristiche del sito dell'installazione, come comunicato dalla Regione Emilia-Romagna in data 03/04/2018 (ns.PGRA/2018/4339) e in data 04/10/2018 (ns. PGRA/2018/13005);

è pertanto rimandata ad apposito atto regionale l'approvazione dei criteri per l'applicazione di tale previsione normativa, degli strumenti cartografici per l'utilizzo dei dati da parte dei gestori e delle indicazioni sulle tempistiche per la presentazione delle valutazioni e proposte dei gestori (ns.PGRA/2018/13936);

VISTO il *Decreto Ministeriale 26 maggio 2016, n. 141* recante criteri da tenere in conto nel determinare l'importo delle garanzie finanziarie di cui all'art. 29-sexies, comma 9-septies del D.Lgs n. 152/2006 e smi, in relazione all'obbligo di adottare le misure necessarie a rimediare all'inquinamento significativo del suolo e delle acque sotterranee, con sostanze pericolose pertinenti, provocato dall'installazione;

VISTO:

- il regolamento recante le modalità per la redazione della relazione di riferimento di cui all'art. 5, comma 1, lettera v-bis) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, adottato con Decreto Ministeriale 15 aprile 2019, n. 95;

- la nota AIA n. 2/2019 con cui la Regione Emilia-Romagna forniva indicazioni per la verifica di sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento in seguito all'emanazione del DM n. 95/2019 e sul raccordo con le attività svolte in conseguenza del DM n. 272/2014 precedentemente vigente, precisando che nei casi in cui la documentazione presentata ai sensi del DM n. 272/2014 sia stata verificata e positivamente riscontrata nei contenuti e nelle ispezioni ambientali condotte all'installazione, non siano necessari ulteriori adempimenti, a meno degli obblighi di aggiornamento in caso di modifiche come disciplinato dal DM n. 95/2019;

PRESO ATTO dell'esito della verifica eseguita secondo la procedura di cui all'Allegato 1 del suddetto DM n. 95/2019, presentato dal gestore unitamente alla modifica sostanziale dell'AIA per cui, non sussiste l'obbligo di presentazione della relazione di riferimento sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee di cui all'art. 5, comma 1, lettera v-bis del D.Lgs n. 152/2006 e smi;

CONSIDERATO che, ai sensi dell'art. 1, comma 3) del DM n. 141/2016, le installazioni IPPC per le quali non è necessaria la presentazione della suddetta relazione di riferimento di cui all'art. 5, comma 1, lettera v-bis del D.Lgs n. 152/2006 e smi non sono tenute a prestare le garanzie finanziarie di cui all'art. 29-sexies, comma 9-septies del D.Lgs n. 152/2006 e smi;

VISTA la nota circolare della Regione Emilia-Romagna PG 2013/16882 del 22/01/2013 ("*Sesta Circolare IPPC*") con cui viene fornito, quale atto di indirizzo, nuovo schema di riferimento per l'AIA;

VISTI gli ulteriori atti di indirizzo regionali e, in particolare:

- Determinazione n. 1063 del 02/02/2011 della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia Romagna, avente per oggetto "Attuazione della normativa IPPC - Indicazioni per i gestori degli impianti e le amministrazioni provinciali per l'invio del rapporto annuale dei dati dell'anno 2010 tramite i servizi del portale IPPC-AIA", che individua il portale IPPC-AIA come strumento obbligatorio, in ambito regionale, per la trasmissione tramite procedura telematica dei report annuali degli impianti IPPC, da effettuare entro il mese di aprile di ogni anno;
- Determinazione n. 5249 del 20/04/2012 della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia Romagna recante indicazioni per i gestori degli impianti e gli enti competenti per la trasmissione delle domande tramite i servizi del portale IPPC-AIA e l'utilizzo delle ulteriori funzionalità attivate;
- Deliberazione di Giunta Regionale n. 2124 del 10/12/2018 avente per oggetto "Piano regionale di ispezione per le installazioni con autorizzazione integrata ambientale (AIA) e approvazione degli indirizzi per il coordinamento delle attività ispettive";
- Deliberazione di Giunta Regionale Emilia-Romagna n. 356 del 13 gennaio 2022 con cui è stata approvata la programmazione regionale dei controlli per le installazioni con AIA per il triennio 2022-2024, secondo i criteri definiti con la DGR n. 2124/2018;
- Nota AIA n. 1/2019 con cui la Regione Emilia-Romagna forniva chiarimenti in merito alla DGR n. 2124/2018, precisando che la determinazione delle frequenze indicata vale fino a alla successiva programmazione triennale e non è oggetto di valutazione all'interno delle singole autorizzazioni in occasione di modifiche non sostanziali o riesami con valenza di rinnovo;
- Nota AIA n. 3/2019 con cui la Regione Emilia-Romagna forniva indicazioni sui criteri per l'individuazione delle prescrizioni AIA, sui parametri oggetto del piano di monitoraggio e controllo, e sulle tempistiche per la presentazione della documentazione di riesame complessivo;

DATO ATTO che come previsto ai punti a) e b), comma 3 dell'art. 83 del D.Lgs. 159/2011, non è richiesta la certificazione antimafia per i rapporti tra i soggetti pubblici o tra i soggetti pubblici ed altri soggetti anche privati, i cui organi rappresentativi e quelli aventi funzioni di amministrazione e di controllo sono sottoposti, per disposizione di legge e di regolamento, alla verifica di particolari requisiti di onorabilità tali da escludere la sussistenza di una della cause di sospensione, di decadenza o di divieto previste dall'art. 67 del D.Lgs. 06/09/2011, n. 159;

RITENUTO pertanto che sussistano gli elementi per procedere al rilascio, a favore di Eni SpA - Centrale gas di Casalboretto, della modifica sostanziale dell'AIA per l'installazione IPPC esistente di combustione con potenza calorifica di combustione superiore a 50 MW, di cui al punto 1.1 dell'allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 smi, sita in Comune di Ravenna, località Casalboretto, via Lacchini n. 101;

SU proposta del responsabile del procedimento di AIA, Ing. Raffaella Manuzzi, del Servizio Autorizzazioni e Concessioni ARPAE di Ravenna:

DETERMINA

- 1) Di considerare le variazioni proposte con il progetto di realizzazione dell'impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂ presso l'installazione IPPC in oggetto, come **MODIFICA**

SOSTANZIALE dell'AIA per cui si provvede, ai sensi dell'art. 29-ter del D.Lgs n. 152/2006 e smi, al rilascio di nuova AIA;

- 2) **DI RILASCIARE**, ai sensi del Titolo III-bis della Parte II del D.Lgs n. 152/2006 e smi e della LR n. 21/2004 e smi, alla Ditta **Eni SpA - Centrale gas di Casalborgorsetti** (C.F./P.IVA 00484960588/00905811006), avente sede legale in Comune Roma, Piazzale Enrico Mattei n. 1, nella persona del proprio legale rappresentante, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** per l'esercizio dell'attività IPPC di combustione con potenza calorifica di combustione superiore a 50 MW, di cui ai punti 1.1 dell'Allegato VIII alla Parte II del D.Lgs 152/2006 e smi, sita in Comune di Ravenna, località Casalborgorsetti, via Lacchini n. 101;
- 3) di dare atto che la presente determinazione sostituisce la precedente AIA di cui alla Determinazione Dirigenziale di ARPAE SAC di Ravenna n. DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024, le cui condizioni e prescrizioni vengono a decadere;
- 4) di dare atto altresì che le condizioni stabilite con la presente AIA tengono conto della Decisione di esecuzione 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 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, come specificato al paragrafo C3) della Sezione C, dell'Allegato, al presente provvedimento;
- 5) di fissare, ai sensi dell'art. 29-octies, comma 9) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, **la validità dell'AIA pari a 12 anni a partire dalla data di rilascio del presente provvedimento**, fatto salvo che il riesame con valenza, anche in termini tariffari, di rinnovo dell'AIA è comunque disposto secondo quanto previsto dall'art. 29-octies, commi 3 del D.Lgs 152/2006 e smi. A tal fine il gestore dovrà provvedere ai sensi dello stesso articolo; fino alla pronuncia dell'autorità competente in merito al riesame, il gestore continua l'attività sulla base della precedente AIA. La scadenza dell'AIA è altresì subordinata al mantenimento della certificazione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001 per cui, nel caso di eventuale decadenza, il gestore dovrà darne immediata comunicazione ad ARPAE - SAC di Ravenna;
- 6) **di vincolare l'AIA** con le relative condizioni di cui all'Allegato 1 parte integrante del presente provvedimento, al rispetto delle seguenti condizioni e prescrizioni:
 - a) la gestione e la conduzione dell'installazione, compresi gli interventi di adeguamento/miglioramento richiesti per lo svolgimento delle attività, devono essere attuati nel rispetto delle condizioni e delle prescrizioni indicate nella Sezione D dell'Allegato 1 alla presente AIA;
 - b) la presente AIA è comunque soggetta a riesame qualora si verifichi una delle condizioni dell'art. 29-octies del D.Lgs n. 152/2006 e smi;
 - c) entro la scadenza dell'AIA ovvero a seguito della comunicazione di avvio del riesame da parte dell'autorità competente, il gestore è tenuto a presentare per via telematica, tramite il Portale AIA-IPPC, apposita istanza di riesame contenente le informazioni di cui all'art. 29-octies, comma 5) del D.Lgs n. 152/2006 e smi. Fino alla pronuncia dell'autorità competente in merito al riesame, il gestore continua l'attività sulla base dell'AIA in suo possesso;
 - d) ai sensi dell'art. 29-nonies, comma 4) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, nel caso in cui intervengano variazioni nella titolarità della gestione dell'installazione, il vecchio e il nuovo gestore ne danno comunicazione, entro 30 giorni, ad ARPAE SAC di Ravenna anche nelle forme dell'autocertificazione ai fini della volturazione dell'AIA;
 - e) in caso di modifica degli impianti, il gestore comunica le modifiche progettate per via telematica ad ARPAE SAC e ST di Ravenna e allo Sportello Unico per le Attività Produttive (SUAP) del Comune di Ravenna, tramite i servizi del Portale AIA-IPPC. Tali modifiche saranno valutate ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi e dell'art. 11, comma 3) della L.R. n.21/2004;
 - f) **conclusa la fase di esercizio del programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂)** denominato "CCS Ravenna Fase 1", autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Dipartimento per l'energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, con DM 26 gennaio 2023, dovrà essere garantito lo smantellamento degli specifici impianti realizzati presso la centrale Eni di Casalborgorsetti. Tali azioni dovranno essere completate con i ripristini ambientali correlati;
- 6) di esercitare, ai sensi dell'art. 12 della LR n. 21/2004 e smi, il monitoraggio e il controllo del rispetto delle condizioni di AIA in applicazione delle disposizioni di cui all'art. 29-decies del D.Lgs n. 152/2006 e smi, avvalendosi del supporto tecnico, scientifico e analitico dei servizi competenti di ARPAE. ARPAE - SAC di Ravenna, ove rilevi situazioni di non conformità alle condizioni contenute nel provvedimento di AIA, procederà secondo quanto stabilito nell'AIA stessa e nelle disposizioni previste dalla vigente normativa nazionale e regionale;
- 7) di trasmettere, ai sensi dell'art. 10, comma 6) della LR n. 21/2004 e smi e della DGR n. 1795/2016, il presente provvedimento di AIA al SUAP territorialmente competente per il rilascio al gestore interessato.

Copia del presente provvedimento di AIA è altresì trasmessa, tramite SUAP, agli uffici interessati del Comune di Ravenna, per opportuna conoscenza e per eventuali adempimenti di competenza.

Ai sensi della DGR n. 1113/2011, si provvederà tramite SUAP alla pubblicazione dell'annuncio di avvenuto rilascio dell'AIA sul Bollettino Ufficiale Regionale telematico (BURERT), assolvendo agli obblighi di pubblicizzazione di cui all'art. 10, comma 6) della LR n. 21/2004 e smi;

- 8) di rendere noto che, ai sensi dell'art. 29-quater, commi 2) e 13) del D.Lgs n. 152/2006 e smi e dell'art.10, comma 6) della LR n. 21/2004 e smi, copia della presente AIA e di qualsiasi suo successivo aggiornamento è resa disponibile per la pubblica consultazione sul Portale AIA-IPPC (<http://ippc-aia.arpa.emr.it>), sul sito istituzionale di ARPAE (www.arpae.it) e presso la sede di ARPAE SAC di Ravenna, via Marconi n. 14.

DICHIARA che:

- il presente provvedimento diviene esecutivo sin dal momento della sottoscrizione dello stesso da parte del dirigente di ARPAE - SAC di Ravenna o chi ne fa le veci;
- il procedimento amministrativo sotteso al presente provvedimento è oggetto di misure di contrasto ai fini della prevenzione della corruzione, ai sensi e per gli effetti di cui alla Legge n. 190/2012 e del vigente Piano Integrato di Attività e Organizzazione approvato da Arpae;

INFORMA che:

- ai sensi del D.Lgs n. 196/2003, il titolare del trattamento dei dati personali è individuato nella figura del Direttore Generale di ARPAE e che il Responsabile del trattamento dei medesimi dati è il Dirigente del Servizio Autorizzazioni e Concessioni territorialmente competente;
- avverso il presente atto gli interessati possono proporre ricorso giurisdizionale avanti al TAR competente entro 60 giorni, ovvero ricorso straordinario al Capo dello Stato entro il termine di 120 giorni; entrambi i termini decorrono dalla notificazione o comunicazione dell'atto ovvero da quando l'interessato ne abbia avuto piena conoscenza.

II DIRIGENTE DEL SERVIZIO
AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI
DI RAVENNA

Dott. Ermanno Errani

ALLEGATO 1

INDICE

SEZIONE A - SEZIONE INFORMATIVA.....	3
A1) DEFINIZIONI.....	3
A2) INFORMAZIONI SULL'IMPIANTO E AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	4
A2.1) Informazioni sull'installazione.....	4
A2.2) Autorizzazioni comprese e sostituite:.....	5
A3) ITER ISTRUTTORIO MODIFICA SOSTANZIALE AIA.....	5
SEZIONE B – SEZIONE FINANZIARIA.....	6
B1) CALCOLO TARIFFA ISTRUTTORIA.....	6
B2) FIDEIUSSIONI E GARANZIE FINANZIARIE.....	7
B3) GRADO DI COMPLESSITA' DELL'IMPIANTO (DGR 667/2005).....	8
C - SEZIONE DI VALUTAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE.....	9
C1) INQUADRAMENTO AMBIENTALE, TERRITORIALE E DESCRIZIONE DELL'ATTUALE ASSETTO IMPIANTISTICO.....	9
C1.1) Inquadramento programmatico e territoriale.....	9
C1.2) Inquadramento ambientale.....	9
C1.3) Descrizione dell'attuale assetto impiantistico.....	13
C1.4) Descrizione della modifica sostanziale proposta dal gestore.....	15
C2) VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI, CRITICITÀ INDIVIDUATE, OPZIONI CONSIDERATE E PROPOSTE DEL GESTORE (solo per impianti nuovi), CONDIZIONI GENERALI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.....	20
C2.1) Consumi di materie prime (combustibili) e di servizio/ausiliarie.....	20
C2.2) Consumi idrici.....	20
C2.3) Scarichi idrici.....	21
C2.4) Emissioni in atmosfera.....	22
C2.5) Gestione dei rifiuti.....	26
C2.6) Emissioni sonore.....	27
C2.7) Produzione e consumi energetici.....	27
C2.8) Impatto su suolo e sottosuolo.....	28
C3) VALUTAZIONE DELLE OPZIONI E DELL'ASSETTO IMPIANTISTICO PROPOSTI DAL GESTORE CON IDENTIFICAZIONE DELL'ASSETTO IMPIANTISTICO RISPONDENTE AI REQUISITI IPPC (POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO RISPETTO ALLE MTD).....	29
SEZIONE D - SEZIONE DI ADEGUAMENTO IMPIANTO E SUE CONDIZIONI DI ESERCIZIO.....	39
D1) PIANO D'ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO E SUA CRONOLOGIA - CONDIZIONI, LIMITI E PRESCRIZIONI DA RISPETTARE FINO ALLA DATA DI COMUNICAZIONE DI FINE LAVORI DI ADEGUAMENTO.....	39
D2) CONDIZIONI GENERALI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.....	39
D2.1) Finalità.....	39
D2.2) Condizioni relative alla gestione dell'impianto.....	39
D2.3) Comunicazioni e requisiti di notifica e informazione.....	40
D2.4) Emissioni in atmosfera (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici).....	41
D2.4.3 Emissioni fuggitive.....	52
D2.5) Emissioni in acqua (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici).....	52

D2.6) Emissioni nel suolo (aspetti generali, limiti, requisiti di notifica specifici, monitoraggio, prescrizioni).....	54
D2.7) Rumore (aspetti generali, limiti, requisiti di notifica specifici, monitoraggio, prescrizioni)	55
D2.8) Gestione dei rifiuti (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici).....	56
D2.9) Energia.....	57
D2.10) Altre condizioni.....	57
D2.10.1) Materie prime, prodotti e utilities.....	57
D2.10.2) Consumi idrici.....	58
D.2.11) Indicatori di performance ambientale.....	59
D2.12) Preparazione all'emergenza.....	59
D2.13) Gestione del fine vita degli impianti.....	59
D3) PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO DELL'IMPIANTO.....	61
D3.1) Criteri generali di monitoraggio e interpretazione dei dati, monitoraggi specifici, esecuzione e revisione del piano.....	61
D3.1.1) Emissioni in atmosfera.....	61
D3.1.2) Emissioni in acqua.....	65
D3.2) Autocontrolli, controlli programmati e loro costo.....	67
D3.3) Controlli dell'impianto nelle condizioni diverse dal normale esercizio.....	68
SEZIONE E - SEZIONE INDICAZIONI GESTIONALI E RACCOMANDAZIONI.....	69

SEZIONE A - SEZIONE INFORMATIVA

A1) DEFINIZIONI

Ai fini della presente AIA e ai sensi della Parte II del D.Lgs n. 152/2006 e smi, si intende per:

- **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 dei beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
- **Emissione:** lo scarico diretto o indiretto, da fonti puntiformi o diffuse dell'impianto, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore, agenti fisici o chimici, radiazioni, nell'aria, nell'acqua ovvero nel suolo.
- **Attività IPPC:** attività rientrante nelle categorie di attività industriali elencate nell'Allegato VIII alla Parte II del D.Lgs n. 152/2006 e smi.
- **Installazione:** l'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività IPPC e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore.
- **Modifica:** variazione dell'impianto, comprese la variazione delle sue caratteristiche o del suo funzionamento, ovvero un suo potenziamento, che può produrre effetti sull'ambiente.
- **Modifica sostanziale:** variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto che, secondo l'Autorità Competente, produce effetti negativi e significativi sull'ambiente.
- **Gestore:** qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce, nella sua totalità o in parte, l'installazione o l'impianto oppure che dispone di un potere economico determinante sull'esercizio tecnico dei medesimi.
- **Migliori Tecniche Disponibili (Best Available Techniques - BAT):** 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 e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. In particolare, si intende per:
 - ✓ *tecniche:* sia le tecniche impiegate, sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
 - ✓ *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;
 - ✓ *migliori:* le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.
- **Documento di riferimento sulle BAT (Bref):** documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 13, paragrafo 6 della direttiva 2010/75/UE.
- **Conclusioni sulle BAT:** documento adottato secondo quanto specificato dall'art. 13, paragrafo 5 della direttiva 2010/75/UE (pubblicato in italiano nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea) contenenti le parti di un Bref riguardanti le conclusioni sulle BAT, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle BAT, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito.
- **Livelli di emissione associati alle BAT (BAT-Ael):** intervalli di livelli di emissione ottenuti in condizioni di esercizio normali utilizzando una BAT o una combinazione di BAT, come indicato nelle conclusioni sulle BAT, espressi come media di determinato arco di tempo e nell'ambito di condizioni di riferimento specifiche.
- **Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA):** il provvedimento che autorizza l'esercizio di un'installazione, avente per oggetto la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (*Integrated Pollution Prevention and Control - IPPC*) proveniente da attività IPPC, e prevede misure tese a evitare, ove possibile, o a ridurre le emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo, comprese le

misure relative ai rifiuti, per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente salve le disposizioni sulla Valutazione di Impatto Ambientale. Un'AIA può valere per uno o più installazioni o parti di esse che siano localizzate sullo stesso sito e gestite dal medesimo gestore.

- **Autorità Competente AIA:** la pubblica amministrazione cui compete il rilascio dell'AIA.
- **Ispezione ambientale:** tutte le azioni, ivi comprese le viste in loco, controllo delle emissioni e controlli delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, verifica dell'autocontrollo, controllo delle tecniche utilizzate e adeguatezza della gestione ambientale dell'installazione, intraprese dall'Autorità Competente o per suo conto al fine di **verificare** e promuovere il rispetto delle condizioni di AIA da parte delle installazioni, nonché, se del caso, monitorarne l'impatto ambientale.
- **Organo di Controllo:** il soggetto incaricato di effettuare le ispezioni ambientali per accertare, secondo quanto previsto e programmato nell'AIA e con oneri a carico del gestore:
 - ✓ il rispetto delle condizioni dell'AIA;
 - ✓ la regolarità dei controlli a carico del gestore, con particolare riferimento alla regolarità delle misure e dei dispositivi di prevenzione dell'inquinamento nonché al rispetto dei valori limite di emissione;
 - ✓ che il gestore abbia ottemperato ai propri obblighi di comunicazione e in particolare che abbia informato l'Autorità Competente regolarmente e, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, tempestivamente dei risultati della sorveglianza delle emissioni del proprio impianto.
- **Relazione di riferimento:** informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività.
- **Acque sotterranee:** tutte le acque che si trovano al di sotto della superficie del suolo, nella zona di saturazione e in diretto contatto con il suolo e il sottosuolo.
- **Suolo:** lo strato più superficiale della crosta terrestre situato tra il substrato roccioso e la superficie. Il suolo è costituito da componenti minerali, materia organica, acqua, aria e organismi viventi.

Le ulteriori definizioni della terminologia utilizzata nella stesura della presente AIA sono le medesime di cui all'art. 5, comma 1) del D.Lgs n. 152/2006 e smi.

A2) INFORMAZIONI SULL'IMPIANTO E AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

A2.1) Informazioni sull'installazione

Sito: Comune di Ravenna, località Casalborsetti, via Lacchini n.101

Gestore: ENI spa - Centrale Gas Casalborsetti

Installazione

La centrale gas di Casalborsetti effettua il trattamento di disidratazione e compressione del gas naturale estratto dai pozzi onshore e offshore appartenenti alle concessioni minerarie ubicate nel territorio Ravennate e al largo della costa di Ravenna, per immetterlo nella rete di distribuzione nazionale. La Centrale ha una potenzialità termica complessiva pari a 86,03 MWt e una capacità massima di trattamento e compressione del gas da giacimento di 6.570.000.000 Sm³/anno di gas naturale; la compressione del gas avviene in 4 turbine ciascuna di potenza termica nominale 19,17 MWt.

La modifica sostanziale proposta dal gestore consiste nella realizzazione di un impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂ proveniente da una delle 4 unità di turbocompressione presenti in centrale. La modifica rientra nel progetto finalizzato allo svolgimento di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂) denominato "CCS Ravenna Fase 1", che prevede oltre alla cattura della CO₂ prodotta da uno dei turbocompressori della centrale di Casalborsetti, anche il suo vettoriamento tramite collegamento alla piattaforma "PCW-C" e la successiva iniezione e stoccaggio permanente attraverso il pozzo "PCMW 30 dir B" nei livelli esauriti del campo Porto Corsini Mare Ovest. Tale progetto è stato autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Dipartimento per l'energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, con DM 26 gennaio 2023, per un volume di 25.000 t/a e durata di iniezione pari ad un massimo di due anni - pertanto inferiore alle 100.000 tonnellate.

L'impianto di cattura si basa sulla tecnologia ad assorbimento chimico tramite solvente a base amminica.

Attività IPPC:

L'attività di compressione del gas naturale estratto dai pozzi onshore e offshore è riconducibile alla seguente

categoria di attività IPPC di cui all'Allegato VIII alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 e smi:

- **punto 1.1** "Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW".

Il nuovo impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂ proveniente da una delle 4 unità di turbocompressione, pur rientrando nella categoria 6.9 ("Cattura di flussi di CO₂ provenienti da installazioni che rientrano nel presente Allegato ai fini dello stoccaggio geologico in conformità decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162") di attività IPPC di cui all'Allegato VIII alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 e smi, **non costituisce una nuova attività IPPC**, considerato che l'Allegato VIII alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 e smi stabilisce al punto *Inquadramento generale*, lettera A che "Le installazioni, gli impianti o le parti di impianti utilizzati per la ricerca, lo sviluppo e la sperimentazione di nuovi prodotti e processi non rientrano nel Titolo IIIbis alla Parte seconda".

A2.2) Autorizzazioni comprese e sostituite:

Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata da ARPAE SAC di Ravenna con DET-AMB-2024-751 del 09/02/2024.

A3) ITER ISTRUTTORIO MODIFICA SOSTANZIALE AIA

- **16/11/2022 (PG/2022/189717 del 17/11/2022)** - presentazione da parte del Gestore, tramite il Portale Regionale IPPC-AIA, della domanda di modifica sostanziale dell'AIA, ai sensi del combinato disposto dagli artt. 29-octies e 29-nonies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., dall'art. 11 della L.R. n. 21/2004 e di quanto previsto dalla DGR 1113/2011;
- **22/11/2022 (PG/2022/191931)** - comunicazione verifica di completezza positiva e avvio del procedimento;
- **07/12/2022** pubblicazione sul BURERT della Regione Emilia Romagna dell'avviso di avvenuto deposito degli elaborati presentati;
- **05/12/2023 (PG/2023/206560 del 05/12/2023)** - acquisito parere del sindaco di Ravenna in merito all'esercizio delle industrie insalubri di cui agli artt. 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;
- **15/12/2023 (PG/2023/216376 del 20/12/2023)** - acquisizione di integrazioni volontarie presentate dalla ditta;
- **10/01/2024 (PG/2024/3637)** - indizione della 1^a seduta della Conferenza dei Servizi;
- **12/01/2024 (PG/2024/5762)** - acquisito il parere di Hera SpA Direzione Acque sullo scarico in fognatura;
- **25/01/2024** - svolgimento della 1^a seduta della Conferenza dei Servizi;
- **06/02/2024 (PG/2024/22975)** - richiesta documentazione integrativa a seguito della Conferenza dei Servizi;
- **23/02/2024 (PG/2024/36157 del 23/02/2024)** - acquisita documentazione integrativa;
- **07/03/2024 (PG/2024/44908)** - indizione Conferenza dei Servizi decisoria in modalità telematica a seguito delle integrazioni pervenute;
- **27/03/2024** - svolgimento della seduta conclusiva della Conferenza dei Servizi decisoria;
- **16/04/2024 (PG/2024/71193 del 17/04/2024)** - acquisita documentazione integrativa volontaria;
- **18/04/2024 (PG/2024/71763 del 18/04/2024)** - acquisita Relazione tecnica del Servizio Territoriale ARPAE;
- **02/05/2024 (PG/2024/80636)** - trasmissione dello schema di AIA;
- **03/05/2024 (PG/2024/81578 del 03/05/2024)** - osservazioni del gestore.

SEZIONE B – SEZIONE FINANZIARIA

B1) CALCOLO TARIFFA ISTRUTTORIA

Calcolo tariffa istruttoria per modifica sostanziale dell’AIA (ai sensi del DM 24 aprile 2008 e della DGR n. 1913/2008 e smi)

**DETERMINAZIONE DELLA TARIFFA ISTRUTTORIA
PER MODIFICA SOSTANZIALE AIA**

C_D - costo istruttoria per acquisizione e gestione della domanda, per analisi delle procedure di gestione degli impianti e per la ridefinizione delle misure relative a condizioni diverse da quelle di normale esercizio di impianto.

C_D	€ 2.500
-------	----------------

C_{ARIA} - Costo istruttoria per verifica del rispetto della disciplina in materia di inquinamento atmosferico, valutazione ed eventuale integrazione del piano di monitoraggio e controllo relativo alle emissioni in atmosfera, conduzione della quota parte delle analisi integrate riferibili alla componente "qualità dell'aria".

Numero di sostanze inquinanti tipicamente e significativamente emesse dall'attività	Numero di fonti di emissioni in aria					
	1	da 2 a 3	da 4 a 8	da 9 a 20	da 21 a 60	oltre 60
Nessun inquinante	€ 200					
da 1 a 4 inquinanti	€ 800	€ 1.250	€ 2.000	€ 3.000	€ 4.500	€ 12.000
da 5 a 10 inquinanti	€ 1.500	€ 2.500	€ 4.000	€ 5.000	€ 7.000	€ 20.000
da 11 a 17 inquinanti	€ 3.000	€ 7.500	€ 12.000	€ 16.500	€ 20.000	€ 33.000
più di 17 inquinanti	€ 3.500	€ 8.000	€ 16.000	€ 30.000	€ 34.000	€ 49.000

C_{ARIA}	€ 4.500
------------	----------------

C_{H2O} - Costo istruttoria per verifica del rispetto della disciplina in materia di inquinamento delle acque, valutazione ed eventuale integrazione del piano di monitoraggio e controllo relativo alle emissioni in acqua, conduzione della quota parte delle analisi integrate riferibili alla componente "qualità delle acque".

Numero di sostanze inquinanti tipicamente e significativamente emesse dall'attività	Numero di scarichi			
	1	da 2 a 3	da 4 a 8	oltre 8
Nessun inquinante	€ 50	€ 100		€ 400
da 1 a 4 inquinanti	€ 950	€ 1.500	€ 2.000	€ 5.000
da 5 a 7 inquinanti	€ 1.750	€ 2.800	€ 4.200	€ 8.000
da 8 a 12 inquinanti	€ 2.300	€ 3.800	€ 5.800	€ 10.000
da 13 a 15 inquinanti	€ 3.500	€ 7.500	€ 15.000	€ 29.000
più di 15 inquinanti	€ 4.500	€ 10.000	€ 20.000	€ 30.000

C_{H2O}	€ 1.850
-----------	----------------

$C_{RP/RnP}$ - Costo istruttoria per verifica del rispetto della disciplina in materia di rifiuti e condizione della quota parte delle analisi integrate riferibili alla componente "rifiuti".

Tasso di conferimento	Tonnellate/giorno oggetto di AIA					
	0	fino a 1	oltre 1 fino a 10	oltre 10 fino a 20	oltre 20 fino a 50	oltre 50
Rifiuti pericolosi	€ 0	€ 500	€ 1.000	€ 2.200	€ 3.200	€ 5.000
Rifiuti non pericolosi	€ 0	€ 250	€ 500	€ 1.200	€ 1.800	€ 3.000

Deposito temporaneo	€ 300
----------------------------	--------------

$C_{RP/RnP}$	€ 300
--------------	--------------

C_5 - Costi istruttori per verifica del rispetto della ulteriore disciplina in materia ambientale, valutazione ed eventuale integrazione del piano di monitoraggio e controllo relativo ad altre componenti ambientali, conduzioni della quota parte delle analisi integrate riferibili alle ulteriori componenti ambientali.

Ulteriore componente ambientale da considerare	clima acustico C_{CA}	tutela quantitativa della risorsa idrica C_{RI}	campi elettromagnetici C_{EM}	odori C_{Od}	sicurezza del territorio C_{ST}	ripristino ambientale C_{RA}
	€ 1.750	€ 3.500	€ 2.800	€ 700	€ 1.400	€ 5.600

$C_5 (C_{CA} + C_{RI} + C_{EM} + C_{Od} + C_{ST} + C_{RA})$	€ 1.750
-------------------------------------------------------------	---------

C_{SGA} - Riduzione del costo istruttorio per analisi delle procedure di gestione degli impianti e per la definizione delle misure relative a condizioni diverse da quelle di normale esercizio dell'impianto determinate dalla presenza di un sistema di gestione ambientale (certificazione ISO 14001, registrazione EMAS).

$C_{SGA} (C_{aria} + C_{H2O} + C_{RP/RnP} + C_5) * 0,1$	€ 840
---------------------------------------------------------	-------

C_{Dom} - Riduzione del corso istruttorio per acquisizione e gestione della domanda determinate da particolari forme di presentazione della domanda

Tipo impianto	Domanda Presentata	
	secondo le specifiche fornite dall'autorità competente	con copia informatizzata
Impianti non ricadenti nei numeri da 1) a 4) dell'allegato V del D.Lgs. 59/05	€ 1.000	€ 500
Centrali termiche e altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW alimentati a gas	€ 2.000	€ 1.000
Centrali termiche e altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW non alimentati esclusivamente a gas	€ 2.000	€ 1.000
Impianti di cui ai numeri da 1), 3) o 4) dell'allegato V del D.Lgs. 59/05	€ 2.000	€ 1.000

C_{Dom}	€ 1.500
-----------	---------

CALCOLO TARIFFA ISTRUTTORIA PER MODIFICA SOSTANZIALE AIA

Ti - tariffa istruttorio relativa a modifica sostanziale di Autorizzazione Integrata Ambientale

$$Ti = C_D - C_{SGA} - C_{Dom} + C_{ARIA} + C_{H2O} + C_{RP/RnP} + C_5 =$$

$$= € 2.500 - 840 - 1.500 + 4.500 + 1.850 + 300 + 1.750 = € 8.560$$

Il gestore ha provveduto, conformemente a quanto previsto dal DM 24 aprile 2008 con le integrazioni e adeguamenti di cui alla DGR n. 1913/2008 e smi, al pagamento a favore di ARPAE delle spese istruttorie necessarie alla modifica sostanziale dell'AIA, con versamento effettuato in data 24/10/2022 per un importo pari a € 10.657, quindi dovrà essere rimborsata una cifra pari a 2.097 €.

B2) FIDEIUSSIONI E GARANZIE FINANZIARIE

Per l'attività svolta nella centrale Eni di Casalborsetti non è attualmente previsto nessun tipo di garanzia finanziaria.

Inoltre si informa che come previsto dal D.Lgs 152/06 e smi, art. 29-ter, comma 1 lettera m, e art. 29-sexies, comma 9-septies, se l'attività comporta l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito dell'installazione, il gestore deve prevedere l'elaborazione di una relazione di riferimento, e deve prestare le relative garanzie finanziarie. Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, attraverso più decreti, ha stabilito le modalità per la redazione della relazione di riferimento ed i criteri di definizione delle relative garanzie finanziarie. Il gestore dell'installazione è tenuto a trasmettere la relazione di riferimento (qualora dovuta) ed a

prestare le relative garanzie finanziarie, entro i tempi, con le modalità e con i contenuti stabiliti dal/dai citato/i decreto/i.

La ditta ha presentato, allegata alla documentazione di modifica sostanziale dell'AIA, la verifica di sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento, ai sensi del DM 95/2018 e della DGR 245/2015, dalla quale emerge la non necessità di presentare la relazione di riferimento.

B3) GRADO DI COMPLESSITA' DELL'IMPIANTO (DGR 667/2005)

Ai fini del calcolo delle tariffe dei controlli programmati e per le successive modifiche non sostanziali, si riporta di seguito il grado di complessità dell'impianto calcolato come indicato dalla DGR 667/2005.

Indicatore			Contributi corrispondenti ad un livello dell'indicatore (espresso in n. di ore)			Contributo all'indice di complessità (espresso in numero di ore)
			A (alta)	M (Media)	B (bassa)	
Emissioni in atmosfera	convogliate	N° sorgenti: >7	7			7
		N° inquinanti: >7	7			7
		Quantità: > 100.000 m³/h	7			7
	diffuse	Sì	4,5			4,5
	fuggitive	Sì	4,5			4,5
Bilancio idrico	consumi idrici	Quantità prelevata: 1 - 2.000 m³/d			1,5	1,5
	scarichi idrici	N° inquinanti: 5÷7		3,5		3,5
		Quantità scaricata: 1 - 2.000 m³/d			1,5	1,5
Produzione rifiuti		N° CER rifiuti NP: > 11	7			7
		N° CER rifiuti P: >7	7			7
		Quantità annua di rifiuti prodotti: 2.001÷5.000 t		3,5		3,5
Fonti di potenziale contaminazione suolo		N° inquinanti: 1÷11			1,5	1,5
		N° sorgenti: 1 - 6			1,5	1,5
		Area occupata: 1 - 100 m²			1,5	1,5
Rumore		N° sorgenti: 11÷20		5		5
Totale						63,5
Impianto dotato di registrazione EMAS: No						x 0,6
Impianto dotato di certificazione ISO 14000: Sì						x 0,8
Indice di complessità delle attività istruttorie IC (espresso in numero di ore)						50,8

GRADO DI COMPLESSITA' IMPIANTO	A	M	B
---------------------------------------	---	----------	---

Ai fini del calcolo delle tariffe dei controlli programmati e per eventuali successive modifiche non sostanziali che comportano l'aggiornamento dell'AIA, è pertanto da considerare un grado **MEDIO** di complessità dell'installazione.

C - SEZIONE DI VALUTAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

C1) INQUADRAMENTO AMBIENTALE, TERRITORIALE E DESCRIZIONE DELL'ATTUALE ASSETTO IMPIANTISTICO

La Centrale gas di Casalborgretti è ubicata nel Comune di Ravenna, Località Casalborgretti, via Lacchini n. 101 ed è sviluppata su un'area di circa 44.900 m².

La Centrale è entrata in produzione nel novembre 1969 ed è allacciata alle strutture produttive dei Campi a mare Porto Corsini Mare Ovest, Garibaldi-Agostino, Naomi-Pandora, Ivana e dei Campi a terra Dosso degli Angeli e Porto Corsini Terra. Dal 1978 la Centrale telecontrolla le strutture afferenti.

C1.1) Inquadramento programmatico e territoriale

Per quanto riguarda il Piano Territoriale Paesistico Regionale (**PTPR**) l'area in cui è ubicata la centrale di Casalborgretti è compresa nell'unità di Paesaggio n. 1 "Costa Nord" individuata nell'ambito del PTPR. In particolare l'area occupata dalla Centrale è normata dall'art. 17 del PTPR "Zone di tutela dei caratteri ambientali di laghi, bacini e corsi di acqua" per la porzione prossima al Canale artificiale Destra del Reno che sfocia in prossimità di Casalborgretti. Per la restante parte la Centrale è ubicata nell'ambito di zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale (art. 19 del PTPR).

Per quanto riguarda il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Ravenna (**PTCP**), l'area in esame è definita "zona urbana produttiva" ed appartiene all'Unità di paesaggio n. 6 "Costa Nord" delimitata a nord dal fiume Reno e a sud dal fiume Savio. Verso l'entroterra il limite è segnato dal dosso litoraneo oggi evidenziato dalla via Romea SS 309.

Sulla base delle Tavole del PTCP, l'area su cui è ubicata la centrale ricade:

- nelle "Zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale" (Tav. 2-5) di cui all'art. 3.19 delle NTA del PTCP;
- nelle "Zone di interesse storico testimoniale - terreni interessati da bonifiche storiche di pianura" (Tav. 2-5), di cui all'art. 3.23 delle NTA del PTCP, che demanda ai Comuni la pianificazione/disciplina di tali zone;
- nelle "Zone di protezione delle acque sotterranee costiere" (Tav. 3-5) di cui all'art. 5.3, per le quali sono previste specifiche disposizioni inerenti il prelievo di acque sotterranee da pozzi, stabilite dagli artt. 5.7 e 5.11 delle NTA, e specifiche misure per il risparmio idrico nel settore civile e acquedottistico civile, stabilite dall'art. 5.11 delle NTA;
- nei "Parchi regionali, riserve naturali e altre aree protette" (Parco regionale del Delta del Po), di cui all'art. 7.4 delle NTA del PTCP.

Rispetto al Piano Strutturale Comunale (**PSC**), l'area su cui è ubicata la centrale ricade negli "Impianti tecnologici" di cui all'art. 61 NTA, mentre l'area circostante è classificata come "Aree di filtro", definite all'art. 58 NTA come "aree e fasce fittamente piantumate, e/o da piantumare, ubicate nella città o nel territorio connesse alla grande viabilità e alle aree produttive. Il PSC per tali aree e fasce ha come obiettivo la mitigazione degli impatti (polveri, rumori, ecc.), provocati dal traffico e dalle attività produttive, sulla residenza, oltre che la continuità della rete ecologica".

La centrale ENI di Casalborgretti non ricade negli ambiti soggetti alle prescrizioni del Piano Operativo Comunale (**POC**).

Per quanto riguarda il Regolamento Urbanistico Edilizio (**RUE**), l'area su cui è ubicata la centrale rientra nella componente di zona "Sistema delle dotazioni territoriali, Impianti tecnologici, Gas". Il RUE, relativamente all'area di Studio, recepisce tutti i vincoli stabiliti nel PTCP e ai sensi del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio D.Lgs 42/2004.

Zonizzazione Acustica Comunale

Sulla base della classificazione acustica approvata dal Comune di Ravenna la centrale Eni ricade in Classe V "Aree prevalentemente industriali", mentre le aree confinanti con la centrale risultano in Classe III: "Aree di tipo misto".

C1.2) Inquadramento ambientale

STATO DEL CLIMA, DELL'ATMOSFERA E QUALITÀ DELL'ARIA

La Provincia di Ravenna, compresa fra la costa adriatica ad Est e i rilievi appenninici a Sud-Ovest, è costituita in gran parte da territorio omogeneo, distinguibile in pianura costiera, pianura interna, pianura

pedecollinare e zona collinare e valliva. Da un punto di vista meteo-climatico, l'area di interesse può essere inquadrata nella pianura costiera che si spinge fino alla zona valliva.

Nella provincia di Ravenna la condizione più frequente, in tutte le stagioni, è quella di stabilità, associata ad assenza di turbolenza termodinamica e debole variazione del vento con la quota. Ciò comporta che anche in primavera ed estate, nonostante in questi periodi dell'anno si verifichino il maggior numero di condizioni di instabilità, vi siano spesso condizioni poco favorevoli alla dispersione degli inquinanti immessi vicino alla superficie.

Per quanto riguarda la qualità dell'aria, in generale l'Emilia-Romagna, analogamente a quanto accade per la maggior parte delle zone ed agglomerati della pianura padana, presenta frequenti situazioni di superamento dei valori limite per gli inquinanti ozono, PM₁₀, PM_{2,5} e NO₂. In particolare PM₁₀, PM_{2,5} e ozono interessano pressoché l'intero territorio regionale, mentre per l'NO₂ la problematica è più localizzata in prossimità dei grandi centri urbani.

Nello specifico per la Provincia di Ravenna, dai dati riportati nel "Rapporto sulla qualità dell'aria della Provincia di Ravenna, Anno 2022" di ARPAE, si evince che:

- le maggiori criticità riguardano l'ozono, PM₁₀, PM_{2,5}, in particolare:
 - **ozono**: sebbene il trend storico registri una stabilizzazione in termini di concentrazione di questo inquinante negli ultimi anni, occorre sottolineare che è comunque un inquinante critico per l'intero territorio regionale in quanto i livelli di ozono sono riconducibili all'origine fotochimica e alla natura esclusivamente secondaria di questo inquinante, caratteristiche che rendono la riduzione delle concentrazioni di ozono più complessa rispetto a quella di altri inquinanti primari. Infatti, spesso i precursori dell'ozono sono prodotti anche a distanze notevoli rispetto al punto in cui vengono misurate le concentrazioni maggiori di questo inquinante, e questo rende decisamente più difficile intervenire e pianificare azioni di risanamento/mitigazione. La formazione dell'ozono dipende anche dall'intensità della radiazione solare, pertanto l'andamento delle concentrazioni di ozono troposferico ha una spiccata stagionalità (le più significative si rilevano nel periodo primavera-estate) ed un caratteristico andamento giornaliero, con il massimo di concentrazione in corrispondenza delle ore di maggiore insolazione (ore 13 ÷ 14),
 - **PM₁₀**: è un inquinante critico sia per i diffusi superamenti del limite di breve periodo sia per gli importanti effetti che ha sulla salute. Il trend storico della media annuale presenta un assestamento attorno al valore di 30 µg/m³, inferiore al limite di 40 µg/m³ stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e smi, ma superiore al valore obiettivo dell'OMS (pari a 15 µg/m³ come media annuale). Nel periodo 2017-2022 si sono verificati diversi superamenti del numero massimo di giorni con concentrazioni superiori a 50 µg/m³ stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e smi (pari a 35 giorni). Si consideri che il valore obiettivo dell'OMS per la media giornaliera è di 45 µg/m³). Si segnala una spiccata stagionalità: la quota di particolato fine (PM_{2,5}) è maggiore nei mesi invernali (gennaio, febbraio e dicembre),
 - **PM_{2,5}**: considerata la classificazione di questo inquinante da parte dell'OMS e le concentrazioni significative che si rilevano, se confrontate con i valori guida dell'OMS, la valutazione dello stato dell'indicatore, nonostante il rispetto del limite, non può essere considerata positiva. Negli ultimi anni (2017-2022) nessuna stazione ha superato per la media annuale né il limite normativo (pari a 25 µg/m³, stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e smi) né quello indicativo (pari a 20 µg/m³, stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e smi a partire dal 01/01/2020), mentre il valore dell'OMS (5 µg/m³) continua ad essere superato abbondantemente in tutte le postazioni;
- non sussistono criticità per quanto riguarda CO, SO₂ e NO_x, in particolare:
 - **CO**: i valori misurati in Provincia mostrano una continua diminuzione nell'ultimo decennio. Il valore limite per la protezione della salute umana (massima media giornaliera su otto ore) è ampiamente rispettato in tutte le stazioni della Provincia di Ravenna già da molti anni e, pertanto, questo inquinante non si può definire critico su quest'area,
 - **SO₂**: presenta già da diversi anni concentrazioni molto contenute. Il rispetto dei limiti stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 e smi non rappresenta più un problema e già da un ventennio (dal 1999) non si verificano superamenti dei limiti di legge. Anche il valore normativo più restrittivo previsto per questo inquinante (20 µg/m³, livello critico invernale per la protezione della vegetazione, calcolato come media dei dati orari rilevati dal 1° ottobre al 31 marzo) non è stato raggiunto da almeno quattordici anni in nessuna postazione,
 - **NO₂ e NO_x**: dal 2010 tutte le stazioni della Provincia rispettano i valori limite della media annuale e della media oraria stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 e smi, con un trend in diminuzione: dal 2015 si ha un trend in diminuzione della media annuale in tutte le stazioni, che si è assestato negli ultimi anni, anche se il valore dell'OMS non è mai rispettato, neanche nelle stazioni di fondo sub-urbano e rurale che presentano valori più bassi.

Per quanto riguarda il **benzene**, il valore limite stabilito dal D.Lgs. 155/2010 e smi è sempre stato rispettato dal 2010 ad oggi, con concentrazioni annuali stabilmente inferiori a 2 µg/m³ dal 2010. Nonostante la situazione in relazione al rispetto del limite di legge non sia critica, tuttavia considerata l'accertata

cancerogenicità del composto e le concentrazioni comunque significative che si possono registrare durante i mesi invernali, la valutazione dello stato dell'indicatore non può essere considerata positiva.

Per quanto riguarda il di benzo(a)pirene (di riferimento per gli IPA), le concentrazioni medie annue dell'ultimo quinquennio (2018-2022) sono stabili e contenute, sempre inferiori al limite normativo di 1 ng/m³. Tuttavia nel "Rapporto sulla qualità dell'aria della Provincia di Ravenna, Anno 2022" di ARPAE è segnalata una criticità per questo inquinante, relativa non tanto alle concentrazioni rilevate quanto alla classificazione come accertato cancerogeno.

In relazione all'impatto sulla componente atmosfera del nuovo impianto di cattura della CO₂, si precisa che il gestore ha attivato un piano di monitoraggio della qualità dell'aria ante operam, i cui risultati rappresenteranno un primo elemento per lo studio dello stato della qualità dell'aria nell'area di Progetto. Sulla base di tali risultati saranno effettuate opportune valutazioni circa la necessità di approfondimenti specifici, eventualmente attraverso l'integrazione dei dati raccolti con un successivo monitoraggio attivo o il monitoraggio di ulteriori inquinanti. Tale piano prevede il monitoraggio dei seguenti inquinanti:

- ossidi di azoto (NO_x);
- biossido di zolfo (SO₂);
- ammoniaca (NH₃);
- aldeidi (tra cui nello specifico formaldeide).

Relativamente al monitoraggio delle ammine, ed in particolare delle famiglie di analiti indicate dal Comitato ETS (nel parere rilasciato nell'ambito dell'istruttoria conclusasi con DM del 26 gennaio 2023 di autorizzazione del progetto finalizzato allo svolgimento di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica denominato "CCS Ravenna Fase 1") quali ammine volatili, nitroammine, nitrosammine e solventi amminici, il gestore propone di rimandarlo, qualora lo si ritenga necessario, ad una seconda fase in cui sia già noto lo stato di qualità dell'aria rispetto agli inquinanti indicati sopra (ovvero NO_x, SO₂, NH₃ e aldeidi). Questi ultimi infatti (le aldeidi in particolare) possono considerarsi quali traccianti del contributo in termini di emissioni in atmosfera delle attività presenti nell'area di progetto e dare un'indicazione utile a definire eventuali integrazioni necessarie e i relativi dettagli. In particolare per le famiglie di analiti richieste, trattandosi di composti non normati per la Qualità dell'Aria di cui al D.Lgs 155/2010 e per i quali non sono disponibili metodiche standardizzate di captazione e analisi, il gestore propone di definirne i dettagli per il monitoraggio insieme ad ARPAE in una seconda fase.

Il monitoraggio degli inquinanti NO_x, SO₂, NH₃ e aldeidi verrà effettuato in 6 punti nell'area potenzialmente impattata dal progetto, distribuiti come di seguito illustrato:

- 5 punti sono situati entro il raggio di 1 km dall'impianto, dei quali 3 ai recettori più prossimi all'impianto (R01, R02, R03), 1 ad est situato in prossimità delle prime abitazioni sul confine del centro abitato di Casalborsetti (R04) ed 1 a nord ovest (R05);
- 1 punto (R06) è localizzato a circa 1,5 km in direzione nord-est dall'impianto, con la funzione di bianco.

Il monitoraggio verrà suddiviso in 2 campagne (estate-inverno) per una durata di circa 10-15 gg ciascuna, al fine di garantire un'adeguata rappresentatività dei dati raccolti in occasione delle diverse condizioni meteorologiche che possono verificarsi nell'area di Progetto durante l'anno.

Dal punto di vista normativo, il Comune di di Ravenna, sulla base della zonizzazione realizzata dalla Regione Emilia Romagna con la DGR 2001/2011, rientra nella zona Pianura Est.

Rispetto alla pianificazione settoriale in materia di qualità dell'aria è da rilevare che è stato approvato con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 152 del 30 gennaio 2024 il **Piano Aria Integrato Regionale** (PAIR 2030), entrato in vigore il 06/02/2024, in seguito alla pubblicazione sul BURERT.

L'**art. 10** "Provvedimenti abilitativi in materia ambientale" delle Norme Tecniche di Attuazione stabilisce:

1. (P) *Le autorizzazioni ambientali, fra cui l'autorizzazione integrata ambientale (AIA), l'autorizzazione unica ambientale (AUA), l'autorizzazione alle emissioni nonché gli ulteriori provvedimenti abilitativi in materia ambientale, anche in regime di comunicazione, non possono contenere previsioni contrastanti con le previsioni del Piano.*
2. (P) *Le previsioni contenute al capitolo 11, paragrafo 11.4.3.6 della Relazione generale di Piano in merito alle attività che emettono polveri diffuse costituiscono, se pertinenti, ai sensi dell'articolo 11, comma 6, del D. Lgs. n. 155/2010, prescrizioni nei provvedimenti di valutazione di impatto ambientale e nelle autorizzazioni di cui al comma 1. Ai fini di cui al presente comma possono essere valutate anche le misure di contenimento delle polveri diffuse proposte nel progetto presentato.*
3. *Le disposizioni di cui al presente articolo hanno valore di prescrizione."*

Per quanto riguarda le misure previste dal Piano per le attività produttive, l'**art. 25 c. 1** delle NTA del Piano stabilisce:

"L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:

- a) *fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOx (ossidi di azoto) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente ed economicamente fattibile e non comporti costi sproporzionati rispetto ai benefici ambientali. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;*
- b) *nelle zone della Pianura Est, Pianura Ovest e dell'Agglomerato di Bologna, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento agli ossidi di zolfo (SO₂), ai COV non metanici e agli specifici composti organici del processo in esame, in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente ed economicamente fattibile e non comporti costi sproporzionati rispetto ai benefici ambientali;*
- c) *nelle zone della Pianura Est, Pianura Ovest e dell'Agglomerato di Bologna, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali, agli NOx (ossidi di azoto), agli ossidi di zolfo (SO₂), ai COV non metanici e agli specifici composti organici del processo in esame in caso di modifiche sostanziali delle installazioni esistenti che configurino incrementi di capacità produttiva superiori o pari alla soglia di assoggettabilità ad AIA, come specificato al paragrafo 11.4.3.1.c, nei limiti in cui sia tecnicamente ed economicamente fattibile e non comporti costi sproporzionati rispetto ai benefici ambientali."*

Il presente procedimento di modifica sostanziale dell'AIA della centrale di Casalborsetti non rientra nei casi di cui all'art. 25 c. 1 del PAIR 2030.

STATO DELLE ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE

Per quanto riguarda le **acque superficiali**, l'area in cui è ubicata la centrale è localizzata alla destra idrografica del Canale di Bonifica Destra del Reno; questo sfocia in corrispondenza del centro abitato di Casalborsetti ed ha l'alveo ad una quota sopraelevata di pochi metri rispetto alle campagne circostanti.

Sul Canale di Bonifica Destra del Reno sono presenti 2 stazioni di monitoraggio della qualità delle acque superficiali, la stazione P.te Zanzi (codice 07000300) e la stazione P.te Madonna del Bosco (codice 0700200), entrambe ubicate a monte idrologico rispetto alla centrale Eni.

Sulla base del monitoraggio effettuato per il periodo 2014-2019, i cui risultati sono illustrati nel documento "Monitoraggio delle acque in Provincia di Ravenna 2014-2019" (ARPAE, Dicembre 2021), le suddette stazioni hanno presentato nel sessennio 2014-2019 uno stato ecologico "sufficiente" e uno stato chimico "buono".

Per quanto riguarda le **acque sotterranee**, sulla base dei dati illustrati nel documento "Monitoraggio delle acque in Provincia di Ravenna 2014-2019" (ARPAE, Dicembre 2021) risulta che:

- per quanto riguarda i corpi idrici confinati inferiori (pianura alluvionale), lo stato chimico nel sessennio 2014-2019 è stato buono in tutte le stazioni monitorate, mentre lo stato quantitativo è stato nello stesso periodo buono nel 90% delle stazioni monitorate e scarso nel restante 10% delle stazioni,
- per quanto riguarda i corpi idrici liberi e confinati superiori (conoide alluvionale), lo stato chimico nel sessennio 2014-2019 è stato buono nel 71% delle stazioni monitorate e scarso nel restante 29% delle stazioni, mentre lo stato quantitativo è stato nello stesso periodo buono nel 80% delle stazioni monitorate e scarso nel restante 20% delle stazioni,
- per quanto riguarda i corpi idrici del freatico di pianura fluviale e costiero (freatico di pianura), lo stato chimico nel sessennio 2014-2019 è stato scarso in tutte le stazioni monitorate. Lo stato quantitativo non è stato monitorato,
- per quanto riguarda i corpi idrici montani, lo stato chimico nel sessennio 2014-2019 è stato buono in tutte le stazioni monitorate. Lo stato quantitativo non è stato monitorato.

STATO DEL SUOLO E SOTTOSUOLO

L'area su cui è ubicata la centrale è situata nella zona retrostante la fascia costiera propriamente detta. Sulla base della cartografia del PSC (Quadro Conoscitivo, Carte B.2.3.a e B.2.3.b) emerge che la formazione geologica affiorante è costituita da sabbia argillosa in depositi di cordone litorale e dune eoliche, più specificatamente costituiti da sabbie medie e fini, subordinatamente sabbie finissime con abbondanti bioclasti e biosomi di molluschi, in strati da sottili a medi, generalmente amalgamati, localmente alternati a limi sabbiosi.

La tessitura del terreno è franco sabbioso argilloso, dunque di tipo equilibrato a medio impasto, contenente cioè una percentuale di sabbia (dal 45 al 80%) tale da permettere una buona circolazione idrica, una sufficiente ossigenazione ed una facile penetrazione delle radici, e una percentuale di argilla (dal 20 al 60%) tale da mantenere un sufficiente grado di umidità; infine il limo risulta presente in percentuali che vanno fino al 30%.

Il suolo pianeggiante, a pendenza tipica del 0,05-0,01%, è molto profondo e a moderata disponibilità di ossigeno, moderatamente alcalino e costituito da calcari. La granulometria varia da grossolana a media (Quadro Conoscitivo del PSC, Carta B.2.3.c).

L'area di studio risulta a drenaggio naturale (Quadro Conoscitivo del PSC, Carta B.2.1), desumendo, anche in base alla tessitura del terreno, un grado di permeabilità almeno medio (k circa 10^{-5} - 10^{-6} m/s).

La falda soggiace a circa 1 m di profondità dal piano campagna con direzione di deflusso verso Nord ovvero verso l'alveo del Fiume Reno (Quadro Conoscitivo del PSC, Carte B.2.2.a e B.2.2.b).

Dalla carta delle isopieze allegata al PSC vigente (Quadro Conoscitivo, Carta B.2.2.c) è possibile ricavare un valore indicativo del gradiente piezometrico nell'area della centrale, stimato di circa 1 mm/m, pertanto la velocità di deflusso delle acque sotterranee è molto limitata.

Sulla base di indagine geognostica effettuata da ENI nel 1987 emerge che i terreni possono essere caratterizzati da due formazioni principali: una sabbiosa che dal piano campagna si spinge a circa 10÷11 m di profondità e una coesiva (limo argilloso/sabbioso-argilla limosa) che da questa quota arriva a fine sondaggio (-20 m). All'interno di ognuna di queste formazioni, si incontrano a profondità diverse, dei livelli ove è predominante la componente caratteristica dell'altra formazione. Nelle prove penetrometriche eseguite nell'area già occupata dagli impianti, si notano superficialmente dei picchi di resistenza dovuta alla presenza di terreno di riporto per uno spessore di circa 0,80 m.

Il livello di falda freatica, durante il corso dei sondaggi effettuati nell'ambito dell'indagine geognostica del 1987, è stato rinvenuto a -1 m dal p.c. nell'area di ampliamento e a -1,4 m dal p.c. nell'area già occupata dagli impianti.

C1.3) Descrizione dell'attuale assetto impiantistico

La Centrale gas di Casalborgorsetti effettua il trattamento di disidratazione e compressione del gas naturale estratto dai pozzi onshore e offshore appartenenti alle concessioni minerarie ubicate nel territorio Ravennate e al largo della costa di Ravenna, per immetterlo nella rete di distribuzione nazionale.

La Centrale ha una **potenzialità termica complessiva** pari a **86,03 MWt** e una capacità massima di trattamento e compressione del gas da giacimento di 6.570.000.000 Sm³/anno di gas naturale; la compressione del gas avviene in 4 turbine ciascuna di potenza termica nominale 19,17 MWt. Oltre alla compressione del gas, la centrale produce gasolina, che viene venduta sul mercato.

Prodotto	Capacità massima di produzione	Anno 2019
Gas naturale	6.570.000.000 Sm ³	286.279.156 Sm ³
Gasolina	-	25 m ³

La configurazione della Centrale Gas di Casalborgorsetti comprende le seguenti unità di processo e di servizio:

- Sistema di ricevimento gas in BBP e BP (unità 165),
- Sistema di blow-down (unità 230),
- Sistema di compressione gas (unità 300/360),
- Sistema di disidratazione gas (unità 310),
- Sistema di rigenerazione glicole di colonna TEG (unità 380),
- Sistema di rigenerazione glicole di iniezione DEG (unità 560),
- Sistema di riscaldamento (unità 410),
- Sistema fuel gas (unità 420),
- Sistema produzione aria compressa (unità 460),
- Sistema trattamento acqua per iniezione ai turbocompressori e vasca di raccolta scarichi a pubblica fognatura (unità 520),
- Sistema di raccolta scarichi (unità 540),
- Sistema trattamento effluenti gassosi (unità 230/580),
- Sistema trattamento liquidi di scarico, acque oleose scarichi di fondo apparecchiature e ghiotte (unità 560),
- Sistema acqua di tracciatura (unità 610),
- Sistema di lubrificazione compressori Nuovo Pignone (unità 640),

- Sistema acqua antincendio (unità 730),
- Sistema di controllo (unità 970),
- Sistema ESD (unità 980),
- Sistema armadi locali di strumentazione (unità 990),
- Sistema di distribuzione elettrica principale (unità 910 e 920),
- Sistema di distribuzione elettrica di emergenza (unità 930).

Descrizione del processo

Il gas di giacimento proveniente dalla coltivazione dei campi a mare e a terra arriva alla Centrale Gas di Casalborsetti mediante linee di produzione dedicate.

La centrale è costituita da 2 linee di compressione, una di back-up all'altra, ciascuna delle quali costituita da un compressore a doppio stadio adibito alla compressione del gas in BBP proveniente dai campi on-shore ed off-shore fino a circa 17 bara, ed un compressore mono stadio che comprime il contributo in BP e la mandata del gas proveniente dalle prime fasi di compressione fino al valore di pressione di vendita.

In ingresso alla Centrale, ciascuna condotta di trasporto del gas è collegata ad un separatore slug-catcher (unità 165), per la separazione dei liquidi trascinati dal gas. Negli slug catcher si realizza per gravità la separazione dei liquidi dal gas; tali liquidi sono costituiti essenzialmente da acqua di strato, gasolina e glicole dietilenico iniettato a testa pozzo per inibire la formazione di idrati nelle linee di trasporto fino alla Centrale.

Il gas in ingresso alla Centrale è caratterizzato dai seguenti due livelli di pressione:

- BP – Bassa Pressione;
- BBP – Bassissima Pressione;

e una volta separato negli slug-catcher subisce un trattamento differente a seconda del livello di pressione della linea.

Il gas in BBP separato viene inviato all'unità di compressione gas (unità 360) dove subisce due fasi di compressione (assicurata da turbogruppi aventi compressori bistadio - turbine di compressione nuovo pignone 360-KA-03 e 360-KA-06, a cui sono associati i punti di emissione rispettivamente E18/a ed E28/a).

Il gas BBP in mandata da tali fasi di compressione, insieme al gas in BP, viene inviato previo passaggio attraverso dei separatori, a turbogruppi aventi compressori monostadio (Turbine di compressione Nuovo Pignone 360-KA-04 e 360-KA-05, a cui sono associati i punti di emissione rispettivamente E19/a ed E27/a), i quali provvedono a comprimerlo fino alla pressione di distribuzione su rete nazionale.

Attualmente, i turbogruppi funzionano come di seguito indicato:

- 2 turbogruppi aventi compressori bistadio (360-KA-03 e 360-KA-06), uno di back-up all'altro, i quali aspirano gas a bassissima pressione (BBP), per garantire le prime fasi di compressione dai 3 bara fino a circa 17 bara,
- 2 turbogruppi aventi compressori monostadio (300-KA-04 e 300-KA-05), uno di back-up all'altro, che comprimono la mandata della 1° fase di compressione ed il contributo dei campi offshore in bassa pressione (BP) fino alla pressione di distribuzione su rete nazionale.

Il gas in uscita dall'unità di compressione, dopo raffreddamento a cura di scambiatori di calore (aircooler), viene inviato al sistema di disidratazione costituito da 4 colonne (unità 310), di cui una attualmente fuori servizio.

La disidratazione del gas è ottenuta con l'impiego di glicole trietilenico (TEG), che, immesso in testa alla colonna, scende verso il basso ed incontra in controcorrente il gas saturo di acqua, disidratandolo.

Il gas disidratato in uscita dalle colonne viene infine misurato e immesso nella rete di distribuzione nazionale.

Il glicole trietilenico (TEG) esausto del processo di disidratazione viene recuperato e rigenerato, per poter essere riutilizzato nel processo, nel Sistema di rigenerazione glicole di colonna TEG (unità 380/390).

In particolare il TEG esausto viene inviato al degasatore e poi ai rigeneratori che riconcentrano il TEG tramite riscaldamento. All'uscita dai rigeneratori, le pompe poste a bordo dello skid di rigenerazione, trasferiscono il TEG al serbatoio di stoccaggio del rigenerato. Da quest'ultimo, le pompe di iniezione, spingono il TEG alle colonne di disidratazione, riiniziando il ciclo. Gli effluenti gassosi che si generano in tale sistema vengono inviati al termodistruttore (unità 230).

I liquidi trascinati dal gas e separati negli slug-catcher sono costituiti da acqua, gasolina e da glicole dietilenico (DEG) iniettato a testa pozzo per prevenire la formazione di idrati. All'uscita dagli slug-catcher i liquidi sono inviati all'unità di trattamento liquidi e rigenerazione DEG (unità 560). Qui i liquidi sono dapprima inviati ad un degasatore e quindi in serbatoi orizzontali dove avviene la separazione della gasolina dalla soluzione acqua-glicole (DEG).

La gasolina recuperata viene stoccata e successivamente spedita mediante autobotti e commercializzata.

La soluzione acqua/glicole viene inviata ai rigeneratori DEG che separano il glicole dietilenico tramite riscaldamento, mentre il vapore acqueo viene inviato al termodistruttore (unità 230). Dai rigeneratori il DEG viene trasferito al serbatoio di stoccaggio e da lì inviato nelle varie piattaforme tramite sea lines dedicate.

Tutti gli scarichi gassosi continui sono collettati all'unità di termodistruzione (unità 230), costituita da una candela evaporativa (termodistruttore) e da una torcia a bassa pressione di riserva dotata di pilota continuo. L'unità 230 (sistema trattamento effluenti gassosi) è dotata inoltre di due candele di emergenza:

- una candela di alta pressione 230-FC-01 (punto di emissione E2) che riceve il gas scaricato dal sistema di depressurizzazione automatico della Centrale, dalle linee di depressurizzazione manuale delle condotte in arrivo alla Centrale e delle valvole di sicurezza installate su apparecchiature interessate dai fluidi di processo. A meno di situazioni di emergenza, di funzionamento anomalo o di particolari necessità di impianto la candela di sfato in AP è normalmente inattiva;
- una candela in bassa pressione 230-FC-02 (punto di emissione E3) che riceve il gas dal sistema di degasaggio dell'olio di tenuta dei turbocompressori in caso di malfunzionamento dello stesso (in condizioni normali, invece, il gas che si libera dal degasaggio olio delle tenute è reimmesso in aspirazione ai compressori) e durante le fermate delle turbine.

Entrambe le candele sono dotate di sistema di accensione, costituito da bruciatore pilota (manuale) e sistema di spegnimento fiamma mediante CO₂. Le candele sono normalmente spente.

La centrale è dotata di una rete di distribuzione di gas combustibile (Sistema fuel gas – unità 420) alimentata da gas spillato a valle delle trappole liquidi (slug catcher) sulle condotte di BP e dalla linea in uscita dalle colonne di disidratazione.

Sistemi ausiliari

La Centrale è inoltre dotata di unità di servizio/ausiliarie di supporto alle unità di processo, che permettono di esercire l'impianto in condizioni di sicurezza e di trattare tutti gli effluenti, gassosi e non, prima del loro rilascio verso l'esterno.

In particolare la centrale è dotata di un'unità di produzione acque demi (unità 520), le cui due linee sono entrate in esercizio fra giugno e settembre 2017.

L'acqua greggia proveniente dal serbatoio di stoccaggio è inviata all'unità di trattamento, dove viene preventivamente filtrata attraverso il filtro a carboni attivi ed i filtri a cartuccia ed è successivamente dissalata ad opera di 2 membrane ad osmosi inversa operanti in serie. L'acqua osmotizzata è successivamente inviata al demineralizzatore ad elettrodeionizzazione che provvede ad abbassare ulteriormente la conducibilità dell'acqua a valori inferiori a 2 µS e, infine, al serbatoio di stoccaggio acqua demineralizzata. Da qui viene prelevata ed inviata ai sistemi di iniezione in camera di combustione di tutte le turbine.

C1.4) Descrizione della modifica sostanziale proposta dal gestore

La modifica sostanziale proposta dal gestore consiste nella realizzazione di un impianto di cattura, compressione e disidratazione della CO₂ proveniente da una delle 4 unità di turbocompressione (turbocompressore 300-MT-004) presenti in centrale. La modifica rientra nel progetto finalizzato allo svolgimento di un programma sperimentale di stoccaggio geologico di anidride carbonica (CO₂) denominato "CCS Ravenna Fase 1", che prevede oltre alla cattura della CO₂ prodotta da uno dei turbocompressori della centrale di Casalborgsetti, anche il suo vettoriamento tramite collegamento alla piattaforma "PCW-C" e la successiva iniezione e stoccaggio permanente attraverso il pozzo "PCMW 30 dir B" nei livelli esauriti del campo Porto Corsini Mare Ovest. Tale progetto è stato autorizzato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Dipartimento per l'energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, con DM 26 gennaio 2023, per un volume di 25.000 t/a e durata di iniezione pari ad un massimo di due anni - pertanto inferiore alle 100.000 tonnellate.

L'impianto di cattura presente presso la centrale di Casalborgsetti ha una taglia nominale stimata di **25.000 tonnellate di CO₂ annue** e si basa sulla tecnologia ad assorbimento chimico tramite solvente a base amminica.

L'impianto è costituito dalle seguenti unità:

- Unità 40-330 – Unità di quenching/saturazione dei fumi e cattura della CO₂,
- Unità 40-360 – Unità di compressione CO₂ ad un valore idoneo per la spedizione e reiniezione offshore,
- Unità 40-310 – Unità di condizionamento CO₂ mediante rimozione di O₂ e disidratazione,
- Unità ausiliarie:
 - ⇒ Unità 40-330 & 40-19 – Circuito Vapore e Condense,
 - ⇒ Unità 40-460 – Sistema Aria Strumenti / Servizi,
 - ⇒ Unità 40-521 – Circuito Acqua di Raffreddamento,
 - ⇒ Unità 40-522 – Sistema Acqua Demi,
 - ⇒ Unità 40-590 – Sistema Stoccaggio Acque da Smaltire,

Unità 40-330 – Unità di quenching/saturazione dei fumi e cattura della CO₂

Questa unità è costituita dalle seguenti apparecchiature principali:

- ⇒ caldaia a recupero (HRSG) e condensatore vapore in eccesso (Excess Steam Condenser),
- ⇒ sistema di abbattimento degli NOx con tecnologia DeNOx SCR,
- ⇒ sistema di raffreddamento fumi (Flue Gas Quencher) costituito da una colonna a contatto diretto con acqua di raffreddamento a circuito chiuso,
- ⇒ una soffiante (Flue Gas Blower) per l'aspirazione dei fumi dal punto di tie-in e per l'alimentazione all'apparecchiatura per l'assorbimento della CO₂,
- ⇒ colonne di assorbimento della CO₂,
- ⇒ colonna di rigenerazione dell'ammina,
- ⇒ reclaiming del solvente.

Per il progetto di cattura è stato selezionato il Turbocompressore esistente 300-MT-004, collegato al punto di emissione in atmosfera E19/a. I fumi di scarico dal suddetto turbocompressore verranno deviati al nuovo impianto di cattura della CO₂ mediante una valvola a tre vie installata alla base del camino E19/a.

La deviazione dei fumi dal camino E19/a sarà ingegnerizzata in modo da garantire la possibilità di marcia del turbocompressore in caso di blocco di emergenza dell'impianto di cattura CO₂.

Al punto di deviazione dei fumi al camino sarà prevista la possibilità di parzializzare la portata di fumi da inviare al nuovo impianto di cattura per mezzo di un opportuno sistema di regolazione; la rimanente portata fumi verrà inviata all'atmosfera mediante il camino esistente senza transitare per il nuovo impianto di cattura.

I fumi caldi provenienti dalla turbina verranno raffreddati in una caldaia a recupero di calore (HRSG), nella quale verrà prodotto vapore a bassa pressione (circa 12.000 kg/h) di caratteristiche idonee alle richieste di processo dell'impianto di cattura. La caldaia HRSG sarà una caldaia a recupero priva di post-combustione e quindi non è assimilabile ad una nuova fonte termica da combustione. Tutta l'energia termica necessaria all'intero processo di cattura deriverà dal recupero del calore dai fumi della turbina a gas esistente 360-KA-04 effettuato nella caldaia HRSG di nuova installazione.

A valle della caldaia HRSG verrà installato un sistema di abbattimento degli NOx con tecnologia DeNOx SCR che permette di garantire, oltre all'abbattimento degli NOx, una minore degradazione dell'ammina circolante nella sezione di cattura della CO₂, con conseguente riduzione del rifiuto prodotto in fase di reclaiming dovuto all'ammina degradata e non più recuperabile. Il DeNOx è progettato per ridurre gli ossidi di azoto attraverso la conversione in azoto e acqua. La reazione di riduzione avviene attraverso l'utilizzo di urea che funge da agente riducente, in condizioni di temperatura elevata e in presenza di un layer catalitico. Tale sistema è stato installato sul condotto di uscita dell'HRSG, permettendo un'ottimizzazione in termini di layout e consentendo di minimizzare l'ingombro delle apparecchiature e il routing della condotta fumi. In questa posizione, tuttavia, il DeNOx si trova a lavorare a basse temperature (indicativamente pari a 180 -195 °C) con riduzione delle prestazioni di rendimento rispetto al massimo raggiungibile dalla tecnologia SCR. Per ovviare a tale inconveniente verrà utilizzato il sistema catalitico "TripleCat DNX-LT SCR" di Umicore, specificatamente studiato per garantire elevata attività a basse temperature dei fumi e consente di avere un valore atteso effettivo di conversione di NOx superiore al 70% nelle condizioni operative del sistema.

I fumi verranno quindi raffreddati in una colonna a contatto diretto (Flue Gas Quencher) con acqua a circuito chiuso. L'acqua di circolazione verrà raffreddata mediante adiabatic dry cooler (Flue Gas Water Dry Cooler). Il sistema di raffreddamento è stato dimensionato per non superare, anche durante l'estate, i 35°C di temperatura dei fumi avviati alla sezione di cattura, questo anche per evitare un'eccessiva evaporazione dell'acqua che provocherebbe un aumento della concentrazione di ammina nella soluzione acquosa, richiedendo di conseguenza il reintegro di acqua. L'efficienza di assorbimento della CO₂ aumenta con le temperature più basse; anche per questo motivo i fumi vengono raffreddati nel Quencher prima di entrare nell'assorbitore di CO₂.

Un ventilatore fumi è necessario per aspirare i fumi dall'impianto esistente e vincere la caduta di pressione tra lo stack e la testa dell'assorbitore di CO₂. Il ventilatore fumi (40-330-0-KD-001 Flue Gas Blower) sarà installato a valle del Quencher.

I fumi saranno quindi inviati all'assorbitore di CO₂, che si divide in due sezioni principali:

- sezione di assorbimento della CO₂ nella parte inferiore: il gas, introdotto nella parte inferiore dell'assorbitore, entra in contatto con il solvente amminico brevettato (KS-1™ Solvent 70 wt. %), alimentato nella parte superiore della sezione. Il solvente assorbe circa il 90% della CO₂ presente nei fumi. Il gas di scarico passa quindi attraverso un demister prima di proseguire verso l'alto nella sezione di lavaggio. Il solvente amminico viene inviato dal fondo dell'assorbitore, attraverso gli scambiatori di calore, al rigeneratore per la rimozione della CO₂,
- sezione lavaggio fumi nella parte superiore: i fumi decarbonizzati provenienti dalla sezione di assorbimento proseguono verso l'alto nella sezione di lavaggio dell'assorbitore, composta da due stadi consecutivi in cui l'acqua raffreddata entra in contatto diretto con i fumi. Lo scopo di questa sezione è recuperare il contenuto di ammina nei fumi e raffreddarli al fine di mantenere l'equilibrio

idrico all'interno dell'impianto. Una prima pompa di circolazione acqua di lavaggio trasferisce l'acqua dal fondo del primo stadio, previo raffreddamento attraverso lo scambiatore, nella parte superiore dello stesso. Una seconda pompa di circolazione acqua di lavaggio trasferisce l'acqua dal fondo del secondo stadio alla testa della sezione di lavaggio. I fumi lavati escono dalla parte superiore dell'assorbitore di CO₂ e vengono scaricati all'atmosfera attraverso il **nuovo camino denominato E38** posizionato in testa alla colonna di assorbimento. Sul camino E38 è previsto un CEMS per il monitoraggio in continuo dei fumi emessi.

Il solvente amminico in uscita dal fondo dell'assorbitore della CO₂ viene inviato a rigenerazione. Lo scopo del rigeneratore è quello di recuperare il solvente amminico rimuovendo la CO₂ assorbita mediante stripping a vapore. Il solvente ricco di CO₂ proveniente dal fondo dell'assorbitore viene riscaldato in uno scambiatore di calore ed è introdotto nella parte superiore del rigeneratore, dove entra in contatto con vapore caldo (acqua e CO₂), che estrae la CO₂ dal solvente.

Il solvente povero di CO₂ in uscita dal fondo del rigeneratore viene rimandato all'assorbitore di CO₂, previo raffreddamento nello scambiatore di calore alimentato con il solvente ricco di CO₂ in ingresso all'assorbitore. Il vapore di testa del rigeneratore viene raffreddato in un condensatore ad aria del rigeneratore e nel Regenerator Condenser.

La CO₂ recuperata viene inviata al Sistema di Compressione e Condizionamento.

La condensa del vapore viene raccolta nel Regenerator Reflux Drum e viene inviata in testa al rigeneratore per recuperare l'ammina e alla sezione di lavaggio nell'assorbitore di CO₂ per ridurre la concentrazione di ammina nell'acqua di ricircolo.

Reclaiming del solvente

La SO₂ ed altri contaminanti presenti nei fumi possono reagire col solvente amminico dando luogo alla formazione di sali termostabili nell'assorbitore. Questi sali ed altri prodotti generati dalla degradazione del solvente, come ferro disciolto e solidi sospesi, vengono rimossi nel Reclaimer (40-330-0-HA-007) mediante l'utilizzo di vapore a bassa pressione.

Il reclaiming è un'operazione discontinua in cui vengono inviati al reclaimer il solvente (lato shell) ed il vapore a bassa pressione (lato tubi). Poiché i prodotti di degradazione del solvente hanno temperature di ebollizione più elevate dell'acqua e del solvente stesso, questi tendono ad accumularsi nel reclaimer mentre l'acqua evaporata e il solvente vengono re-inviati al rigeneratore. Una soluzione di soda caustica viene aggiunta al reclaimer per favorire il rilascio dei sali termostabili da parte del solvente. Una volta terminata l'operazione di reclaiming, i rifiuti solidi accumulatisi sul fondo del reclaimer vengono scaricati ed inviati allo smaltimento per mezzo di camion.

Unità 40-360 – Unità di compressione CO₂

La CO₂ umida separata, in uscita dal Regenerator Reflux Drum viene compressa dall'unità di compressione dalla pressione di uscita dell'unità di cattura (circa 1 bar) ad un valore idoneo per la spedizione e reiniezione offshore (circa 47-53 bara).

È stato considerato un compressore alternativo multistadio avente quattro stadi di compressione con interstage coolers.

Il sistema di compressione sarà costituito principalmente da:

- KO drum in aspirazione al compressore;
- compressore multistadio;
- intercooler a valle di ogni stadio di compressione;
- KO drum in aspirazione ad ogni stadio.

Il mezzo di raffreddamento negli scambiatori sarà acqua, fornita dal Circuito di Acqua di raffreddamento.

Sistema di sfiato CO₂

Il sistema di sfiato della CO₂ prevede l'invio degli sfiati della CO₂ ad alta pressione al camino E19a di scarico dei fumi di combustione del turbocompressore 300-KA-04. In particolare tali sfiati ad alta pressione sono a temperature molto basse, quindi devono essere riscaldati per agevolarne la dispersione in atmosfera. Per questo motivo vengono convogliati al camino E19a di scarico dei fumi di combustione del turbocompressore 300-KA-04, con i quali si potranno mescolare riscaldandosi prima del rilascio in atmosfera a 20 metri di altezza.

Il sistema di sfiato della CO₂ al camino E19a **si attiva** nei seguenti **scenari**:

- a) malfunzionamento dell'impianto di cattura della CO₂, con conseguente fuori specifica del fluido prodotto tale da non rispettare i parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 23/01/2023. In questo caso la CO₂ fuori specifica viene ricircolata all'esistente camino E19/a, interrompendo l'invio a sealine e quindi l'iniezione in giacimento;
- b) avviamento dell'impianto di cattura: durante l'avviamento dell'impianto la CO₂ prodotta non rispetta i parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 23/01/2023 e viene quindi ricircolata all'esistente camino E19/a. In questo caso il camino E19/a convoglierà in atmosfera una miscela

costituita dai fumi di combustione della TK04 e dalla CO₂ fuori specifica. Questo caso è un transitorio limitato allo start up di impianto;

- c) depressurizzazione dell'impianto di cattura;
- d) depressurizzazione della sealine di trasporto della CO₂;
- e) eventuali scenari di indisponibilità del sistema offshore.

Nel caso a) di malfunzionamento dell'impianto di cattura della CO₂, la valvola damper posta alla base del camino E19/a viene parzialmente aperta in automatico al fine di favorire un riscaldamento della CO₂ fredda ricircolata al camino E19/a, ad opera di una porzione di fumi caldi provenienti dal turbocompressore TK04, migliorandone così la dispersione in atmosfera. In tale configurazione, quindi, i fumi della turbina TK04 saranno in parte inviati al camino esistente E19/a della turbina stessa e in parte verranno inviati all'unità di cattura. Pertanto, in questo scenario saranno attivi sia l'esistente camino E19/a, da cui verrà emessa in atmosfera una miscela costituita dai fumi di combustione della TK04 e dalla CO₂ fuori specifica ricircolata, sia il nuovo camino E38 che emetterà la restante quota parte di fumi dalla TK04 depurati dalla CO₂ rimossa nell'impianto di cattura.

L'emissione in atmosfera della miscela fumi del turbocompressore + CO₂ fuori specifica avrà una durata limitata. Infatti l'operazione di ricircolo della CO₂ fuori specifica è necessaria per permettere le verifiche tecniche in campo e l'analisi della condizione di guasto al fine di individuarne la corretta risoluzione. Nel caso in cui non si riuscisse a ripristinare le condizioni di normale esercizio entro un tempo ragionevole (e.g. manutenzione o riparazione dell'unità di condizionamento) si procederà allo spegnimento dell'impianto di cattura e condizionamento della CO₂, fino all'avvenuto ripristino delle normali condizioni d'impianto che garantiscano il rispetto dei parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 26 gennaio 2023.

Nei casi c) e d) il camino E19/a emetterà una miscela costituita da tutti i fumi prodotti dalla TK04 (apertura della valvola damper al 100%, quindi non verranno inviati fumi di combustione della turbina all'impianto di cattura della CO₂) e la CO₂ da depressurizzazione rispettivamente di impianto e sealine. Il nuovo camino E38 non emetterà nulla. Per quanto concerne la durata dei casi in oggetto, il caso c) è di durata dell'ordine di pochi minuti, mentre il caso d) ha una durata massima stimata di qualche giorno, ma non si prevede l'effettuazione di manutenzioni ordinarie né straordinarie che richiedano la depressurizzazione della linea durante il periodo sperimentale di iniezione della CO₂.

Il caso e), infine, corrisponde in termini di configurazione emissiva al caso a) di ricircolo della CO₂ fuori specifica. Trattandosi anche in questo caso di un malfunzionamento d'impianto, verrà gestito con le stesse modalità operative.

Unità 40-310 – Unità di condizionamento CO₂

La CO₂ compressa viene condizionata (mediante rimozione di O₂ e disidratazione) nel Sistema di Condizionamento per soddisfare i requisiti di composizione per l'iniezione in linee piping, in conformità con la norma ISO 27913 del 2016 e standard DNV-GL RP F104.

All'interno dell'Unità di Condizionamento, il flusso di CO₂ viene prima privato dell'ossigeno, rimosso in un reattore inviando una parte della portata in un convertitore catalitico con idrogeno, al fine di ottenere la specifica sul contenuto massimo di O₂ di 10 ppmv.

A seguire il flusso di CO₂ viene inviato in dei letti di adsorbimento, che hanno la funzione di catturare l'acqua in modo che la corrente di CO₂ a stoccaggio abbia un contenuto di acqua inferiore a 50 ppmv.

I letti di adsorbimento funzionano uno in adsorbimento e uno in rigenerazione, e per la rigenerazione viene utilizzato un flusso di CO₂ umida separata a valle del reattore di de-ossigenazione. Il flusso di CO₂ usato per la rigenerazione viene poi riciclato a monte del letto di adsorbimento, dopo essere stato nuovamente raffreddato e senza necessità di essere ricompresso.

Unità Ausiliarie

Unità 40-330 & 40-619 – Circuito Vapore e Condense

Il vapore prodotto nell'HRSG interna all'unità 330 (circa 12.000 kg/h), sarà distribuito, alle condizioni richieste dagli utilizzatori finali, alle seguenti utenze:

- Reboiler;
- Reclaimer (servizio intermittente).

L'eccesso di vapore verrà convogliato in un condensatore (Dump Condenser).

Le condense di vapore recuperate dagli utilizzatori di cui sopra, incluso il vapore inviato al Dump condenser, verranno inviate in ciclo chiuso al Deareatore per la produzione di Acqua Alimento Caldaia (BFW).

L'impianto esistente in centrale non possiede nessun tipo di circuito condense e vapore, quindi non sono presenti interconnessioni.

La caldaia HRSG sarà una caldaia a recupero priva di post-combustione. Pertanto tutta l'energia termica necessaria all'intero processo deriverà dal recupero del calore dai fumi della turbina a gas esistente 360-KA-04 effettuato nell'HRSG di nuova installazione.

Unità 40-460 – Sistema Aria Strumenti / Servizi

È prevista una nuova package a servizio delle nuove installazioni che produce aria compressa, in parte viene disidratata per essere utilizzata come aria strumenti.

Unità 40-521 – Circuito Acqua di Raffreddamento

L'acqua di raffreddamento è richiesta dal processo a circa 32°C (temperatura di ritorno 42°C).

Per il sistema Acqua di Raffreddamento, considerando che la quantità complessiva di acqua di reintegro non sarebbe stata sufficiente per un sistema basato su torre di raffreddamento, è stato preso in considerazione un circuito chiuso dotato di un dry adiabatic cooler, che consente di raffreddare l'acqua da 42°C a 32°C. Il circuito di cooling water non prevede reintegro continuo di acqua, però è prevista la possibilità di integrare acqua demi per il primo riempimento e in caso di reintegro.

Il circuito sarà composto dal dry adiabatic cooler, dalla relativa pompa di circolazione e vaso di espansione per compensare la variazione di pressione dovuta alla variazione di temperatura nel circuito.

Gli utilizzatori di questo circuito sono:

- Wash water cooler;
- Regenerator Condenser;
- Intercooler compressore CO₂;
- Tenute macchine rotanti.

Il dry adiabatic cooler utilizzato su questo circuito così come quello sul circuito di raffreddamento dei fumi (Flue Gas Quencher) opereranno a secco fino alla temperatura ambiente di bulbo secco di 28.5°C.

Per temperature ambiente superiori, opereranno in modalità umida utilizzando acqua industriale. L'aria esterna sarà fatta passare attraverso un letto umidificato all'interno della macchina nel quale la sua temperatura viene abbassata.

Per condizioni ambientali ancora più gravose (corrispondenti a temperatura di bulbo umido di 26.4°C, quali ad esempio a temperatura ambiente di 31°C e RH del 70% o temperatura ambiente di 40°C e RH del 34.6%) sarà necessario operare l'impianto in regolazione di portata dei fumi in ingresso per poter garantire il corretto smaltimento del carico termico.

L'approccio termico utilizzato per i dry cooler è 5.6°C considerando la temperatura di bulbo umido di 26.4°C.

Unità 40-522 – Sistema Acqua Demi

L'acqua demineralizzata è richiesta dal nuovo impianto principalmente per i seguenti servizi:

- make up del sistema della colonna di quenching (servizio discontinuo);
- make-up circuito dell'HRSG;
- make-up del circuito di cooling water (servizio discontinuo).

Il consumo addizionale di acqua demi previsto per le nuove installazioni sarà soddisfatto dall'unità di produzione acqua demi esistente nell'impianto di Casalborgoretto.

Dato che si prevede un prelievo di acqua demi non superiore a 1,2 m³/h, per supplire alle esigenze dell'impianto che prevedono per alcuni scenari un consumo superiore a tale quantità, è stato necessario aggiungere un tank acqua demi con relativa pompa.

Il punto di presa dell'acqua demi sarà realizzato a valle delle pompe esistenti.

Sarà, infine, previsto un contabilizzatore, subito a valle del punto di presa, al fine di contabilizzare i consumi di acqua demi dell'impianto di cattura della CO₂.

Unità 40-530 – Circuito Acqua Industriale

L'acqua industriale viene utilizzata per il servizio umido degli adiabatic dry cooler, che si attiva solo in condizioni di elevata temperatura ambiente. Non è quindi previsto un consumo di acqua potabile in continuo. Nello specifico, si prevede un prelievo di acqua potabile non superiore a 1,5 m³/h. Tale valore è compatibile con la disponibilità dell'allacciamento esistente all'acquedotto ed è previsto per le ore con temperatura ambiente superiore a 28.5°C.

A valle di questo punto di connessione sarà prevista l'installazione di un serbatoio di accumulo e una pompa di rilancio.

Sarà infine previsto un contabilizzatore subito a valle del punto di presa, al fine di contabilizzare i consumi di acqua potabile dell'impianto di cattura della CO₂.

Unità 40-590 – Sistema Stoccaggio Acque da Smaltire

È prevista l'installazione di un blowdown tank per raccogliere lo spurgo dell'HRSG e l'eventuale produzione di acqua in eccesso dal sistema della colonna di Quenching (servizio discontinuo).

Il tank avrà hold up di 7 giorni rispetto al quantitativo di liquidi prodotto.

Queste acque verranno smaltite come rifiuto.

C2) VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI, CRITICITÀ INDIVIDUATE, OPZIONI CONSIDERATE E PROPOSTE DEL GESTORE (solo per impianti nuovi), CONDIZIONI GENERALI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

C2.1) Consumi di materie prime (combustibili) e di servizio/ausiliarie

La centrale di compressione del gas naturale estratto dai pozzi utilizza le seguenti materie prime e ausiliarie:

- gas naturale da giacimento, approvvigionato mediante condotta;
- glicole dietilenico (DEG), approvvigionato mediante autobotti e stoccato in serbatoio fuori terra;
- glicole trietilenico (TEG), approvvigionato mediante autobotti e stoccato in serbatoio fuori terra;
- gasolio, approvvigionato mediante autobotti e stoccato in serbatoio interrato;
- olio di lubrificazione turbine Nuovo Pignone, approvvigionato mediante autocarro e stoccato in serbatoio interrato.

Nella centrale sono presenti i seguenti serbatoi interrati:

- 1 serbatoio di stoccaggio olio esausto (unità 360 – sistema di compressione gas),
- 2 serbatoi di stoccaggio olio lubrificante (unità 360 – sistema di compressione gas),
- 1 serbatoio di stoccaggio gasolio (unità 430 – sistema diesel fuel);
- 1 serbatoio di stoccaggio gasolina (unità 560 – sistema trattamento liquidi di scarico, acque oleose scarichi di fondo apparecchiature e ghiotte),
- 1 serbatoio di stoccaggio fondami oleosi (unità 560 – sistema trattamento liquidi di scarico, acque oleose scarichi di fondo apparecchiature e ghiotte),
- 1 serbatoio di stoccaggio acque oleose (unità 560 – sistema trattamento liquidi di scarico, acque oleose scarichi di fondo apparecchiature e ghiotte).

I serbatoi interrati sono dotati di doppia intercapedine con un sistema di rilevazione delle eventuali perdite e rivestimento esterno mediante strato di materiale protettivo da agenti esterni.

I serbatoi fuori terra sono dotati di bacini di contenimento in calcestruzzo.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ prevede l'utilizzo delle seguenti ulteriori materie prime:

- urea, approvvigionata mediante autobotti e stoccata in serbatoio fuori terra: è utilizzata nel sistema di abbattimento degli NOx con tecnologia DeNOx SCR dell'unità 330 (Unità di quenching/saturazione dei fumi e cattura della CO₂);
- solvente amminico (KS-1™ Solvent 70 wt. %), approvvigionato mediante autobotti e stoccato in serbatoio fuori terra: è utilizzato nelle colonne di assorbimento della CO₂. Come risulta dalla scheda di sicurezza fornita dal gestore con le integrazioni, il solvente contiene quali ingredienti pericolosi 2-etilaminoetanolo (66%) e piperazina (4%). L'impianto di cattura della CO₂ utilizza un processo KM CDRTM in linea con quanto riportato nella scheda di sicurezza del solvente stesso;
- soda caustica, approvvigionata mediante autobotti e stoccata in serbatoio fuori terra: è utilizzata nel reclaiming del solvente amminico di assorbimento della CO₂;
- idrogeno, fornito in pacchi di bombole direttamente all'interno dell'unità di condizionamento della CO₂: è utilizzato per alimentare il convertitore catalitico,
- prodotti ausiliari quali agente antischiuma, oxygen scavenger, inibitore di corrosione, fosfato e biocida, approvvigionati mediante autobotti e stoccati in serbatoi fuori terra o in fusti (fosfato): sono utilizzati principalmente nella caldaia a recupero HRSG e nel circuito di raffreddamento.

C2.2) Consumi idrici

La centrale utilizza per l'approvvigionamento idrico acqua prelevata dall'acquedotto comunale, che viene utilizzata ad uso industriale e ad uso civile e antincendio.

Nella seguente tabella si riepilogano i consumi di acqua per gli anni 2019-2022.

Fonte	Utilizzo	Quantità (m ³)			
		2019	2020	2021	2022
Acquedotto comunale	acque industriali di processo	21.597	21.653 ⁽¹⁾	22.097 ⁽¹⁾	23.010 ⁽¹⁾
	usi domestici	511			
	antincendio	2.900			
	TOTALE	25.008	21.653	22.097	23.010
NOTE					
(1) Fonte: Report annuale					

Nella centrale di compressione del gas naturale l'acqua industriale di processo viene consumata prevalentemente:

- nell'impianto di produzione acqua demineralizzata (unità 520), utilizzata per l'abbattimento dell'NOx nelle turbine Nuovo Pignone;
- come acqua di tracciatura delle linee e per il riscaldamento dei serbatoi contenenti liquidi soggetti a congelamento e/o aumenti eccessivi di viscosità a temperature moderatamente basse;
- per il lavaggio delle apparecchiature nelle attività di manutenzione.

Rispetto al recupero della risorsa idrica, le acque di scarico dell'impianto di demineralizzazione vengono riutilizzate per integrare i livelli nei serbatoi di stoccaggio dell'acqua industriale e antincendio (l'esubero viene comunque inviato in pubblica fognatura), riducendo l'approvvigionamento dall'acquedotto pubblico. Le acque stoccate nel serbatoio acqua industriale sono prelevate per la pulizia di apparecchiature, piazzali e bacini di contenimento.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ utilizzerà acqua demineralizzata prodotta dall'unità di produzione acqua demi esistente nell'impianto di Casalborsetti, con consumo stimato di circa 19.200 m³/anno. Tale acqua verrà utilizzata principalmente per i seguenti servizi:

- make up del sistema della colonna di quenching (servizio discontinuo);
- make-up circuito dell'HRSG;
- make-up del circuito di cooling water (servizio discontinuo).

Nei periodi estivi, in caso di temperature superiori a 28.5°C, è previsto il funzionamento in modalità umida dell'unità cooling water dry cooler. Per l'acqua necessaria a tale servizio verrà utilizzato il blowdown della caldaia a recupero (HRSG) e acqua potabile come integrazione, con un prelievo di picco non superiore a 1,5 m³/h.

Il punto di presa dell'acqua demi per l'impianto di cattura della CO₂ sarà realizzato a valle delle pompe esistenti e sarà previsto un contabilizzatore, subito a valle del punto di presa, al fine di contabilizzare i consumi di acqua demi dell'impianto di cattura della CO₂.

C2.3) Scarichi idrici

La centrale è dotata dei seguenti scarichi idrici:

- scarico **S1**, che confluisce in fognatura. In questo scarico sono convogliate le acque reflue industriali provenienti dall'impianto Demi (scarico parziale SP2), previo trattamento di neutralizzazione, e le acque reflue domestiche civili provenienti dai servizi igienici e dagli spogliatoi, previo passaggio in fossa Imhoff a doppia vasca (digestore + sedimentatore). Si precisa che le acque di scarico dell'impianto di demineralizzazione vengono riutilizzate (come acqua antincendio e come acqua industriale per la pulizia di apparecchiature, piazzali e bacini di contenimento) e solo l'esubero viene inviato allo scarico S1;
- 5 guardie idrauliche (**S2, S3, S4, S5 ed S6**), che confluiscono nel corpo idrico superficiale Canale di bonifica in destra di Reno. In tali guardie sono convogliate le acque meteoriche di dilavamento non contaminate derivanti da piazzali, tetti e strade che non entrano a contatto con sostanze inquinanti. Il Gestore ha predisposto una procedura di ispezione giornaliera e, in caso di emergenza (sversamenti accidentali, acque di spegnimento incendi, ecc.) al fine di evitare un potenziale scarico inquinante in acque superficiali è garantita l'intercettazione degli scarichi in quanto ogni guardia idraulica è dotata di valvola manuale di intercettazione e chiusura.

La rete fognaria dello stabilimento è costituita dalle seguenti sezioni separate:

- 1) rete nera, ove confluiscono le acque reflue domestiche e le acque reflue industriali (impianto DEMI, solo per la parte in esubero che non viene riutilizzata); tali reflui convogliano poi, attraverso il punto di scarico S1, in pubblica fognatura servita da impianto di depurazione;

- 2) rete bianca, ove confluiscono le acque meteoriche di dilavamento provenienti da strade, piazzali e tetti; tale rete convoglia i reflui nelle 5 guardie idrauliche S2+S6;
- 3) rete acque semi-oleose, ove confluiscono le acque meteoriche provenienti dai bacini e dalle aree ove sono presenti apparecchiature e impianti; detta rete convoglia i reflui in una vasca a tenuta per il successivo smaltimento come rifiuti;
- 4) rete acque oleose, ove confluiscono le acque derivanti dai drenaggi delle varie apparecchiature; dette acque sono rilanciate agli impianti e le eventuali parti liquide non recuperabili sono smaltite come rifiuti.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ non prevede la creazione di nuovi punti di scarico. Saranno realizzati i seguenti sistemi di reti acque che verranno collegati a quelli esistenti, in particolare:

- rete acque semi-oleose: le acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate (non contenenti ammina) vengono raccolte nei pozzetti delle aree pavimentate e inviate mediante rete segregata verso la vasca esistente (in linea con la gestione esistente).
- rete acque potenzialmente contaminate da ammina: le acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate da ammina vengono raccolte nei pozzetti delle aree pavimentate e inviate mediante rete segregata al tank 40-330-0-TF-002 per il successivo smaltimento presso impianti autorizzati. Il drenaggio al tank dei residui amminici da operazioni di manutenzione di apparecchiature/linee avviene solo in caso di manutenzione straordinaria/programmata dell'impianto,
- rete acque chiare: raccoglierà l'acqua piovana da aree non contaminate (tetti, strade e aree di processo senza sostanze chimiche pericolose) e scaricherà in corpo idrico superficiale mediante le 5 guardie idrauliche esistenti.

In relazione ai reflui liquidi prodotti dal nuovo impianto di cattura della CO₂:

- ❖ lo spurgo della caldaia HRSG verrà smaltito come rifiuto,
- ❖ l'ammina esausta e non più recuperabile prodotta dal reclaiming del solvente e accumulatisi sul fondo del reclaimer verrà inviata direttamente a smaltimento come rifiuto,
- ❖ i residui amminici prodotti da operazioni di manutenzione di apparecchiature/linee posizionati nei punti più bassi dell'impianto, verranno inviati ad un tank assieme alle acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate da ammina e saranno smaltiti come rifiuti.

C2.4) Emissioni in atmosfera

La centrale di compressione del gas naturale è dotata dei seguenti punti di emissioni in atmosfera:

- punto di emissione **E1**, proveniente dal termodistruttore 230-FJ-FJ02 (candela evaporatrice a metano, di potenza termica nominale di 1,9 MWt),
- punti di emissioni **E4** ed **E5**, provenienti dai riscaldatori gas/acqua di tracciatura (potenza termica nominale di 1,15 MWt ciascuno) alimentati a metano,
- punti di emissione **E10**, **E11**, provenienti dai rigeneratori del glicole dietilenico (potenza termica nominale di 0,46 MWt ciascuno), alimentati a metano,
- punti di emissioni **E12** ed **E13**, provenienti dai rigeneratori del glicole trietilenico (potenza termica nominale di 1,2 MWt ciascuno), alimentati a metano,
- punti **E18/a**, **E19/a**, **E27/a**, **E28/a**, provenienti dalle 4 turbine di compressione gas Nuovo Pignone, ciascuna di potenza termica nominale 19,17 MWt,
- punti di emissioni **E36a** ed **E36b**, afferenti al laboratorio rispettivamente cappa postazione analisi e aspirazione sul lavandino,
- punto di emissione **E37**, proveniente da un impianto termico civile alimentato a metano;

Sono inoltre presenti le seguenti emissioni convogliate di emergenza:

- punti di emissione **E2** ed **E3**, provenienti dalle candele di emergenza rispettivamente linea AP – 230-FC-01 e linea BP -230-FC-02,
- punto di emissione **E26**, proveniente dalla torcia di emergenza alternativa al termodistruttore 230-FJ-FJ02,
- punti di emissione **E20**, **E23** ed **E32**, provenienti rispettivamente dal gruppo elettrogeno di emergenza, dal motocompressore di emergenza e dalla motopompa antincendio, alimentati a gasolio.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ sarà dotato del seguente punto di emissioni in atmosfera principale:

- punto di emissione **E38**, proveniente dall'assorbitore della CO₂,

Saranno inoltre previsti i seguenti punti di emissione:

- punti di emissione **E41** ed **E42**, provenienti dagli sfiati dell'analizzatore della CO₂.

Nella seguente tabella si sintetizzano i punti di emissione in atmosfera sopra elencati.

Punto di emissione		Stato emissione	Tipologia di inquinanti	Sistema di abbattimento	SME
E1	Termodistruttore (candela evaporatrice 230-FJ-02)	Attiva	NOx CO COT	/	no
E2	Candela di emergenza linea AP 230-FC-01	emergenza	/	/	no
E3	Candela di emergenza linea BP 230-FC-02	emergenza	/	/	no
E4	Riscaldatore gas/acqua 410-FZ-01	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E5	Riscaldatore gas/acqua 410-FZ-02	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E10	Rigenerazione DEG 560-xz-02	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E11	Rigenerazione DEG 560-xz-03	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E12	Rigenerazione TEG 380-xz-01	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E13	Rigenerazione TEG 380-xz-02	attiva	NOx SO _x Polveri	/	no
E18/a	Turbine di compressione Nuovo Pignone KA03	attiva	CO NOx	Sistema water injection	si per NOx e CO
E19/a	Turbine di compressione Nuovo Pignone KA04	NUOVO ASSETTO: attiva in condizioni di indisponibilità dell'impianto di cattura della CO ₂	CO NOx	Sistema water injection	si per NOx e CO
E20	Gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio	emergenza	Fumi combustione gasolio	/	no
E23	Motopompa diesel per antincendio	emergenza	Fumi combustione gasolio	/	no
E26	Torcia FJ-02 – emergenza -(alternativa al termodistruttore E1)	emergenza	/	/	no
E27/a	Turbine di compressione Nuovo Pignone KA05	attiva	CO NOx	Sistema water injection	si per NOx e CO
E28/a	Turbine di compressione Nuovo Pignone KA06	attiva	CO NOx	Sistema water injection	si per NOx e CO
E32	Motocompressore diesel di emergenza	emergenza	Fumi combustione gasolio	/	no
E36/A	Cappa analisi	attiva	cromo	Filtro a carboni attivi	no
E36/B	Cappa lavandino laboratorio	attiva	/	/	no
E37	Caldaia ad uso civile	attiva	Fumi combustione gas metano	/	no
E38 NUOVO	Impianto di cattura della CO ₂ : assorbitore CO ₂	attiva	NOx formaldeide aldeidi etilammina dietilammina NH ₃ CO	SCR	si per NOx, CO, CO ₂ , THC, O ₂ , H ₂ O,
E41 NUOVO	Impianto di cattura della CO ₂ : sfiato analizzatore CO ₂	attiva	/	/	no

Punto di emissione		Stato emissione	Tipologia di inquinanti	Sistema di abbattimento	SME
E42 NUOVO	Impianto di cattura della CO ₂ : sfiato analizzatore CO ₂	attiva	/	/	no

Di seguito si riportano le modalità di gestione delle emissioni in atmosfera nei seguenti casi:

- 1) normale funzionamento dell'impianto di cattura della CO₂,
- 2) fermo dell'impianto di cattura della CO₂,
- 3) attivazione del sistema di sfiato della CO₂.

CASO 1): normale funzionamento dell'impianto di cattura della CO₂

In caso di normale funzionamento del nuovo impianto di cattura della CO₂ verrà modificato l'assetto di esercizio delle emissioni E19a ed E27a, in particolare i fumi della turbina KA-04 verranno deviati dal camino E19/a e inviati al nuovo impianto e, dopo essere stati decarbonizzati, verranno emessi dal nuovo camino E38. Di conseguenza il camino E19a non emetterà fumi in caso di funzionamento del nuovo impianto di cattura della CO₂. Anche il camino E27a (associato alla turbina KA-05) non emetterà fumi, in quanto la turbina KA-05 è utilizzata come *spare* della turbina KA-04 in caso di manutenzione della stessa.

Si potranno verificare condizioni di marcia dell'impianto di cattura della CO₂ a capacità ridotta, durante le quali si avrà il funzionamento contemporaneo di E19a, che convoglierà in atmosfera quota parte dei fumi di combustione prodotti dalla turbina TK04 tal quali, e di E38, che convoglierà in atmosfera i fumi decarbonizzati prodotti dall'impianto di cattura alimentato con la restante parte dei fumi di combustione della turbina.

CASO 2): fermo dell'impianto di cattura della CO₂

Il gestore ipotizza che per 720 h/anno l'impianto di cattura della CO₂ potrà essere fermo e in tale configurazione i fumi delle turbine KA-04 e KA-05 verranno emessi dal camino E19a o E27a, mentre il camino E38 non sarà attivo.

CASO 3): attivazione del sistema di sfiato della CO₂

In alcuni specifici scenari di processo è possibile l'attivazione del sistema di sfiato della CO₂, che prevede il convogliamento degli sfiati della CO₂ ad alta pressione al camino E19a di scarico dei fumi di combustione del turbocompressore 300-KA-04.

In particolari tali scenari sono:

- a) malfunzionamento dell'impianto di cattura della CO₂, con conseguente fuori specifica del fluido prodotto tale da non rispettare i parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 23/01/2023. In questo caso la CO₂ fuori specifica viene ricircolata all'esistente camino E19a, interrompendo l'invio a sealine e quindi l'iniezione in giacimento. In questo caso la valvola damper posta alla base del camino E19a viene parzialmente aperta in automatico al fine di favorire un riscaldamento della CO₂ fredda ricircolata al camino E19a, ad opera di una porzione di fumi caldi provenienti dal turbocompressore TK04, migliorandone così la dispersione in atmosfera. In tale configurazione, quindi, i fumi della turbina TK04 saranno in parte inviati al camino esistente E19a della turbina stessa e in parte verranno inviati all'unità di cattura. Pertanto, in questo scenario saranno attivi sia l'esistente camino E19/a, da cui verrà emessa in atmosfera una miscela costituita dai fumi di combustione della TK04 e dalla CO₂ fuori specifica ricircolata, sia il nuovo camino E38 che emetterà la restante quota parte di fumi dalla TK04 depurati dalla CO₂ rimossa nell'impianto di cattura. L'emissione in atmosfera della miscela fumi del turbocompressore + CO₂ fuori specifica avrà una durata limitata. Infatti l'operazione di ricircolo della CO₂ fuori specifica è necessaria per permettere le verifiche tecniche in campo e l'analisi della condizione di guasto al fine di individuarne la corretta risoluzione. Nel caso in cui non si riuscisse a ripristinare le condizioni di normale esercizio entro un tempo ragionevole (e.g. manutenzione o riparazione dell'unità di condizionamento) si procederà allo spegnimento dell'impianto di cattura e condizionamento della CO₂, fino all'avvenuto ripristino delle normali condizioni d'impianto che garantiscano il rispetto dei parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 26 gennaio 2023,
- b) avviamento dell'impianto di cattura: durante l'avviamento dell'impianto la CO₂ prodotta non rispetta i parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 23/01/2023 e viene quindi ricircolata all'esistente camino E19a. In questo caso il camino E19/a convoglierà in atmosfera una miscela costituita dai fumi di combustione della TK04 e dalla CO₂ fuori specifica. Questo caso è un transitorio limitato allo start up di impianto;
- c) depressurizzazione dell'impianto di cattura: in questo caso il camino E19a emetterà una miscela costituita da tutti i fumi prodotti dalla turbina TK04 (apertura della valvola damper al 100%, quindi non verranno inviati fumi di combustione della turbina all'impianto di cattura della CO₂) e la CO₂ da depressurizzazione

dell'impianto. Il nuovo camino E38 non emetterà nulla. Questo condizione di esercizio è di durata dell'ordine di pochi minuti,

- d) depressurizzazione della sealine di trasporto della CO₂: in questo caso, analogo al precedente, il camino E19a emetterà una miscela costituita da tutti i fumi prodotti dalla turbina TK04 (apertura della valvola damper al 100%, quindi non verranno inviati fumi di combustione della turbina all'impianto di cattura della CO₂) e la CO₂ da depressurizzazione dell'impianto. Il nuovo camino E38 non emetterà nulla. Questo condizione di esercizio è di durata massima stimata di qualche giorno ma non si prevede l'effettuazione di manutenzioni ordinarie né straordinarie che richiedano la depressurizzazione della linea durante il periodo sperimentale di iniezione della CO₂,
- e) eventuali scenari di indisponibilità del sistema offshore: questo caso corrisponde in termini di configurazione emissiva al caso a) di ricircolo della CO₂ fuori specifica. Trattandosi anche in questo caso di un malfunzionamento d'impianto, verrà gestito con le stesse modalità operative.

Nella centrale sono inoltre presenti le seguenti emissioni derivanti da **sfiati di serbatoi di stoccaggio**, in particolare:

- i punti di emissione **ED18/c, ED19/c, ED27/c ed ED28/c** provenienti dal degasaggio dei serbatoi di olio minerale delle turbine Nuovo Pignone, con emissione occasionale di vapori di olio minerale misti a gas naturale. Nel normale funzionamento dell'impianto infatti non sono previste emissioni da parte dei serbatoi di degasaggio in quanto il gas contenuto nell'olio viene reimpresso nel ciclo di aspirazione dei compressori. Nei casi di malfunzionamento del sistema di degasaggio olio tenute e durante le fermate delle turbine le emissioni sono inviate alla candela in bassa pressione (230-FC-02), associata all'emissione E3,
- i punti di emissione **ED18/d, ED19/d, ED27/d ed ED28/d** provenienti dai recuperatori di olio delle turbine Nuovo Pignone con emissione di vapori di olio minerale e gas naturale,
- i punti di emissione **ED33, ED34 ed ED35** provenienti dai serbatoi di stoccaggio dell'olio minerale di lubrificazione con emissioni occasionali di vapori di olio minerale. Nel normale funzionamento non sono previste emissioni da parte dei serbatoi in quanto la sostanza ha una bassissima tendenza a volatilizzare.

Al fine di identificare e quantificare gli effetti sulla qualità dell'aria indotti dalla Centrale gas di Casalborsetti, nell'assetto con il nuovo impianto di cattura della CO₂ in esercizio, il gestore ha presentato uno **studio modellistico della dispersione in atmosfera** degli inquinanti emessi dalla centrale (NOx, CO, SO₂, ammoniacca, polveri e sostanze organiche).

Lo studio è stato realizzato mediante l'applicazione del sistema di modelli CALMET (preprocessore meteorologico), CALPUFF (modello per le ricadute al suolo) e CALPOST (postprocessore per la rielaborazione dei dati ottenuti dal Calpuff). In particolare CALPUFF è un codice di calcolo lagrangiano a puff non stazionario multi specie e utilizzabile su domini di calcolo a meso-scala. Gli inquinanti considerati nelle simulazioni sono: NOx, CO, SO₂, ammoniacca, polveri, formaldeide, aldeidi, ammine primarie (etilammina) e ammine secondarie (dietilammina).

Per quanto attiene la definizione delle caratteristiche meteorologiche nell'area di studio (modello CALMET), il gestore ha utilizzato i dati della centralina meteorologica di Porto Garibaldi di ARPA Emilia Romagna, integrati con i dati calcolati dal modello meteorologico prognostico Weather Research and Forecasting (WRF) nella cella del dominio di calcolo in corrispondenza dell'impianto.

Il dominio di calcolo utilizzato nel CALMET è costituito da una griglia di 40 km per 40 km, centrata in corrispondenza dell'impianto, con passo di 500 m, mentre il dominio di calcolo utilizzato nel CALPUFF è costituito da una griglia di 25 km per 25 km, centrata in corrispondenza dell'impianto, con passo di 250 m.

Il dominio temporale dello studio modellistico è costituito dall'intero anno 2021 (8760 ore).

Per quanto riguarda i dati emissivi relativi allo stabilimento sono state considerate le emissioni provenienti da tutti i camini della centrale, compreso il nuovo camino E38, con portate e concentrazioni di inquinanti pari ai valori massimi autorizzati (per il punto di emissione E38, non essendo ancora autorizzato, si sono considerati i valori proposti dal gestore come VLE). Tale assunzione risulta conservativa, considerato anche che è stato ipotizzato il funzionamento contemporaneo di tutte e 4 le turbine della centrale.

I valori ottenuti dalla simulazione in termini di massime ricadute al suolo sono stati confrontati con i corrispondenti valori di qualità dell'aria stabiliti dal D.Lgs. 155/2010, ove disponibili, oppure con i valori stabiliti nelle Linee Guida del WHO (World Health Organization – Regional Office for Europe, Air Quality Guidelines for Europe, 2000) oppure in mancanza anche di questi dati (per ammine primarie come etilammina e per ammine secondarie come dietilammina) con i limiti per la protezione dei lavoratori definiti dall'agenzia europea ECHA (European Chemical Agency), ovvero il limite TWA (Time Weighted Average, valore limite per esposizioni prolungate nel tempo) e il limite STEL (Short Term Exposure Limit: Valore Limite per brevi esposizioni).

Sulla base di risultati ottenuti dalla simulazione modellistica emerge che le concentrazioni massime al suolo calcolate dal modello sono sempre inferiori ai limiti sopra definiti.

Emissioni fuggitive

In centrale sono presenti emissioni fuggitive principalmente di metano da valvole, diaframmi, pompe, compressori, accoppiamenti filettati, strumentazione, livelli e sfiati.

Il Gestore effettua un monitoraggio quinquennale delle emissioni fuggitive. L'ultima campagna di monitoraggio è stata effettuata a giugno 2019. Durante tale campagna sono state identificate 11.498 possibili sorgenti di emissione. Il monitoraggio è stato effettuato su 9811 sorgenti (pari al 85,3% dei componenti totali) utilizzando analizzatori portatili per i dispositivi in linea accessibili e termocamera OGI per i componenti non accessibili. Le restanti 1687 componenti non sono state monitorate in quanto fuori servizio o in manutenzione. La stima delle emissioni fuggitive effettuata con "metodo misto", basato sia su dati misurati in campo sia su dati di letteratura per i componenti non monitorati, ha fornito un quantitativo totale di 28,4 t/anno di metano dovuto alle emissioni fuggitive.

C2.5) Gestione dei rifiuti

I rifiuti che derivano dall'attività aziendale sono costituiti da:

- rifiuti non pericolosi: derivano dall'attività di esercizio e manutenzione della centrale;
- rifiuti pericolosi: costituiti principalmente da oli esausti e batterie, che derivano dalle attività di manutenzione delle macchine presenti in centrale.

I rifiuti prodotti dal normale funzionamento della centrale di compressione del gas naturale, sono costituiti da:

- acque oleose classificate secondo la nomenclatura europea come morchie depositate sul fondo dei serbatoi;
- acque semioleose classificate secondo la nomenclatura europea come soluzioni acquose di scarto non pericolose;
- fanghi delle fosse settiche.

Nella seguente tabella si riepilogano i rifiuti prodotti per gli anni 2019-2022.

Tipologia	Destino	Quantità (t/anno)			
		2019	2020 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾	2022 ⁽¹⁾
Pericolosi	A recupero	25,018	2,9	6,31	34,235
	A smaltimento	250,872	192,5	182,052	111,821
Non pericolosi	A recupero	72,99	36,96	14,565	257,675
	A smaltimento	3.575	5.688,29	4.497,74	4.165,82
Totale	A recupero	98,01	39,86	20,875	291,91
	A smaltimento	3.825,582	5.881	4.679,792	4.277,641
NOTE					
(1) Fonte: Report annuale					

I rifiuti prodotti in centrale sono gestiti in regime di deposito temporaneo in area dedicata.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ produrrà principalmente i seguenti rifiuti:

- soluzioni acquose non pericolose di scarto, costituite dallo spurgo della caldaia HRSG (rifiuto con codice EER 10.01.23, con una stima di produzione di 2.200 t/anno).
- soluzioni acquose pericolose di ammina di scarto, costituite dall'ammina esausta non più recuperabile prodotta dal reclaiming del solvente (rifiuto con codice EER 07.01.08*, con una stima di produzione di 61 t/anno). Tale refluo, accumulatosi sul fondo del reclaimer, verrà inviato direttamente a smaltimento come rifiuto,
- soluzioni acquose pericolose di ammina recuperata, costituite dalle acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate da ammina e dai residui amminici da operazioni di manutenzione di apparecchiature/linee (rifiuto con codice EER 16.10.01*, con una stima di produzione di 5 t/anno). Tali rifiuti sono accumulati in un tank prima dello smaltimento.

C2.6) Emissioni sonore

Sulla base della classificazione acustica approvata dal Comune di Ravenna la centrale Eni ricade in Classe V "Aree prevalentemente industriali", mentre le aree confinanti con la centrale risultano in Classe III: "Aree di tipo misto".

Le principali sorgenti sonore della centrale di compressione del gas naturale sono:

- turbine Nuovo Pignone (360-KA-03, 360-KA-04, 360-KA-05, 360-KA-06), dotate di sistemi di insonorizzazione,
- cooler a servizio delle turbine Nuovo Pignone,
- rigeneratori TEG e DEG,
- termodistruttore,
- gruppo pompe iniezione glicole,
- compressori aria
- collettori di arrivo gas (Sealine).

Nel corso degli anni 2019+2022 sono stati effettuati monitoraggi acustici annuali mediante rilievi fonometrici presso 3 ricettori ubicati nelle vicinanze della centrale e costituiti da civili abitazioni (per gli esiti dei monitoraggi si rimanda ai Report annuali), sulla base dei quali emerge che i livelli di immissione assoluta rilevati sia nel periodo diurno sia in quello notturno sono inferiori ai rispettivi limiti in funzione della classe acustica di appartenenza del relativo punto di misura.

Le principali sorgenti sonore del nuovo impianto di cattura della CO₂ saranno:

- CO₂ compressor,
- Cooling Water Dry Cooler,
- Flue Gas Cooling Water Dry Cooler,
- Flue gas cooling water Pump,
- Dump Condenser,
- 1st / 2nd wash water circulation Pump,
- Regenerator Air Condenser,
- BFW Pump.

Al fine di valutare l'entità dell'impatto acustico dovuto al nuovo impianto di cattura della CO₂, è stata condotta una valutazione di impatto acustico mediante simulazioni con software di modellizzazione, dalla quale è emerso che il nuovo impianto non comporterà un peggioramento del clima acustico nei confronti dell'ambiente circostante e verranno rispettati i limiti di immissione, emissione e differenziale ai ricettori investigati.

C2.7) Produzione e consumi energetici

La centrale non produce energia elettrica, mentre produce energia termica autoconsumata nella centrale stessa (unità di compressione, riscaldamento e tracciatura, rigenerazione, termodistruzione degli effluenti gassosi).

Nella seguente tabella si riportano i consumi energetici dello stabilimento negli anni 2019-2022 (l'energia termica consumata coincide con il quantitativo prodotto).

Parametro	Quantità			
	2019	2020	2021	2022
Consumo Energia Elettrica (MWh)	3.064	3.202,49 (1)	3.175,86 (1)	3.243,80 (1)
Consumo di Energia Termica (MW,h)	213.463	(2)	(2)	(2)
NOTE				
(1) Fonte: Report annuale.				
(2) Dato non oggetto di Report annuale AIA.				

Per il nuovo impianto di cattura della CO₂ si prevede un consumo ulteriore di energia elettrica pari a circa 16 MW.

All'interno dell'impianto di cattura della CO₂ non sono previste nuovi fonti termiche provenienti da combustione. La caldaia HRSG del nuovo impianto sarà totalmente priva di post-combustione. L'energia termica necessaria all'intero processo deriverà dal recupero del calore dai fumi della turbina a gas esistente effettuato nella caldaia HRSG di nuova installazione.

C2.8) Impatto su suolo e sottosuolo

Il gestore ha consegnato con la documentazione di modifica sostanziale dell'AIA oggetto del presente procedimento l'aggiornamento della verifica di sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee, eseguita secondo la procedura di cui all'Allegato 1 al DM n. 95/2019.

In particolare dalla suddetta verifica emerge che sono presenti, o saranno introdotte con il nuovo impianto di cattura della CO₂, 6 sostanze e miscele pericolose per la salute e l'ambiente, secondo la classificazione del Regolamento (CE) n. 1272/2008:

- glicole dietilenico (DEG);
- gasolio;
- benzina naturale (gasolina);
- olii di lubrificazione;
- solvente amminico (KS-1TM), utilizzato nel nuovo impianto di cattura della CO₂;
- Versalis e®-cori BOIL 30R (additivo per il nuovo impianto di cattura della CO₂).

Le suddette sostanze sono state raggruppate in base alle 4 classi di pericolosità individuate dalla Tabella 1, Allegato 1 del DM 95/2019; per ciascuna è stata determinata la massima quantità (utilizzata o prevista).

Tali valori sono stati quindi sommati per le sostanze appartenenti alla medesima classe, in modo da definire un valore da confrontare con i valori soglia riportati nella citata Tabella 1.

Dal confronto è emerso che tutte le sostanze superano i valori soglia. È stata quindi effettuata una valutazione circa la possibilità di contaminazione legata alla presenza di tali sostanze, considerandone le proprietà chimico-fisiche, e includendo nella valutazione considerazioni di carattere geo-idrogeologico e in merito alle misure di gestione delle sostanze pericolose messe in atto nel sito.

Di seguito si riportano le conclusioni della valutazione:

- tutte le sostanze sono allo stato liquido, che è considerato un carattere maggiormente inquinante rispetto ad una sostanza solida in caso di un eventuale rilascio;
- vi sono sostanze solubili in acqua, che sono considerate più mobili nel sottosuolo in caso di un eventuale rilascio;
- il gasolio, la gasolina, gli olii lubrificanti e il solvente inibitore di corrosione, poiché movimentate in quantità rilevanti destano una maggiore attenzione.

Le peculiarità della matrice suolo sono le medesime per tutta l'estensione del sito industriale; a riguardo si riepiloga quanto segue:

- precedentemente alla costruzione della Centrale, l'area era dedicata all'agricoltura;
- ad una distanza media di circa 100 m Nord dalla centrale scorre il Canale in Destra Reno;
- i terreni sono caratterizzati da due formazioni principali; una sabbiosa che dal piano campagna si spinge a circa 10÷11 m di profondità e una coesiva (limo argilloso/sabbioso-argilla limosa) che da questa quota arriva fino a -20 m;
- il suolo è pianeggiante con pendenze tipiche del 0,05-0,01%, è molto profondo ed a moderata disponibilità di ossigeno, moderatamente alcalino e costituito da calcari. La granulometria varia da grossolana a media;
- l'area è a drenaggio naturale, con un grado di permeabilità almeno medio (k circa 10^{-5} - 10^{-6} m/s);
- la falda soggiace a circa 1 m di profondità dal piano campagna con direzione di deflusso verso Nord, ovvero verso l'alveo del Fiume Reno.

Il sito industriale garantisce la protezione del suolo mediante i seguenti manufatti e metodiche di gestione:

- i serbatoi fuori terra delle sostanze pericolose sono installati in bacini di contenimento aventi una capacità tale da raccogliere tutto il contenuto dei serbatoi e sono sottoposti con frequenza prefissata ad operazioni di manutenzione per controllo corrosioni, deformazioni, paratie, ed eventuali raschiature del fondo. In particolare, sono previsti controlli esterni trimestrali e, per glicole e acque di processo, anche ispezione interna;
- il serbatoio interrato dell'olio lubrificante è a doppia parete con intercapedine pressurizzata,
- i serbatoi interrati delle sostanze pericolose sono sottoposti, con frequenza prefissata, a controlli di tenuta mediante pressurizzazione pneumatica con azoto;
- tutte le aree della Centrale che possono venire in contatto con sostanze chimiche sono opportunamente pavimentate ed impermeabilizzate al fine di proteggere il suolo e la falda sottostante. La pavimentazione, in c.a., è realizzata con adeguate pendenze che convogliano lo sversato verso pozzetti di raccolta, opportunamente ubicati nell'area di ogni impianto e collegati al sistema di raccolta delle acque semioleose;
- l'impianto è dotato di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA), certificato ISO 14001 che attua procedure di gestione e istruzioni di lavoro allo scopo di proteggere suolo e sottosuolo dalla contaminazione delle sostanze chimiche presenti, come:
 - Piano di emergenza interno;
 - Istruzioni di lavoro per le operazioni di carico e scarico dalla pensilina;
 - Procedura di gestione delle sostanze chimiche e delle schede di sicurezza -

Raccomandazioni generali sulla loro manipolazione.

In virtù di questi numerosi sistemi e metodi di contenimento posti in essere, durante tutta la vita produttiva della Centrale non sono mai stati registrati eventi di potenziale contaminazione delle acque sotterranee.

C3) VALUTAZIONE DELLE OPZIONI E DELL'ASSETTO IMPIANTISTICO PROPOSTI DAL GESTORE CON IDENTIFICAZIONE DELL'ASSETTO IMPIANTISTICO RISPONDENTE AI REQUISITI IPPC (POSIZIONAMENTO DELL'IMPIANTO RISPETTO ALLE MTD)

Per la valutazione integrata delle prestazioni ambientali della centrale sono stati considerati i seguenti documenti:

- la Decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31/07/2017 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, così come sostituita dalla Decisione di esecuzione 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 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,
- il BrEF orizzontale *Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency. February 2009*,
- il BrEF orizzontale *Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage. July 2006*,
- il documento “*JRC Reference Report on Monitoring of Emissions to Air and Water from IED Installations*” (2018).

Si precisa che il confronto è stato effettuato esclusivamente con le specifiche BAT applicabili alla centrale in esame. Per quanto riguarda la Decisione di Esecuzione 2021/2326 sui Grandi Impianti di Combustione, risultano applicabili le BAT di cui al § 1. “*Conclusioni generali sulle BAT*” e quelle di cui al § 4.1 “*Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale*”.

Di seguito si riporta il confronto con la Decisione di esecuzione UE 2021/2326 del 30/11/2021, rimandando alla documentazione inviata dal Gestore per il confronto con gli altri documenti di cui al precedente elenco. Si precisa che la centrale risulta conforme ai restanti documenti di cui al precedente elenco.

In relazione al nuovo impianto di cattura della CO₂ si precisa che non vi sono BATC specifiche applicabili a tale impianto nè la Decisione di esecuzione 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 2021 risulta applicabile a tale impianto.

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
Conclusioni generali sulle BAT		
<p>BAT 1. Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado; ii. definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione; iii. pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti; iv. attuazione delle procedure, prestando particolare attenzione ai seguenti aspetti: <i>...omissis...</i> v. controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive, in particolare rispetto a: <i>...omissis...</i> vi. riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace; vii. attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite; viii. attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita, in particolare: <i>...omissis...</i> ix. svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare. In particolare per questo settore, è altresì importante prendere in considerazione le seguenti caratteristiche del sistema di gestione ambientale, che sono illustrate, se del caso, nella BAT corrispondente, x. programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (cfr. BAT 9); xi. un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (cfr. BAT 10 e BAT 11); xii. un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16; xiii. un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare: <i>...omissis...</i> xiv. un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi; 	<p>Eni S.p.a. è dotata di un Sistema di Gestione Integrato HSE, conforme alla norma ISO 14001 per la parte Ambientale e conforme alla norma ISO 45001 per la parte di Sicurezza.</p> <p>Secondo quanto stabilito dall'AIA, il SGA deve prevedere l'impegno della direzione, anche nella definizione della politica ambientale, che deve prevedere il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione, procedure e la loro attuazione tenendo conto della struttura, delle responsabilità, del coinvolgimento del personale e della comunicazione, del controllo dei processi e della pianificazione della manutenzione, della risposta alle emergenze; inoltre deve porre attenzione alle tecnologie più pulite, agli impatti dovuti all'eventuale smantellamento dell'installazione anche durante la progettazione di nuove parti.</p>	<p>Applicata</p>

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità												
<p>xv. un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente: ...<i>omissis</i>...</p> <p>xvi. per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente: ...<i>omissis</i>...</p>														
<p>BAT 2. Determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p>	<p>In Centrale è previsto il controllo dei consumi di fuel gas (m³/anno) e di energia elettrica (kWh/anno) con cadenza trimestrale, registrando le misurazioni in formato elettronico o cartaceo e riportando un resoconto nel report annuale AIA.</p> <p>Per la misura del consumo di fuel gas sono utilizzati misuratori fiscali provvisti di certificato di taratura, e rientranti nei requisiti previsti per la contabilizzazione delle emissioni di CO₂, secondo la direttiva comunitaria 2003/87/CE – Emission Trading e s.m.i., alla quale la Centrale di Casalborsetti è assoggettata.</p> <p>Non sono effettuate specifiche prove di prestazione a pieno carico.</p>	Applicata												
<p>BAT 3. Monitorare i principali i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito.</p> <table border="1" data-bbox="174 798 1070 1165"> <thead> <tr> <th>Flusso</th> <th>Parametro/i</th> <th>Monitoraggio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Effluente gassoso</td> <td>Portata</td> <td>Determinazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td>Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td> <td rowspan="2">Misurazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td>Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾</td> </tr> <tr> <td>Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</td> <td>Portata, pH e temperatura</td> <td>Misurazione in continuo</td> </tr> </tbody> </table> <p>⁽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.</p>	Flusso	Parametro/i	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾	Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	<p>Le emissioni in atmosfera delle 4 turbine (punti di emissione E18/a, E19/a, E27/a, E28/a) vengono monitorate in continuo per i parametri:</p> <ul style="list-style-type: none"> portata (Nm³/h), tenore di ossigeno (vol. %) temperatura (°C). <p>e in discontinuo (monitoraggio periodico) per i parametri:</p> <ul style="list-style-type: none"> contenuto di vapor d'acqua nel gas umido %v/v tenore di ossigeno (vol. %) temperatura (°C) pressione dinamica differenziale media (Pa) pressione assoluta (Pa) portata volumetrica del flusso (Nm³/h). <p>La centrale non produce acque reflue dal trattamento degli effluenti gassosi.</p> <p>Nonostante la BATC <u>non sia applicabile al nuovo impianto di cattura della CO₂</u>, si segnala che sul punto di emissione E38 (assorbitore della CO₂) vengono monitorati in continuo i seguenti parametri:</p> <ul style="list-style-type: none"> portata (Nm³/h), tenore di ossigeno (vol. %) temperatura (°C), vapore acqueo. 	Applicata
Flusso	Parametro/i	Monitoraggio												
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo												
	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo												
	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾													
Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo												
<p>BAT 4. Monitorare le emissioni in atmosfera 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.</p>	<p>Le emissioni in atmosfera delle 4 turbine sono monitorate in continuo, mediante il rilevamento, fra gli altri parametri, della concentrazione degli inquinanti NOx e CO.</p>	Applicata												

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
<p>...omissis...</p>	<p>Il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni è conforme alle seguenti norme:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UNI EN 15259:2008 • UNI EN ISO 14956:2004 • UNI 10169:2001. <p>Non sono presenti sulle emissioni provenienti dalla 4 turbine sistemi di riduzione catalitica selettiva (SCR) né di riduzione catalitica non selettiva (SNCR).</p> <p>Nonostante la BATC <u>non sia applicabile al nuovo impianto di cattura della CO₂</u>, si segnala che sul punto di emissione E38 (assorbitore della CO₂) viene effettuato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • un monitoraggio periodico (trimestrale) con laboratorio esterno per i seguenti parametri: NOx, formaldeide, aldeidi, etilammina, dietilammina e NH₃, • un monitoraggio in continuo dei seguenti parametri: NOx, CO, CO₂, THC. 	
<p>BAT 5. La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata nella tabella 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.</p>	<p>Non sono presenti emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi</p>	<p>Non Applicabile</p>
<p>BAT 6. Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Dosaggio e miscela dei combustibili b) Manutenzione del sistema di combustione c) Sistema di controllo avanzato d) Buona progettazione delle apparecchiature di combustione e) Scelta del combustibile 	<p>In relazione alle tecniche indicate nella BAT:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) non applicabile, b) adottato in Centrale un programma di ispezione, manutenzione e controllo di tutti i sistemi presenti, secondo il sistema SAP, c) in Centrale è presente un sistema di controllo integrato DCS che consente la sorveglianza e il controllo computerizzato dei parametri di buon funzionamento delle apparecchiature e dei circuiti di processo e dei servizi. Il sistema di monitoraggio in continuo delle turbine, misura fra gli altri, i parametri CO e Ossigeno per una ottimizzazione della combustione, d) non applicabile, e) il fuel gas utilizzato in Centrale è esente da zolfo e mercurio. 	<p>Applicata</p>
<p>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.</p>	<p>Non sono presenti sistemi SCR o SNCR per le turbine presenti in centrale.</p> <p>Nonostante la BATC <u>non sia applicabile al nuovo impianto di cattura della CO₂</u>, si segnala che il punto emissivo E38 (assorbitore della CO₂) sarà dotato di un sistema di abbattimento DeNOx di tipo SCR. Il design del sistema SCR sarà ottimizzato per ridurre le emissioni</p>	<p>Non Applicabile</p>

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
<p>BAT-AEL risultante dall'uso dell'SCR e/o SNCR: < 3-10 mg/Nm³ 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.</p>	<p>ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo lo stesso in modo omogeneo e calibrando in maniera ottimale l'iniezione. Inoltre è prevista in testa alla colonna di assorbimento, prima dell'invio a camino E38, l'installazione di una sezione di lavaggio e demisting per minimizzare trascinamenti di inquinanti in atmosfera.</p>	
<p>BAT 8. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati</p>	<p>Le 4 turbine Nuovo Pignone sono dotate di sistema di abbattimento degli NOx mediante controllo della temperatura in camera di combustione: attraverso una valvola a tre vie viene immessa nella camera di combustione acqua demineralizzata vaporizzata, la cui portata viene definita da un sistema di controllo di ciascuna turbina, in funzione del valore misurato della portata del gas combustibile, in modo che il rapporto fra fuel ed acqua rispetti la curva caratteristica di controllo.</p>	Applicata
<p>BAT 9. Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1):</p> <ol style="list-style-type: none"> i. caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ii. prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. 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 	<p>Il fuel gas in alimentazione delle turbine viene campionato ed analizzato con cadenza trimestrale da laboratorio accreditato secondo la Norma ISO/IEC/17025 per la contabilizzazione delle emissioni di CO₂, così come previsto dalla direttiva comunitaria attualmente recepita in Italia dal D. Lgs 30/2013, alla quale la Centrale di Casalborsetti è assoggettata.</p> <p>Le analisi del fuel gas vengono svolte per rilevare le sostanze e i parametri seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● CO₂, N₂, O₂ ● CH₄, C₂H₆, C₃, C₄, C₅, C₆, C₇, C₈, C₉₊, C₆H₆ ● H₂S ● Densità, Peso Molecolare, Fattore di compressione, Indice di Wobbe, Potere Calorifico Superiore, Potere Calorifico Inferiore. 	Applicata
<p>BAT 10. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'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:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 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; 	<p>I blocchi delle turbine possono avvenire in condizioni di emergenza (tipo ESD o tipo PSD) oppure possono essere programmati, in funzione delle esigenze di manutenzione. I blocchi ESD (di emergenza, per esempio a causa di incendio nel cabinato turbina) causano la depressurizzazione automatica della macchina con emissione nella linea di blow down (collettata allo sfiato freddo di AP) del gas contenuto all'interno della macchina. I blocchi PSD determinerebbero solo la fermata pressurizzata della linea di impianto interessata dal blocco. Se la macchina non viene riavviata entro un tempo prefissato dalla fermata, pari a 8 h, il gas contenuto nel tratto di impianto isolato viene automaticamente depressurizzato nella linea di blow down (collettata allo sfiato freddo di AP).</p> <p>I blocchi vengono registrati e sullo SME è stato implementato un report specifico dei transitori.</p>	Applicata

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
<ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Le emissioni in atmosfera in condizioni di esercizio diverse da quelle normali sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> fumi di combustione delle turbine nelle fasi di avvio e arresto delle macchine gas naturale scaricato in candela di A.P. in caso manutenzione e blocchi ESD e PSD. <p>Si specificano di seguito i punti della BAT 6 applicati:</p> <ul style="list-style-type: none"> punto B: in centrale viene applicato un programma di ispezione, manutenzione e controllo di tutti i sistemi presenti, secondo il sistema SAP, punto C: il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni presente sui camini delle 4 turbine rileva tutti i parametri di emissioni anche durante le fasi di avvio e arresto delle macchine. 	
<p>BAT 11. Monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali</p>	<p>Si rimanda alla BAT 10.</p>	<p>Applicata</p>
<p>BAT 12. Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito:</p> <ol style="list-style-type: none"> Ottimizzazione della combustione Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro Ottimizzazione del ciclo del vapore Riduzione al minimo del consumo di energia Preriscaldamento dell'aria di combustione Preriscaldamento del combustibile Sistema di controllo avanzato Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato Recupero di calore da cogenerazione (CHP) Disponibilità della CHP Condensatore degli effluenti gassosi Accumulo termico Camino umido Scarico attraverso torre di raffreddamento Preessiccamento del combustibile Riduzione al minimo delle perdite di calore Materiali avanzati Potenziamento delle turbine a vapore 	<p>Sono applicate le delle tecniche a) e g).</p> <p>In Centrale è presente un sistema di controllo integrato DCS che consente la sorveglianza e il controllo computerizzato dei parametri di buon funzionamento delle apparecchiature e dei circuiti di processo e dei servizi.</p> <p>Le 4 turbine Nuovo Pignone sono dotate di sistema di abbattimento NOx mediante controllo della temperatura in camera di combustione: attraverso una valvola a tre vie viene immessa, nella camera di combustione acqua demineralizzata vaporizzata, la cui portata viene definita da un sistema di controllo di ciascuna turbina in funzione del valore misurato della portata del gas combustibile, in modo che il rapporto fra fuel ed acqua rispetti la curva caratteristica di controllo.</p> <p>Il sistema di monitoraggio in continuo delle turbine, misura fra gli altri, i parametri CO e Ossigeno.</p> <p>I camini di emissione delle turbine TK03 e TK06 sono dotati di fascio tubiero (da una altezza di 4 m ad 1 m sotto l'estremità superiore del camino) per il recupero del calore contenuto nei fumi.</p> <p>In seguito alla realizzazione del nuovo impianto di cattura della CO₂, il camino della turbina KA04 sarà dotato di un Generatore di Vapore a Recupero di Calore (HRSG) per il recupero del calore contenuto nei fumi, nel quale verrà prodotto vapore a bassa pressione di caratteristiche idonee alle richieste di processo dell'impianto di cattura della CO₂.</p>	<p>Applicata</p>

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
s) Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche		
<p>BAT 13. 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 seguenti:</p> <p>a) Riciclo dell'acqua b) Movimentazione a secco delle ceneri pesanti</p>	<p>La centrale non effettua movimentazione di ceneri pesanti e non produce scarichi idrici derivanti direttamente dalla combustione nelle 4 turbine nuovo Pignone.</p> <p>La centrale produce acque reflue industriali provenienti dall'impianto Demi. Al fine di ridurre il consumo d'acqua, le acque di scarico dell'impianto di demineralizzazione vengono riutilizzate per integrare i livelli nei serbatoi di stoccaggio dell'acqua industriale e antincendio, riducendo l'approvvigionamento dall'acquedotto pubblico. Le acque stoccate nel serbatoio acqua industriale sono prelevate per la pulizia di apparecchiature, piazzali e bacini di contenimento. I quantitativi in esubero, che non possono essere riutilizzati, vengono inviati allo scarico S1.</p>	Applicata
<p>BAT 14. Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, tenere distinti i flussi delle acque reflue (acque meteoriche di dilavamento superficiale, acqua di raffreddamento, acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi) e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.</p>	<p>Gli scarichi idrici di centrale sono raccolti e scaricati separatamente per tipologia, anche per il nuovo impianto di cattura della CO₂.</p> <p>Si precisa che non sono prodotti scarichi idrici derivanti direttamente dalla combustione nelle 4 turbine nuovo Pignone.</p>	Applicata
<p>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 nella tabella.</p>	<p>Non presenti acque reflue da trattamento effluenti gassosi. Gli eventuali blow down del nuovo impianto di cattura della CO₂ vengono raccolti e smaltiti come rifiuto in conformità con la normativa vigente.</p>	Non Applicabile
<p>BAT 16. 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:</p> <p>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: ...<i>omissis</i>...</p>	<p>Non sono prodotti rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento.</p>	Non Applicabile
<p>BAT 17. Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito:</p> <p>a) Misure operative b) Apparecchiature a bassa rumorosità c) Attenuazione del rumore d) Dispositivi anti rumore e) Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici</p>	<p>Applicata la tecnica d).</p> <p>La Centrale di trattamento gas lavora a ciclo continuo 24 ore su 24. Le turbine sono dotate di cabinati chiusi insonorizzati, inoltre le emissioni acustiche sono mitigate da pannelli fonoassorbenti.</p>	Applicata

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità																																																															
4.1 Conclusioni sulla BAT per la combustione di gas naturale																																																																	
BAT 40. Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione di gas naturale, utilizzare una combinazione delle tecniche della BAT12 e ciclo combinato	Vedi BAT 12	Applicata																																																															
<p>Tabella 23: Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale</p> <p style="text-align: center;"><i>Tabella 23</i></p> <p style="text-align: center;">Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale</p> <table border="1" data-bbox="197 584 1016 1150"> <thead> <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 (%) ⁽¹⁾ ⁽⁴⁾</th> <th colspan="2">Efficienza meccanica netta (%) ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾</th> </tr> <tr> <th>Nuova unità</th> <th>Unità esistente</th> <th>Nuova unità</th> <th>Unità esistente</th> </tr> </thead> <tbody> <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> </tbody> </table> <p>⁽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.</p>	Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL (%) ⁽¹⁾ ⁽²⁾					Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽¹⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾		Nuova unità	Unità esistente	Nuova unità	Unità esistente	Motore a gas	39,5-44 ⁽⁶⁾	35-44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.		Caldaia a gas	39-42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL.		Turbina a gas a ciclo aperto, ≥ 50 MW _{th}	36-41,5	33-41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41	Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)						CCGT, 50-600 MW _{th}	53-58,5	46-54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.		CCGT, ≥ 600 MW _{th}	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.		CHP CCGT, 50-600 MW _{th}	53-58,5	46-54	65-95	Nessun BAT-AEEL.		CHP CCGT, ≥ 600 MW _{th}	57-60,5	50-60	65-95	Nessun BAT-AEEL.		Le turbine presenti in centrale hanno ciascuna una potenza < 50 MWt e di conseguenza non rientrano in nessuna casistica indicata in tabella	Non applicabile
Tipo di unità di combustione		BAT-AEEL (%) ⁽¹⁾ ⁽²⁾																																																															
		Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽¹⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾																																																												
	Nuova unità	Unità esistente	Nuova unità		Unità esistente																																																												
Motore a gas	39,5-44 ⁽⁶⁾	35-44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.																																																													
Caldaia a gas	39-42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL.																																																													
Turbina a gas a ciclo aperto, ≥ 50 MW _{th}	36-41,5	33-41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41																																																												
Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)																																																																	
CCGT, 50-600 MW _{th}	53-58,5	46-54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.																																																													
CCGT, ≥ 600 MW _{th}	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.																																																													
CHP CCGT, 50-600 MW _{th}	53-58,5	46-54	65-95	Nessun BAT-AEEL.																																																													
CHP CCGT, ≥ 600 MW _{th}	57-60,5	50-60	65-95	Nessun BAT-AEEL.																																																													
<p>BAT 41. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito:</p> <p>a) Immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (air e/o fuel staging)</p>	La combustione del gas non avviene in caldaie.	Non applicabile																																																															

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
b) Ricircolo degli effluenti gassosi c) Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB) d) Sistema di controllo avanzato e) Riduzione della temperatura dell'aria di combustione f) Riduzione non catalitica selettiva (SNCR) g) Riduzione catalitica selettiva (SCR)		
BAT 42. 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: a) Sistema di controllo avanzato b) Aggiunta di acqua/vapore c) Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN) d) Modi di progettazione a basso carico e) Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB) f) Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Applicate le tecniche a) e b). Le 4 turbine Nuovo Pignone sono dotate di sistema di abbattimento NOx mediante controllo della temperatura in camera di combustione: attraverso una valvola a tre vie viene immessa nella camera di combustione acqua demineralizzata vaporizzata, la cui portata viene definita da un sistema di controllo di ciascuna turbina in funzione del valore misurato della portata del gas combustibile, in modo che il rapporto fra fuel ed acqua rispetti la curva caratteristica di controllo. Il sistema water injection permette un abbattimento degli NOx pari al 70% (riferito al 15% di O2). Nonostante la BATC <u>non sia applicabile al nuovo impianto di cattura della CO₂</u> , si segnala che il punto di emissione E38 (assorbitore della CO ₂) sarà dotato di un sistema di abbattimento DeNOx di tipo SCR.	Applicata
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: a) Sistema di controllo avanzato b) Modalità di combustione magra c) Modalità avanzata di combustione magra d) Riduzione catalitica selettiva (SCR)	La combustione del gas non avviene in motori.	Non Applicabile
BAT 44. 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.	In Centrale è presente un sistema di controllo integrato DCS che consente la sorveglianza e il controllo computerizzato dei parametri di buon funzionamento delle apparecchiature e dei circuiti di processo e dei servizi.	Applicata
Tabella 24: 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 esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica NO _x : BAT-AEL per turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica: 15-50 mg/Nm ³ (media annua)	Le emissioni di NOx derivanti dalle 4 turbine della centrale (punti di emissione E18/a, E19/a, E27/a, E28/a) hanno ottenuto una deroga fino al 31/12/2025 per il rispetto dei BAT-AEL stabiliti dalla tabella 24 per gli NOx, considerato che: <ul style="list-style-type: none"> per i 4 turbocompressori, installati fra il 1990 e il 2001, non vi sono tecnologie applicabili a costi sostenibili adatte ad implementare ulteriori sistemi di abbattimento degli NOx a causa degli esistenti vincoli ingegneristici, 	BAT-AEL non raggiunti (richiesta di deroga del gestore)

Decisione di Esecuzione 2021/2326 - BAT Grandi Impianti di Combustione	Posizione dichiarata dalla ditta	Adeguatezza/ Applicabilità
<p>Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 60.</p> <p style="text-align: center;">25-55 mg/Nm³ (<u>media giornaliera o media periodo di campionamento</u>)</p> <p>Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 65</p>	<ul style="list-style-type: none"> • i 4 turbocompressori risultano sovradimensionati rispetto al profilo di produzione di gas residuo. <p>Successivamente a tale data la centrale sarà riconvertita sostituendo le 4 turbine esistenti (ciascuna di potenza termica pari a 19,17 MWt) con 2 nuove unità di compressione di potenza pari a circa 3 MW a macchina (corrispondente a circa 8 MWt ciascuna).</p>	
<p><u>Livelli medi annui indicativi</u> di CO per le turbine a gas esistenti di potenza ≥ 50 MWt per applicazioni con trasmissione meccanica:</p> <p style="text-align: center;">5-40 mg/Nm³</p> <p>Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm³ per gli impianti che funzionano a basso carico.</p>	<p>Per quanto riguarda le <u>emissioni di CO</u>, le turbine presenti in centrale hanno ciascuna una potenza < 50 MWt.</p>	
<p>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.</p>	<p>La combustione del gas non avviene in motori.</p>	<p>Non applicabile</p>

SEZIONE D - SEZIONE DI ADEGUAMENTO IMPIANTO E SUE CONDIZIONI DI ESERCIZIO

D1) PIANO D'ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO E SUA CRONOLOGIA - CONDIZIONI, LIMITI E PRESCRIZIONI DA RISPETTARE FINO ALLA DATA DI COMUNICAZIONE DI FINE LAVORI DI ADEGUAMENTO

Dalla valutazione integrata ambientale e con particolare riferimento al posizionamento dell'installazione rispetto alle BAT di cui alla precedente Sezione C, risulta che l'installazione non è adeguata rispetto alla Decisione di esecuzione UE 2021/2326 del 30/11/2021 (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), limitatamente alle emissioni in atmosfera di NOx dalle 4 turbine della centrale (punti di emissione E18/a, E19/a, E27/a, E28/a). In particolare le emissioni di NOx delle 4 turbine della centrale non riescono a rispettare i BAT-AEL indicati nella Tabella 24 della BATC.

Considerato che:

- per i 4 turbocompressori, installati fra il 1990 e il 2001, non vi sono tecnologie applicabili a costi sostenibili adatte ad implementare ulteriori sistemi di abbattimento degli NOx a causa degli esistenti vincoli ingegneristici,
- i 4 turbocompressori risultano sovradimensionati rispetto al profilo di produzione di gas residuo,

il gestore ha richiesto una deroga fino al 31/12/2025 per il rispetto dei BAT-AEL stabiliti dalla Tabella 24 per gli NOx. Successivamente a tale data la centrale sarà riconvertita sostituendo le 4 turbine esistenti (ciascuna di potenza termica pari a 19,17 MWt) con 2 nuove unità di compressione di potenza pari a circa 3 MW a macchina (corrispondente a circa 8 MWt ciascuna).

Non si prevedono azioni di adeguamento/miglioramento.

D2) CONDIZIONI GENERALI PER L'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO

D2.1) Finalità

Quanto riportato nei successivi paragrafi della sezione D, definisce le condizioni e prescrizioni che il gestore deve rispettare per l'esercizio dell'installazione; è importante ricordare che ogni variazione o modifica degli impianti, della loro gestione (per quanto definito nel presente atto), delle condizioni di funzionamento riportate nei paragrafi successivi e dello svolgimento di tutte le attività di monitoraggio previste, deve essere tempestivamente comunicata per mezzo del portale IPPC-AIA, come previsto dalle DGR 1113/2011 e 5249/2012: tale comunicazione costituisce domanda di modifica dell'AIA, da valutare ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs 152/06 e smi.

In merito agli opportuni requisiti di controllo, secondo quanto riportato nei paragrafi e sottoparagrafi della sezione D parte integrante della presente AIA, dedicati al monitoraggio, si dovrà provvedere a verifiche periodiche come ivi indicato.

Ove previsto e ritenuto necessario, nel seguito si provvede a regolamentare le situazioni diverse dal funzionamento a regime, prevedendo le eventuali misure da adottare.

D2.2) Condizioni relative alla gestione dell'impianto

L'installazione deve essere esercitata nel rispetto di quanto indicato nel precedente paragrafo C3 in relazione alle BAT applicabili e secondo tutte le procedure di carattere gestionale inserite nel Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato dall'azienda.

L'installazione deve essere condotta con modalità e mezzi tecnici atti ad evitare pericoli per l'ambiente e il personale addetto.

Tutte le strutture e gli impianti dovranno essere mantenute in buone condizioni operative e di pulizia, garantendo un agevole accesso a tutte le aree aziendali.

Nelle eventuali modifiche degli impianti, da comunicare e valutare ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi, il gestore deve preferire le scelte impiantistiche che permettano di:

- ottimizzare l'utilizzo delle risorse ambientali e dell'energia;
- ridurre la produzione di rifiuti soprattutto pericolosi;
- ottimizzare i recuperi comunque intesi;
- diminuire le emissioni in atmosfera, anche migliorando il rendimento dei sistemi di contenimento.

Al fine di garantire il rispetto delle prescrizioni specifiche inerenti il monitoraggio ambientale e il monitoraggio e controllo dell'installazione, il gestore deve verificare preventivamente le capacità e le dotazioni dei laboratori a cui intende affidare le attività di campionamento e analisi correlate alla presente AIA, privilegiando i laboratori di analisi accreditati.

Il gestore deve fornire all'Organo di Controllo l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle ispezioni, il prelievo di campioni, la raccolta di informazioni e qualsiasi altra operazione inerente al controllo del rispetto delle condizioni stabilite nell'AIA.

D2.3) Comunicazioni e requisiti di notifica e informazione

Il gestore è tenuto a comunicare tempestivamente ad ARPAE – SAC e ST di Ravenna il completamento degli interventi e/o azioni di adeguamento/miglioramento indicati nel paragrafo D1) dell'Allegato alla presente AIA, ove previsti.

Come previsto dall'art. 29-sexies, comma 6) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, deve essere redatta **annualmente** dal gestore una relazione descrittiva di **tutte** le attività di monitoraggio richieste dall'AIA (**REPORT ANNUALE**), contenente gli esiti degli autocontrolli svolti e la verifica di conformità rispetto ai limiti puntuali ovvero alle prescrizioni contenute nell'AIA stessa, nonché un'analisi dell'andamento dei dati con approfondimento in merito ad eventuali anomalie.

Tale Report Annuale dovrà essere trasmesso **entro il 30 aprile dell'anno successivo**, ad ARPAE – SAC e ST di Ravenna e al Comune di riferimento.

Una volta disponibili saranno forniti al gestore i modelli standard per il reporting dei dati. Fino a quel tempo i dati del monitoraggio vengono forniti sulla base di formati standard eventualmente già in uso ovvero su modelli predisposti dal gestore stesso.

Si rammenta che tale Report Annuale è specifico delle attività di monitoraggio e pertanto non dovrà essere utilizzato per comunicazioni ulteriori non espressamente richieste.

Nel Report Annuale, che deve essere compilato in ogni parte pertinente riportando anche i valori pari a zero, devono essere inseriti anche gli interventi di manutenzione/ripristino e le pulizie annuali degli impianti di trattamento.

In attuazione dei contenuti della Determinazione n. 1063 del 02/02/2011 della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia-Romagna, si rammenta che lo strumento obbligatorio per l'invio dei report annuali delle installazioni IPPC è il portale IPPC-AIA; il caricamento sul portale dei files elaborati dal gestore deve avvenire con le modalità riportate nell'Allegato 1 di detta determinazione.

Fatta salva la disciplina relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, ai sensi dell'art. 29-undecies, comma 1) del D.Lgs n. 152/2006 e smi in caso di incidenti o eventi imprevisi che incidano in modo significativo sull'ambiente, nonché eventi incidentali di particolare rilievo tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta via PEC (se necessario anche pronta notifica per vie brevi) e nel minor tempo tecnicamente possibile, ad ARPAE - SAC e ST di Ravenna, informando anche sulle misure che è tenuto ad adottare immediatamente per limitare le conseguenze ambientali e a prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisi.

Nel più breve tempo possibile (entro la mattina del giorno lavorativo successivo a quello in cui si verifica l'evento), il gestore è tenuto a comunicare ad ARPAE - SAC e ST di Ravenna, tramite PEC, i seguenti eventi:

- superamento di un valore limite relativo ad una misurazione puntuale. La comunicazione deve contenere anche le prescrizioni specifiche riportate nell'autorizzazione, gli interventi che il gestore intende attuare per rientrare nei limiti e una valutazione sulle possibili cause di tale superamento;
- avarie, guasti, anomalie che richiedono la fermata degli impianti di abbattimento/trattamento e il ripristino di funzionalità successivo a tali eventi;
- fermata straordinaria degli impianti non programmata a seguito di avarie, guasti e anomalie;
- accadimento di eventi incidentali quali incendi, allagamenti o altri eventi non prevedibili conseguenti ad incidenti/anomalie che possano causare emissioni accidentali in aria, acqua, suolo con potenziali impatti sull'ambiente;

oltre a mettere in atto, se del caso, le procedure previste nel Piano di Emergenza Interno che il gestore è tenuto ad adottare.

Se l'installazione è dotata di certificazione del Sistema di Gestione Ambientale ISO 14001 o certificazione EMAS, in caso di decadenza il Gestore dovrà darne immediata comunicazione all'Autorità Competente tramite Pec. L'Autorità Competente effettuerà le valutazioni di competenza sulla durata di validità dell'AIA.

D2.4) Emissioni in atmosfera (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali

Le emissioni in atmosfera derivanti dall'installazione oggetto della presente AIA sono autorizzate, ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs n. 152/2006 e smi, nel rispetto dei valori limite di emissione e delle prescrizioni di seguito indicati, individuati sulla base di:

- D.Lgs. n. 152/2006 e smi - Parte V, Titolo I in materia di prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività;
- Migliori Tecniche Disponibili individuate sulla base dei criteri citati alla precedente sezione C;
- DGR della Regione Emilia-Romagna n. 2236/2009 e smi in materia di autorizzazioni alle emissioni in atmosfera recante interventi di semplificazione e omogeneizzazione delle procedure e determinazione delle prescrizioni delle autorizzazioni di carattere generale per le attività in deroga ai sensi dell'art. 272 del D.Lgs. n. 152/2006 e smi;
- criteri per l'autorizzazione e il controllo delle emissioni inquinanti in atmosfera approvati dal CRIAER;
- specifiche tecniche indicate dalla Ditta in merito ai processi e all'efficienza dei sistemi di abbattimento;
- valutazione dei dati degli autocontrolli dell'azienda forniti attraverso i report annuali.

Nelle eventuali modifiche dell'impianto, il gestore deve preferire le scelte impiantistiche che permettano di:

- ottimizzare l'utilizzo delle risorse ambientali e dell'energia;
- ridurre la produzione di rifiuti, soprattutto pericolosi;
- ottimizzare i recuperi comunque intesi;
- diminuire le emissioni in atmosfera con particolare riferimento ai parametri NO_x e polveri.

Limiti

I valori limite di emissione di seguito indicati si applicano ai "periodi di normale funzionamento" dell'impianto, intesi come i periodi in cui l'impianto è in funzione con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o di arresto i periodi di oscillazione che si verificano regolarmente nello svolgimento della funzione dell'impianto.

Punto di emissione E1 – Termodistruttore (candela evaporatrice) 230-FJ-02 (potenza termica nominale 1,9 MWt, alimentato a metano)¹

Portata massima (Nm ³ /h)	24.000
Altezza (m)	20
Temperatura (°C)	950
Sezione (m ²)	0,6362
Durata (h/g)	24
Concentrazione massima ammessa di inquinanti	
NO _x (mg/Nm ³)	350
CO (mg/Nm ³)	100
COT (mg/Nm ³)	20

Punto di emissione E4 – Riscaldatore gas/acqua 410-FZ-01 (potenza termica nominale 1,15 MWt, alimentato a metano)

Portata massima (Nm ³ /h)	2.000
Altezza (m)	8,5
Temperatura (°C)	400
Sezione (m ²)	0,09621

¹ Questa emissione non costituisce un medio impianto di combustione, rientrando nelle esclusioni stabilite dall'art. 273-bis comma 10 lettera b) del D.Lgs. 152/2006 e smi.

Durata (h/g)	24	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 3%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2029	VLE dal 01/01/2030
Polveri (mg/Nm ³)	5 ⁽¹⁾	5 ⁽¹⁾
NO _x (mg/Nm ³)	350	250
SO _x (mg/Nm ³)	35 ⁽¹⁾	35 ⁽¹⁾
NOTE: (1) Il valore limite di emissione si considera rispettato se è utilizzato come combustibile metano.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%.

Punto di emissione E5 – Riscaldatore gas/acqua 410-FZ-02 (potenza termica nominale 1,15 MWt, alimentato a metano)

Portata massima (Nm ³ /h)	2.000	
Altezza (m)	8,5	
Temperatura (°C)	400	
Sezione (m ²)	0,09621	
Durata (h/g)	24	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 3%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2029	VLE dal 01/01/2030
Polveri (mg/Nm ³)	5 ⁽¹⁾	5 ⁽¹⁾
NO _x (mg/Nm ³)	350	250
SO _x (mg/Nm ³)	35 ⁽¹⁾	35 ⁽¹⁾
NOTE: (1) Il valore limite di emissione si considera rispettato se è utilizzato come combustibile metano.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%.

Punto di emissione E12 – Rigeneratore TEG 380-XZ-01 (potenza termica nominale 1,2 MWt, alimentato a metano)

Portata massima (Nm ³ /h)	1.500	
Altezza (m)	12	
Temperatura (°C)	400	
Sezione (m ²)	0,07069	
Durata (h/g)	24	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 3%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2029	VLE dal 01/01/2030
Polveri (mg/Nm ³)	5 ⁽¹⁾	5 ⁽¹⁾
NO _x (mg/Nm ³)	350	250
SO _x (mg/Nm ³)	35 ⁽¹⁾	35 ⁽¹⁾

NOTE:

(1) Il valore limite di emissione si considera rispettato se è utilizzato come combustibile metano.

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%.

Punto di emissione E13 – Rigeneratore TEG 380-XZ-02 (potenza termica nominale 1,2 MWt, alimentato a metano)

Portata massima (Nm ³ /h)	1.500	
Altezza (m)	12	
Temperatura (°C)	400	
Sezione (m ²)	0,07069	
Durata (h/g)	24	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 3%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2029	VLE dal 01/01/2030
Polveri (mg/Nm ³)	5 ⁽¹⁾	5 ⁽¹⁾
NO _x (mg/Nm ³)	350	250
SO _x (mg/Nm ³)	35 ⁽¹⁾	35 ⁽¹⁾
NOTE: (1) Il valore limite di emissione si considera rispettato se è utilizzato come combustibile metano.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 3%.

Punto di emissione E18a – Turbina di compressione gas Nuovo Pignone KA03 (potenza termica nominale 19,17 MWt)

Portata massima (Nm ³ /h)	100.000	
Altezza (m)	17	
Temperatura (°C)	450	
Sezione (m ²)	2,243	
Durata (h/g)	24	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 15%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2025 (1)	VLE dal 01/01/2026 (1)
CO (mg/Nm ³)	100	100
NO _x (mg/Nm ³)	150	60 (media annua) 65 (media giornaliera)
NOTE: (1) Il VLE è da intendersi come valore medio orario, salvo diversamente specificato tra parentesi.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Punto di emissione E19a – Turbina di compressione gas Nuovo Pignone KA04 (potenza termica nominale 19,17 MWt)

Portata massima (Nm ³ /h)	100.000	
Altezza (m)	20	
Temperatura (°C)	450	
Sezione (m ²)	4,486	
Durata (h/anno)	720	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 15%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2025 (1)	VLE dal 01/01/2026 (1)
CO (mg/Nm ³)	100	100
NO _x (mg/Nm ³)	150	60 (media annua) 65 (media giornaliera)
NOTE: (1) Il VLE è da intendersi come valore medio orario, salvo diversamente specificato tra parentesi.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Punto di emissione E27a – Turbina di compressione gas Nuovo Pignone KA05 (potenza termica nominale 19,17 MWt)

Portata massima (Nm ³ /h)	100.000	
Altezza (m)	15,35	
Temperatura (°C)	450	
Sezione (m ²)	4,486	
Durata (h/anno)	720	
Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 15%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2025 (1)	VLE dal 01/01/2026 (1)
CO (mg/Nm ³)	100	100
NO _x (mg/Nm ³)	150	60 (media annua) 65 (media giornaliera)
NOTE: (1) Il VLE è da intendersi come valore medio orario, salvo diversamente specificato tra parentesi.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Punto di emissione E28/a – Turbina di compressione gas Nuovo Pignone KA06 (potenza termica nominale 19,17 MWt)

Portata massima (Nm ³ /h)	100.000	
Altezza (m)	17	
Temperatura (°C)	450	
Sezione (m ²)	2,243	
Durata (h/g)	24	

Concentrazione massima ammessa di inquinanti <i>rif. O₂ 15%, fumi anidri</i>		
Inquinante	VLE fino al 31/12/2025 (1)	VLE dal 01/01/2026 (1)
CO (mg/Nm ³)	100	100
NO _x (mg/Nm ³)	150	60 (media annua) 65 (media giornaliera)
NOTE: (1) Il VLE è da intendersi come valore medio orario, salvo diversamente specificato tra parentesi.		

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Punto di emissione E38 – Assorbitore CO₂ - NUOVO

Portata massima (Nm ³ /h)	84.000
Altezza (m)	49,61
Temperatura (°C)	43
Sezione (m ²)	0,999
Durata (h/giorno)	24
Concentrazione massima ammessa di inquinanti	
Inquinante	VLE
NO _x (mg/Nm ³)	40
CO (mg/Nm ³)	40
NH ₃ (mg/Nm ³)	60
Ammine totali	20
di cui:	
Formaldeide (mg/Nm ³)	1
Ammine primarie (etilammina) (mg/Nm ³)	4
Ammine secondarie (dietilammina) (mg/Nm ³)	4
Aldeidi (mg/Nm ³)	11

I valori limite di emissione sono riferiti a gas secchi in condizioni normali (temperatura di 273,15 K e pressione di 101,3 kPa) e il tenore volumetrico dell'ossigeno di riferimento è quello derivante dal processo.

In considerazione delle caratteristiche scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico, nonché in considerazione di quanto stabilito dall'art. 272 c. 5 del D.Lgs. 152/2006 e smi, sono altresì autorizzate, senza indicare limiti specifici e nel rispetto delle prescrizioni di seguito indicate, le seguenti emissioni in atmosfera:

- **E2:** candela di emergenza linea AP 230-FC-01: riceve il gas scaricato dal sistema di depressurizzazione automatico della Centrale, dalle linee di depressurizzazione manuale delle condotte in arrivo alla Centrale e delle valvole di sicurezza installate su apparecchiature interessate dai fluidi di processo. A meno di situazioni di emergenza, di funzionamento anomalo o di particolari necessità di impianto la candela di sfiato in AP è normalmente inattiva,
- **E3:** candela di emergenza linea BP 230-FC-02: riceve il gas dal sistema di degasaggio dell'olio di tenuta dei turbocompressori in caso di malfunzionamento dello stesso (in condizioni normali, invece, il gas che si libera dal degasaggio olio delle tenute è reimmesso in aspirazione ai compressori) e durante le fermate delle turbine,

- **E10 ed E11:** rigeneratori rispettivamente DEG 560-XZ-02 e DEG 560-XZ-03 (potenza termica nominale di ciascun rigeneratore pari a 0,46 MWt, alimentati a metano; emissioni scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico in quanto ricadenti nell'Allegato IV alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 e smi, Parte I, punto dd)),
- **E26:** torcia FJ-02 (in emergenza alternativa al termodistruttore E1),
- **E20:** gruppo elettrogeno di emergenza,
- **E23:** motopompa diesel per antincendio,
- **E32:** motocompressore diesel di emergenza,
- **E36/a:** cappa laboratorio analisi,
- **E36/b:** cappa aspirazione lavandino laboratorio analisi,
- **E37:** caldaia ad uso civile alimentata a metano,
- **E41 (nuovo impianto di cattura della CO₂):** sfiato analizzatore CO₂,
- **E42 (nuovo impianto di cattura della CO₂):** sfiato analizzatore CO₂.

Prescrizioni

- 1) Il flusso di massa annuo di NO_x emesso complessivamente dai punti di emissione in atmosfera E18a, E19a, E27a, E28a ed E38 deve rispettare il seguente limite:

Emissioni	Flusso di massa annuo di NO _x complessivo delle 5 emissioni (t/anno) (1)
E18a, E19a, E27a, E28a ed E38	105 ²
NOTE: (1) Valore calcolato considerando la media su un periodo di un anno delle medie orarie valide misurate in continuo.	

- 2) L'installazione a far data dal 1 gennaio 2026 dovrà essere adeguata alla Decisione di esecuzione 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 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, in particolare ai VLE di riferimento e al monitoraggio in continuo dei parametri previsti, che dovrà essere conforme alla norma Uni En 14181.
- 3) Il periodo intercorrente tra la messa in esercizio e la messa a regime della nuova emissione in atmosfera E38 non deve avere durata superiore a 60 giorni.
- 4) Per il nuovo punto di emissione E38 deve essere espletata la procedura prevista per la messa a regime, ai sensi dell'art. 269, comma 6) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, effettuando 3 autocontrolli per i parametri autorizzati nei primi 10 giorni a partire dalla data di messa a regime degli impianti (uno il primo giorno, uno l'ultimo giorno ed uno in un giorno intermedio scelto dal gestore). I risultati di tali misurazioni delle emissioni in atmosfera devono essere trasmessi tramite PEC, ad Arpa - SAC e ST di Ravenna, entro 30 giorni decorrenti dalla data di messa a regime degli impianti (vedi anche punto "Requisiti di notifica specifici" per la trasmissione dei risultati).
- 5) L'attivazione del sistema di sfiato della CO₂, con conseguente convogliamento degli sfiati della CO₂ ad alta pressione al camino E19a, è autorizzato solo nei seguenti casi:
- a) malfunzionamento dell'impianto di cattura della CO₂, con conseguente fuori specifica del fluido prodotto tale da non rispettare i parametri per l'iniezione nel giacimento previsti dal DM del 23/01/2023,
 - b) avviamento dell'impianto di cattura della CO₂,
 - c) depressurizzazione dell'impianto di cattura della CO₂,
 - d) depressurizzazione della sealine di trasporto della CO₂,

² Valore calcolato considerando il funzionamento contemporaneo di 2 turbine, alla massima portata autorizzata, con una concentrazione massima all'emissione pari al BAT-AEL stabilito dalla tabella 24 della *Decisione di esecuzione 2021/2326 della Commissione del 30 novembre 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* per le emissioni di NO_x delle turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica entrate in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 (pari a 60 mg/Nm³).

e) eventuali scenari di indisponibilità del sistema offshore.

Considerato che l'attivazione del sistema di sfiato della CO₂ può avere una durata anche protratta nel tempo e che contemporaneamente comporta l'impossibilità di verificare il rispetto dei limiti stabiliti in AIA per il punto di emissione E19a (a causa della diluizione dei fumi di combustione della turbina con la CO₂ ad alta pressione derivante dal sistema di sfiato) si prescrive quanto segue:

- in caso di attivazione del sistema di sfiato della CO₂, trascorse 48 ore dall'attivazione dello sfiato il gestore deve effettuare sul punto di emissione E19a misure discontinue **giornaliere** della concentrazione di tutti gli inquinanti autorizzati in AIA, con prelievo a monte del punto di convogliamento del flusso di CO₂ proveniente dal sistema di sfiato, in modo tale da garantire la verifica del rispetto dei VLE all'emissione E19a stabiliti in AIA.

6) In caso di attivazione del sistema di sfiato della CO₂ il gestore deve registrare la data di accadimento, la tipologia di evento tra quelli autorizzati al precedente punto e la relativa durata. Tali dati devono essere riportati nel report annuale.

7) I punti di emissione E18a, E19a, E27a ed E28a devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni "SME" in grado di monitorare i seguenti inquinanti:

- Ossidi di azoto (NOx)
- Monossido di Carbonio (CO)

e i seguenti parametri fisici:

- Portata Volumetrica
- Temperatura
- Ossigeno.

8) Il punto di emissione E38 deve essere dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni "SME" in grado di monitorare i seguenti inquinanti:

- Ossidi di azoto (NOx)
- Monossido di Carbonio (CO)
- Anidride carbonica (CO₂)
- Idrocarburi totali (THC),
- VOC,

e i seguenti parametri fisici:

- Portata Volumetrica
- Umidità
- Temperatura
- Ossigeno.

9) I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono utilizzare i principi di misura e devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, calibrazione e taratura secondo quanto indicato nell'Allegato VI alla Parte V del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.

La ditta deve redigere il Manuale di gestione dello SME, di seguito **Manuale SME**, conforme alla Linea Guida Ispra n. 87/2013, ogni modifica del manuale deve essere preventivamente comunicata. I Manuali SME, dovranno essere vigenti all'atto della messa a regime dei vari impianti e aggiornati in funzione a quanto autorizzato in AIA.

Il Manuale SME dovrà contenere tutte le procedure di conformità, le frequenze e le modalità di calibrazione degli strumenti, descrivere le attività necessarie a garantire le prestazioni dello SME; dovranno essere inoltre predisposti i format di comunicazione ad Arpae SAC ed ST di anomalie nella conduzione dell'impianto e di avarie del sistema SME.

Il Manuale dovrà riportare la definizione del Minimo Tecnico univocamente esplicitato e determinato e la definizione dei vari stati di impianto legati al minimo tecnico; dovrà essere inoltre riportata la descrizione della catena di elaborazione del dato a partire dal dato elementare fino al calcolo degli indicatori oggetto di verifica dei VLE.

Il Manuale SME dovrà essere sottoposto a riesame annualmente, da parte del Gestore, anche nell'ambito del proprio Sistema di Gestione Ambientale e la ditta dovrà lasciare traccia documentata di tutte le modifiche; il Manuale di Gestione ha validità massima di 5 anni dalla prima emissione.

Ogni revisione e/o modifica dovranno essere comunicate ad Arpae SAC e ST; tale Manuale dovrà essere tenuto a disposizione degli organi di vigilanza e ispezione nella versione vigente.

I punti di prelievo per i controlli manuali sui punti di emissione dotati di SME non devono provocare interferenze fluidodinamiche e/o interferire con i rilievi delle sonde/dispositivi dedicate/i al sistema di monitoraggio in continuo della emissione e devono essere collocati a valle del SME.

È possibile inoltre stimare da parametri di processo le emissioni al camino dei principali inquinanti emessi. Tale procedura di stima deve essere indicata nel Manuale SME, i valori misurati con procedure discontinue e/o stimati con algoritmi di calcolo dovranno essere archiviati e resi disponibili alle Autorità Competenti al Controllo.

Il Gestore è tenuto a garantire la qualità dei dati mediante l'applicazione dell'Allegato VI alla Parte 5^a del D.Lgs.152/06 e smi e delle procedure descritte nel proprio Manuale SME, documentando le modalità e l'avvenuta esecuzione degli interventi manutentivi programmati e straordinari, delle operazioni di verifica, calibrazione e taratura della strumentazione di misura e delle elaborazioni effettuate con i dati rilevati, mediante la predisposizione di report e tabelle riassuntive da conservare in appositi registri.

Se il gestore prevede che le misure in continuo di uno o più inquinanti non possano essere effettuate o registrate per periodi superiori a 48 ore continuative è tenuto ad informare tempestivamente ARPAE SAC e Servizio Territoriale a mezzo pec. Il gestore deve predisporre nel caso sopracitato delle misure discontinue del/dei parametro/i non rilevati con il sistema di monitoraggio in continuo.

Relativamente a malfunzionamenti degli analizzatori dello SME, nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione, manchino misure in continuo dei parametri di processo necessari al calcolo delle concentrazioni normalizzate (% di Ossigeno, % di Vapore acqueo, ecc.) dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:

- dopo 48 ore dovranno essere effettuate almeno 2 misure discontinue al giorno, ciascuna di durata pari a 60 minuti in sostituzione di quelle continue. Nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più inquinanti, dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:
- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di controllo della combustione in caldaia, garantendo in tale modo un regime di marcia noto e correttamente gestito;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere effettuata 1 misura discontinua al giorno, della durata di almeno 60 minuti, per NOx non misurati, in sostituzione delle misure continue.

L'elaborazione, la presentazione e la valutazione dei dati deve essere svolta secondo quanto indicato dall'Allegato VI alla Parte V del D.Lgs. n. 152/2006 e smi.

Inoltre per i punti di emissione E18a, E19a, E27a ed E28a si dovrà tener conto di quanto indicato all'Allegato II e la valutazione di conformità ai VLE dovrà essere effettuata ai sensi del D.Lgs. 152/06 Parte 5^a Allegato II Parte I paragrafo 5.

Per il punto di emissione E38 la valutazione di conformità ai VLE dovrà essere effettuata ai sensi del D.Lgs. 152/06 Parte 5^a Allegato VI paragrafo 2 punto 2.2.

In caso di un superamento dei VLE il gestore deve trasmettere nel più breve tempo possibile (entro e non oltre 7 giorni dal superamento) i dati di emissione rilevati dallo SME, nonché un'informativa (o un report) sulle cause che hanno generato il superamento e le azioni correttive messe in atto. L'informativa (o il report) dovrà contenere le seguenti informazioni e dati:

- copia dei tabulati contenenti il riepilogo delle concentrazioni in base ai limiti emissivi (es.medie orarie o semi-orarie e giornaliere);
- copia dei tabulati contenenti il riepilogo delle condizioni di esercizio degli impianti;
- cause del superamento;
- evidenza del diario degli interventi attuati (registro di gestione e/o di manutenzione);
- esito degli interventi;
- azioni preventive poste in essere per cercare di evitare il ripetersi del superamento..

- 10) Per quanto riguarda l'emissione E26 (torcia FJ-02, in emergenza alternativa al termodistruttore E1):
- a) devono essere annotate, su apposito registro, le ore di funzionamento e gli eventi che ne comportano l'utilizzo nell'anno solare, al fine di poterne stimare le emissioni,
 - b) il rendimento di combustione non deve essere inferiore al 99% espresso come rapporto fra CO₂ e (CO₂+CO).

Prescrizioni relative a guasti e anomalie:

Prescrizioni in caso di guasti e anomalie tali da non garantire il rispetto dei valori limite

In conformità all'art. 271 del D.Lgs. n. 152/2006, fermo restando l'obbligo del Gestore di procedere al ripristino funzionale dell'impianto nel più breve tempo possibile qualunque anomalia di funzionamento, guasto o interruzione di esercizio degli impianti tali da non garantire il rispetto dei valori limite di emissione fissati, deve comportare almeno una delle seguenti azioni:

1. l'attivazione di un eventuale sistema di abbattimento di riserva, qualora l'anomalia di funzionamento, il guasto o l'interruzione di esercizio sia relativa a un sistema di abbattimento;
2. la riduzione delle attività svolte dall'impianto per il tempo necessario alla rimessa in efficienza dell'impianto stesso (fermo restando l'obbligo del Gestore di procedere al ripristino funzionale dell'impianto nel più breve tempo possibile) in modo comunque da consentire il rispetto dei valori limite di emissione, da accertarsi attraverso il controllo analitico da effettuare nel più breve tempo possibile e da conservare a disposizione degli organi di controllo. Gli autocontrolli devono continuare con periodicità almeno settimanale, fino al ripristino delle condizioni di normale funzionamento dell'impianto o fino alla riattivazione dei sistemi di depurazione;
3. la sospensione dell'esercizio dell'impianto nel più breve tempo possibile, fatte salve ragioni tecniche oggettivamente riscontrabili che ne impediscano la fermata immediata; in tal caso il Gestore dovrà comunque fermare l'impianto entro le 12 ore successive al malfunzionamento.

Il Gestore deve comunque sospendere nel più breve tempo possibile l'esercizio dell'impianto se l'anomalia o il guasto può determinare il superamento di valori limite di sostanze cancerogene, tossiche per la riproduzione o mutagene o di varie sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate, come individuate dalla Parte II dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs.n. 152/2006, nonché in tutti i casi in cui si possa determinare un pericolo per la salute umana o un peggioramento della qualità dell'aria a livello locale.

Le anomalie di funzionamento, i guasti o l'interruzione di esercizio degli impianti (anche di depurazione e/o registrazione di funzionamento) che possono determinare il mancato rispetto dei valori limite di emissione fissati, devono essere comunicate preferibilmente via posta elettronica certificata o secondo diverse modalità (stabilite in autorizzazione), all'Autorità Competente (Arpae SAC) e all'Autorità Competente per il Controllo (Arpae APA), entro le tempistiche previste dall'art. 271 del D.Lgs. n. 152/2006, indicando il tipo di azione intrapresa, l'attività collegata nonché il periodo presunto di ripristino del normale funzionamento.

Prescrizioni in caso di guasti e anomalie agli impianti di abbattimento

Ogni interruzione del normale funzionamento degli impianti di abbattimento (manutenzione ordinaria e straordinaria, guasti, malfunzionamenti, interruzione del funzionamento dell'impianto produttivo) deve essere registrata e documentabile su supporto cartaceo o informatico riportante le informazioni previste in Appendice 2 dell'Allegato VI della Parte Quinta del D.Lgs. n. 152/2006, e conservate a disposizione dell'Autorità di Controllo (Arpae ST), per tutta la durata dell'autorizzazione e comunque per almeno 5 anni. Tale registrazione, nel caso in cui gli impianti di abbattimento siano dotati di sistemi di controllo del loro funzionamento con registrazione in continuo, può essere sostituita, se completa di tutte le informazioni previste, con le seguenti modalità:

- da annotazioni effettuate sul tracciato di registrazione, in caso di registratore grafico;
- dalla stampa della registrazione, in caso di registratore elettronico (sistema informatizzato), riportante eventuali annotazioni.

Monitoraggio

- 1) Il gestore deve effettuare un monitoraggio conoscitivo al punto di emissione E38 delle ammine speciate per il primo anno di sperimentazione con una frequenza mensile, parallelamente a un monitoraggio conoscitivo in continuo dei VOC. Gli esiti di tali monitoraggi devono essere inviati ad ARPAE - SAC e ST di Ravenna entro 15 giorni dal termine del primo anno di sperimentazione.
- 2) Il gestore deve monitorare i parametri di processo significativi al fine di valutare l'efficienza di abbattimento degli NOx del sistema DeNOx SCR installato nel nuovo impianto di cattura della CO₂. Tali dati devono essere registrati, conservati e messi a disposizione dell'Autorità di Controllo in caso di richiesta. I parametri specifici di verifica devono essere indicati in una specifica procedura.
- 3) Qualora uno o più punti di emissione autorizzati fossero interessati da un periodo di inattività prolungato, che preclude il rispetto della periodicità del controllo e monitoraggio di competenza del gestore, oppure in caso di interruzione temporanea, parziale o totale dell'attività, con conseguente disattivazione di una o più emissioni autorizzate, il gestore di stabilimento dovrà comunicare, salvo diverse disposizioni, all'Autorità Competente (Arpae SAC) e all'Autorità Competente per il Controllo (Arpae ST) l'interruzione di

funzionamento degli impianti produttivi a giustificazione della mancata effettuazione delle analisi prescritte; la data di fermata deve inoltre essere annotata nel Registro degli autocontrolli. Relativamente alle emissioni disattivate, dalla data della comunicazione si interrompe l'obbligo per la stessa ditta di rispettare i limiti, la periodicità dei monitoraggi e le prescrizioni sopra richiamate.

Nel caso in cui il gestore di stabilimento intenda riattivare le emissioni, dovrà:

- dare preventiva comunicazione, salvo diverse disposizioni, all'Autorità Competente (Arpae SAC) e all'Autorità Competente per il Controllo (Arpae ST) della data di rimessa in esercizio dell'impianto e delle relative emissioni attivate;
- rispettare, dalla stessa data di rimessa in esercizio, i limiti e le prescrizioni relativamente alle emissioni riattivate;
- nel caso in cui per una o più delle emissioni che vengono riattivate siano previsti monitoraggi periodici e, dall'ultimo monitoraggio eseguito, sia trascorso un intervallo di tempo maggiore della periodicità prevista in autorizzazione, effettuare il primo monitoraggio entro trenta giorni dalla data di riattivazione.

4) Fatto salvo quanto specificatamente previsto da atti, normative nazionali o regionali dedicati a ben definite attività produttive, le informazioni relative agli autocontrolli effettuati dal Gestore sulle emissioni in atmosfera (data, orario, risultati delle misure e il carico produttivo gravante nel corso dei prelievi) dovranno essere annotati su apposito registro dei controlli discontinui con pagine numerate e bollate da ARPAE APA, firmate dal gestore o dal responsabile dell'impianto e mantenuti, unitamente ai certificati analitici, a disposizione dell'Autorità di Controllo per tutta la durata dell'autorizzazione e comunque per almeno 5 anni.

Aspetto ambientale	Parametri	Frequenza	Registrazione
Punto di emissione E1	portata	Trimestrale con analizzatore portatile per i parametri della combustione. Analisi completa annuale	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3
	umidità		
	temperatura		
	NO _x		
	CO		
Punti di emissione E4 E5 E12 E13	portata	Trimestrale con analizzatore portatile. Analisi completa annuale	Rapporti di prova emessi dal laboratorio, da tenere a disposizione degli organi di controllo. I dati sono da riportare ed elaborare nel report annuale come previsto al paragrafo D2.3
	umidità		
	temperatura		
	O ₂		
	SO _x (1)		
Punti di emissione E18/a E19/a E27/a E28/a	portata	In continuo con SME. Trimestrale con analizzatore portatile. Analisi completa annuale.	Per i monitoraggi in continuo registrazione secondo quanto indicato nel manuale SME. Per i monitoraggi in discontinuo rapporti di prova emessi dal laboratorio, da tenere a disposizione degli organi di controllo. I dati (compreso di un resoconto dei monitoraggi in continuo) sono da riportare nel report annuale come previsto al paragrafo D2.3 (2).
	temperatura		
	O ₂		
	NO _x		
	CO		
Punto di emissione E26	ore di funzionamento	Ad accensione	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3
	evento che ne comporta l'utilizzo (descrizione)		
E38	portata	In continuo con SME	Per i monitoraggi in continuo registrazione secondo quanto indicato nel manuale SME. Per i monitoraggi in discontinuo rapporti di prova emessi dal laboratorio, da tenere a disposizione degli organi di controllo. I dati (compreso di un resoconto dei monitoraggi in continuo) sono da riportare nel report annuale come previsto al paragrafo D2.3 (2).
	umidità		
	temperatura		
	O ₂		
	NO _x		
	CO		
	CO ₂		
	Idrocarburi totali (THC)		
	portata	Trimestrale	
	temperatura		
	O ₂		
	NO _x		
	formaldeide		

Aspetto ambientale	Parametri	Frequenza	Registrazione
	aldeidi		
	etilammina		
	dietilammina		
	NH ₃		
	ammine speciate	come da punto 1) del Monitoraggio	Registrazione e trasmissione come da punto 1) del Monitoraggio
VOC	come da punto 1) del Monitoraggio		

NOTE:

(1) Il parametro SO_x può non essere monitorato se il contenuto dei solforati ridotti espresso come H₂S nel fuel gas è inferiore a 5 mg/Nm³.

(2) All'interno del Report annuale la ditta deve riportare anche un capitolo specifico relativo alla gestione dello SME, in particolare una valutazione sintetica dei dati (medie giornaliere, flussi di massa mensili), manutenzioni, tarature, anomalie, allegando il report IAR effettuato e, se non soggetto a modifica, il riferimento del manuale SME vigente.

Requisiti di notifica specifici

- Il gestore deve comunicare a mezzo posta certificata (PEC) o attraverso portali dedicati, all'Autorità Competente (Arpae SAC), all'Autorità Competente per il Controllo (Arpae ST) e al Comune nel cui territorio è insediato lo stabilimento, quanto segue:
 - la data di messa in esercizio della nuova emissione in atmosfera E38 con almeno 15 giorni di anticipo;
 - la data di messa a regime della nuova emissione in atmosfera E38;
 - i dati relativi alle analisi di messa a regime della nuova emissione in atmosfera E38, ovvero i risultati dei monitoraggi che attestano il rispetto dei valori limite, effettuati possibilmente nelle condizioni di esercizio più gravose, entro i 30 giorni successivi alla data di messa a regime.

Qualora non sia possibile il rispetto delle date di messa in esercizio già comunicate o il rispetto dell'intervallo temporale massimo stabilito tra la data di messa in esercizio e quella di messa a regime degli impianti indicati in autorizzazione, il gestore è tenuto a richiedere con congruo anticipo una proroga all'Autorità Competente (Arpae SAC), specificando dettagliatamente i motivi che non consentono il rispetto dei termini citati ed indicando le nuove date.

Qualora in fase di analisi di messa a regime si rilevi che, pur nel rispetto del valore di portata massimo imposto in autorizzazione, il valore assoluto della differenza tra la portata autorizzata e quella misurata sia superiore al 35% del valore autorizzato, il Gestore deve inviare i risultati dei rilievi corredati di una relazione che descriva le misure che intende adottare ai fini dell'allineamento ai valori di Portata autorizzati ed eseguire nuovi rilievi nelle condizioni di esercizio più gravose. In alternativa, deve inviare una relazione a dimostrazione che gli impianti di aspirazione siano comunque correttamente dimensionati per l'attività per cui sono stati installati in termini di efficienza di captazione ed estrazione dei flussi d'aria inquinata sviluppati dal processo. Resta fermo l'obbligo da parte del gestore di attivare le procedure per la modifica dell'autorizzazione in vigore, qualora necessario.

- La messa fuori servizio ed il ripristino del termodistruttore E1 devono essere comunicati ad ARPAE SAC e ST.
- Ai sensi dell'art. 271, comma 14) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, se si verifica un'anomalia o un guasto tale da non permettere il rispetto dei valori limite di emissione in atmosfera indicati, il gestore è tenuto ad informare ARPAE - SAC e ST di Ravenna, entro le 8 ore successive. Resta fermo l'obbligo del gestore di procedere al ripristino funzionale dell'impianto nel più breve tempo possibile e di sospendere l'esercizio se l'anomalia o il guasto possono determinare un pericolo per la salute umana.
- Le difformità accertate nel monitoraggio di competenza del gestore, incluse quelle relative ai singoli valori che concorrono alla valutazione dei valori limite su base media o percentuale, devono essere da costui specificamente comunicate tramite PEC ad ARPAE ST di Ravenna entro 24 ore dall'accertamento.

D2.4.3 Emissioni fuggitive

Aspetti generali

In centrale sono presenti emissioni fuggitive principalmente di metano da valvole, diaframmi, pompe, compressori, accoppiamenti filettati, strumentazione, livelli e sfiati.

Monitoraggio

- 1) Deve essere effettuato il monitoraggio delle emissioni fuggitive della centrale di compressione del gas naturale con frequenza quinquennale. Gli esiti di tale monitoraggio dovranno essere trasmessi con il Report annuale.
- 2) Per il nuovo impianto di cattura della CO₂, devono essere effettuate 2 campagne all'anno di monitoraggio delle emissioni fuggitive, da condursi durante il periodo di esercizio dell'impianto. In caso di rilevazione di perdite significative il gestore deve tempestivamente programmare interventi di manutenzione volti alla riparazione della perdita nel minor tempo possibile. Gli esiti delle campagne di monitoraggio delle emissioni fuggitive dovranno essere trasmessi con il Report annuale.

D2.5) Emissioni in acqua (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali

La centrale è dotata dei seguenti scarichi idrici:

- scarico **S1**, che confluisce in fognatura. In questo scarico sono convogliate le acque reflue industriali provenienti dall'impianto Demi (scarico parziale SP2), previo trattamento di neutralizzazione, e le acque reflue domestiche civili provenienti dai servizi igienici e dagli spogliatoi, previo passaggio in fossa Imhoff a doppia vasca (digestore + sedimentatore). Si precisa che le acque di scarico dell'impianto di demineralizzazione vengono riutilizzate (come acqua antincendio e come acqua industriale per la pulizia di apparecchiature, piazzali e bacini di contenimento) e solo l'esubero viene inviato allo scarico S1;
- 5 guardie idrauliche (**S2, S3, S4, S5 ed S6**), che confluiscono nel corpo idrico superficiale Canale di bonifica in destra di Reno. In tali guardie sono convogliate le acque meteoriche di dilavamento non contaminate derivanti da piazzali, tetti e strade che non entrano a contatto con sostanze inquinanti. Il Gestore ha predisposto una procedura di ispezione giornaliera e, in caso di emergenza (sversamenti accidentali, acque di spegnimento incendi, ecc.) al fine di evitare un potenziale scarico inquinante in acque superficiali è garantita l'intercettazione degli scarichi in quanto ogni guardia idraulica è dotata di valvola manuale di intercettazione e chiusura.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ non prevede la creazione di nuovi punti di scarico. Saranno realizzati i seguenti sistemi di reti acque che verranno collegati a quelli esistenti, in particolare:

- rete acque semi-oleose: le acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate (non contenenti ammina) vengono raccolte nei pozzetti delle aree pavimentate e inviate mediante rete segregata verso la vasca esistente per il successivo smaltimento come rifiuti (in linea con la gestione esistente della stessa tipologia di acque).
- rete acque potenzialmente contaminate da ammina: le acque meteoriche provenienti da aree di processo potenzialmente contaminate da ammina vengono raccolte nei pozzetti delle aree pavimentate e inviate mediante rete segregata verso una vasca a tenuta per il successivo smaltimento presso impianti di smaltimento autorizzati,
- rete acque chiare: raccoglierà l'acqua piovana da aree non contaminate (tetti, strade e aree di processo senza sostanze chimiche pericolose) e scaricherà in corpo idrico superficiale mediante le 5 guardie idrauliche esistenti.

Limiti

- 1) Lo scarico di acque reflue industriali provenienti dall'impianto Demi (scarico parziale SP2) deve rispettare i limiti di cui alla Tabella 3 All. 5 alla Parte III - colonna "Scarichi in rete fognaria" del D.Lgs 152/06 e smi.

Prescrizioni

- 1) Nello scarico S1 è ammesso unicamente lo scarico (esubero) derivante dalle acque reflue industriali provenienti dall'impianto DEMI. Le acque reflue industriali di norma sono recuperate ed inviate ad un

serbatoio per l'approvvigionamento dell'acqua dell'impianto antincendio. Gli scarichi di acque reflue domestiche (servizi igienici, spogliatoi, ecc.) sono ammessi nel rispetto delle norme tecniche del Regolamento vigente.

- 2) **Entro tre mesi dalla data di rilascio della presente AIA** la Ditta deve presentare ad Hera SpA un'analisi di caratterizzazione delle acque reflue scaricate al fine di verificare il rispetto dei limiti di cui al precedente punto "Limiti".
- 3) Devono essere adottati tutti gli accorgimenti atti a limitare l'afflusso di acque meteoriche nella fognatura nera.
- 4) Devono essere presenti ed in perfetta efficienza i seguenti impianti e accessori sulla linea di scarico delle acque reflue industriali:
 - misuratore di portata di tipo elettromagnetico, approvato e piombato da Hera SpA,
 - pozzetto di prelievo costantemente accessibile agli organi di vigilanza e controllo e individuato mediante targhetta esterna o altro sistema equivalente.
- 5) I sigilli apposti alla strumentazione di misura e controllo di cui al punto precedente potranno essere rimossi esclusivamente previa autorizzazione specifica da parte di Hera SpA. La gestione e manutenzione di tali apparecchiature sarà a cura e con oneri a carico del titolare dell'autorizzazione che segnalerà tempestivamente ogni malfunzionamento, provvederà alla sollecita riparazione e conserverà i supporti dei dati registrati a disposizione di HERA.
- 6) HERA SpA può, in qualunque momento a mezzo di incaricati, effettuare sopralluoghi nello stabilimento, con eventuale prelievo di campioni di acque reflue e determinazione di quantità scaricate.
- 7) HERA SpA ha la facoltà di sospendere temporaneamente lo scarico in caso di disservizi, guasti o malfunzionamenti del servizio fognario-depurativo. La sospensione è comunicata con le modalità disponibili in funzione della potenziale gravità della situazione determinatasi. La sospensione ha effetto immediato dal momento della prima comunicazione e i reflui prodotti non potranno in nessun modo essere scaricati in fognatura.
- 8) La ditta deve stipulare con HERA SpA un apposito contratto per il servizio di fognatura e depurazione. HERA SpA provvederà ad inviare alla ditta, nel più breve tempo possibile, il suddetto contratto che dovrà essere sottoscritto, dal Titolare dello scarico o dal Legale rappresentante, entro e non oltre 15 giorni lavorativi dalla data di ricevimento.
- 9) Il titolare dello scarico è tenuto a presentare a HERA denuncia annuale degli scarichi effettuati (entro il 31 gennaio di ogni anno per gli scarichi effettuati nell'anno solare precedente). Hera provvede all'acquisizione dei dati qualitativi, descrittivi delle acque reflue scaricate, attraverso il prelievo di campioni di acque reflue, effettuato da incaricati, e le successive analisi, secondo i criteri stabiliti nel contratto.

Monitoraggio

Punto di scarico/ campionamento	Sostanza/parametro	Frequenza	Modalità di registrazione
Scarico parziale SP2 (acque reflue industriali provenienti dall'impianto Demi)	pH	trimestrale il primo anno di esercizio dell'impianto di cattura della CO ₂ , poi annuale	Rapporti di Prova emessi da laboratorio accreditato da tenere a disposizione degli organi di controllo e da allegare nel Report annuale. I dati sono da riportare ed elaborare nel report annuale.
	BOD ₅ (come O ₂)		
	COD (come O ₂)		
	cloruri		
	Azoto ammoniacale (come NH ₄)		
	Azoto nitroso (come N)		
S2, S3, S4, S5 ed S6	Verifica funzionalità delle valvole poste sulle guardie idrauliche	semestrale	Tali verifiche devono essere annotate su apposito registro da tenere a disposizione dell'autorità di controllo.
	By-pass sulla rete fognaria nera aziendale	semestrale	Tali verifiche devono essere annotate su apposito registro da tenere a disposizione dell'autorità di controllo.

Requisiti di notifica specifici

- 1) Nel caso si verifichino imprevisti tecnici ovvero eventi anomali che modifichino provvisoriamente il regime e la qualità degli scarichi idrici, guasti agli impianti o di altri fatti o situazioni che possano costituire occasioni di pericolo per la salute pubblica e/o pregiudizio per l'ambiente, dovrà esserne data immediata comunicazione ad ARPAE – SAC e ST di Ravenna e ad HERA S.p.A.
- 2) Ogni eventuale variazione strutturale o di processo che modifichi permanentemente il regime o la qualità degli scarichi idrici o comunque modifichi la infrastruttura fognaria che recapita negli scarichi stessi, dovrà essere preventivamente comunicata e valutata ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi.

D2.6) Emissioni nel suolo (aspetti generali, limiti, requisiti di notifica specifici, monitoraggio, prescrizioni)

Aspetti generali

L'esercizio dell'installazione non comporta, in condizioni di normale funzionamento, alcuna emissione nel suolo.

Prescrizioni

- 1) Devono essere mantenute tutte le precauzioni previste in termini impiantistici e gestionali per prevenire o quanto meno minimizzare i possibili effetti di eventi incidentali che possano interessare suolo e sottosuolo. Il gestore è tenuto ad adottare le apposite procedure di intervento per la protezione del suolo e del sottosuolo in condizioni eccezionali prevedibili (es. dispersione accidentale di sostanze pericolose).
- 2) **Entro la messa in esercizio del nuovo impianto di cattura della CO₂** il gestore deve aggiornare il proprio SGA:
 - a) con specifiche procedure per la manutenzione/ispezione delle vasche/tank di stoccaggio dei rifiuti liquidi destinati a smaltimento e della relativa strumentazione presente,
 - b) con specifiche procedure per la gestione/stoccaggio dei nuovi chemicals utilizzati nell'impianto di cattura (in aderenza alle indicazioni riportate nelle relative schede di sicurezza, avendo cura di tenere conto delle eventuali incompatibilità tra prodotti chimici), nonché con specifiche procedure di controllo e ispezione finalizzate al mantenimento dell'integrità dei sistemi di contenimenti primari e secondari.
- 3) I serbatoi interrati e fuori terra devono essere dotati di sistemi di contenimento delle perdite opportunamente dimensionati rispetto allo stato e alle qualità del prodotto contenuto.

Monitoraggio

- 1) I sistemi di contenimento e rilevazione delle perdite presenti sui serbatoi interrati, per il contenimento del gasolio a servizio del gruppo elettrogeno, devono essere collegati ad un sistema di allarme (sonoro o luminoso), sul quale deve essere effettuata una verifica annuale di funzionalità del sistema.
Se il sistema di rilevazione delle perdite non è collegato ad un sistema di allarme deve essere previsto un controllo puntuale con frequenza almeno trimestrale del corretto funzionamento del sistema. Tali attività devono essere registrate su apposito sistema di rilevamento cartaceo o informatico a disposizione degli organi di controllo.
- 2) Per i serbatoi posti fuori terra deve essere effettuata una verifica annuale sull'integrità strutturale e del rivestimento dei bacini di contenimento, sulle valvole di drenaggio delle acque meteoriche bacini di contenimento e del sistema di verifica di apertura delle valvole di drenaggio.
- 3) Con frequenza annuale deve essere registrato il consumo delle sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 95/2019 ed inserite nella verifica di sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee.

Requisiti di notifica specifici

- 1) Qualora vengano utilizzate/prodotte nuove sostanze pericolose pertinenti ai sensi del DM n. 95/2019 che possono modificare quanto dichiarato dal gestore nell'ambito dell'ultima verifica di sussistenza

dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee, il gestore deve tempestivamente aggiornare la suddetta verifica di sussistenza, trasmettendone gli esiti ad ARPAE - SAC e ST di Ravenna.

D2.7) Rumore (aspetti generali, limiti, requisiti di notifica specifici, monitoraggio, prescrizioni)

Aspetti generali

I valori limite di rumorosità e le prescrizioni che il gestore è tenuto a rispettare per le emissioni sonore sono individuati sulla base di:

- Legge 26 ottobre 1995, n. 447 e smi recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";
- DPCM 14 novembre 1997 determinante valori limite delle sorgenti sonore;
- LR Emilia-Romagna n. 15 del 09/05/2001 recante disposizioni in materia di inquinamento acustico;
- DGR della Regione Emilia-Romagna n. 673 del 14/04/2004 recante criteri per la redazione della documentazione di previsione di impatto acustico e della valutazione del clima acustico;
- Classificazione Acustica del Comune di Ravenna, approvata con deliberazione di Consiglio Comunale n. 54 del 28/05/2015 e successive varianti.

Prescrizioni

- 1) Il gestore è tenuto ad intervenire tempestivamente in caso di malfunzionamenti che comportino incrementi di rumorosità delle apparecchiature ed impianti. Dovranno essere annotate su supporto anche informatico le cause del malfunzionamento e gli interventi effettuati per rientrare nei parametri di rumorosità precedenti al guasto e le migliorie apportate. Tale documentazione dovrà essere tenuta a disposizione dell'autorità di controllo.

Monitoraggio

Attività	Frequenza	Registrazione
Valutazione di impatto acustico mediante caratterizzazione delle sorgenti e modellazione tramite software, oltre che rilevazione strumentale dei limiti di immissione sonora ai ricettori (1)	annuale	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3
Valutazione previsionale di impatto acustico (2)	in caso di installazione di nuove sorgenti significative di rumore	Registrazione e invio ad ARPAE SAC e al Comune di competenza
Manutenzione delle sorgenti sonore affinché mantengano inalterata la massima efficienza e non vengano riscontrati livelli sonori maggiori dovuti al malfunzionamento	annuale	Registrazione su registro (da tenere a disposizione dell'autorità di controllo)
NOTE:		
(1) Le modalità di rilevamento e misurazione da adottare sono quelle previste dal DPR 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e misurazione dell'inquinamento acustico". I rilievi della verifica acustica dovranno essere confrontati con i valori limite di immissione indicati nella classificazione acustica del comune di Ravenna.		
(2) L'indagine previsionale dell'impatto acustico dato dalla nuova situazione deve essere effettuata ai sensi e nei modi previsti della DGR n. 673/04 o altra norma tecnica equivalente riconosciuta da Enti accreditati (UNI; EN; ISO), al fine della verifica del rispetto dei limiti previsti dalla vigente normativa e dal Piano di classificazione acustica vigente a livello comunale. Tale relazione dovrà essere inviata ad ARPAE SAC territorialmente competente e al Comune di competenza.		

Requisiti di notifica specifici

- 1) Dovrà essere data comunicazione ad ARPAE almeno 15 giorni prima dell'inizio delle indagini acustiche (Valutazione di impatto acustico). Gli esiti di tali verifiche dovranno essere inseriti nel Report annuale.
- 2) Eventuali modifiche impiantistiche che comportino l'introduzione o la variazione di sorgenti sonore significative devono essere oggetto di richiesta e valutazione ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi, comprensiva di valutazione previsionale di impatto acustico redatta secondo i criteri di cui alla DGR n. 673/2004.

D2.8) Gestione dei rifiuti (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali

I rifiuti che derivano dall'attività della centrale di compressione sono costituiti da:

- rifiuti non pericolosi: derivano dall'attività di esercizio e manutenzione della Centrale;
- rifiuti pericolosi: costituiti principalmente da oli esausti e batterie, che derivano dalle attività di manutenzione delle macchine presenti in centrale.

Il nuovo impianto di cattura della CO₂ produrrà principalmente i seguenti rifiuti:

- soluzioni acquose pericolose contenenti ammina, costituite principalmente dall'ammina esausta non più recuperabile prodotta dal reclaiming del solvente (rifiuto con codice EER 07.01.08*). Tale refluo verrà convogliato ad un tank, assieme all'acqua di dilavamento dalle aree di processo potenzialmente contaminate con ammina e ai drenaggi amminici, per smaltimento come rifiuto,
- soluzioni acquose non pericolose di scarto (rifiuto con codice EER 10.01.23).

Tutti i rifiuti sono gestiti in regime di deposito temporaneo e applicando il criterio temporale.

La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto con l'ambiente. I materiali di scarto prodotti dallo stabilimento devono essere preferibilmente recuperati direttamente nel ciclo produttivo. Qualora ciò non fosse possibile, i corrispondenti rifiuti prodotti dovranno essere consegnati a ditte esterne autorizzate per il loro recupero ovvero, in subordine, il loro smaltimento.

Prescrizioni

- 1) La classificazione, la gestione e la documentazione (registri C/S formulari e caratterizzazioni) dei rifiuti deve rispettare i criteri del D.Lgs 152/06 e smi, Parte Quarta.
- 2) Il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione delle tipologie di effluente liquido prodotto dal nuovo impianto di cattura della CO₂, anche dal punto di vista delle caratteristiche di pericolosità, ferma restando l'ottimizzazione in termini di annullamento del quantitativo di reflui di processo destinati a smaltimento, secondo il nuovo assetto di impianto a seguito di modifiche, non essendo possibile escludere a priori sversamenti di fluidi.
- 3) Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei Rifiuti al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche.
- 4) Il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dalla normativa vigente e, durante il loro trasporto, devono essere accompagnati dal formulario d'identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
- 5) Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti nel rispetto delle condizioni stabilite dalla Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e smi. Il criterio scelto per l'effettuazione del deposito temporaneo è il criterio temporale.
- 6) Le aree di deposito di rifiuti dovranno essere realizzate e gestite ai sensi del D.Lgs. 152/06 e smi Parte IV e dovranno essere opportunamente perimetrate ed individuate in situ mediante apposizione di cartellonistica, segnaletica e EER; tali depositi dovranno essere nettamente e fisicamente separati dai depositi materie prime/prodotti. Lo stato dei luoghi dovrà essere fedelmente riportato in planimetria.
- 7) Lo stoccaggio dei rifiuti non dovrà generare in nessun modo contaminazioni del suolo o delle acque. A tal fine dovranno essere evitati sversamenti di rifiuti al di fuori dei preposti contenitori e tutte le aree esterne di deposito devono essere pavimentate. Per i rifiuti liquidi stoccati in fusti o taniche, le preposte aree pavimentate di deposito dovranno altresì essere dotate di idonei sistemi di drenaggio, ovvero bacini di contenimento adeguatamente dimensionati.
- 8) Le operazioni di deposito e movimentazione dei rifiuti devono essere condotte in modo da prevenire e minimizzare la formazione di emissioni diffuse.

Monitoraggio

Aspetto ambientale	Monitoraggio	Frequenza	Modalità di registrazione
Deposito dei rifiuti	Verifica del corretto deposito	mensile	Su apposito registro/modulo (da conservare e mantenere a disposizione degli organi di controllo)
Rifiuti prodotti (pericolosi e non pericolosi)	quantitativi prodotti distinti per codice EER	mensile	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3

Requisiti di notifica specifici

Non sono previsti requisiti di notifica specifici.

D2.9) Energia

Aspetti generali

Il gestore, attraverso gli strumenti gestionali in suo possesso, deve utilizzare in modo ottimale le risorse energetiche, con particolare riguardo alle BAT applicabili all'installazione.

Nel caso di eventuali modifiche, il gestore deve preferire le scelte impiantistiche che permettano di ottimizzare l'utilizzo dell'energia, nonché ottimizzare i recuperi comunque intesi.

Monitoraggio

Aspetto ambientale	Oggetto della misura	Frequenza	Modalità di registrazione
Consumo di energia elettrica della centrale	quantità consumata	trimestrale	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3
Consumo di energia elettrica del nuovo impianto di cattura della CO ₂	quantità consumata	trimestrale	

D2.10) Altre condizioni

D2.10.1) Materie prime, prodotti e utilities

Prescrizioni

- Il fluido prodotto dal nuovo impianto di cattura della CO₂ deve rispettare i valori di composizione chimica stabiliti dal DM 26/01/2023, riepilogati nella seguente tabella.

Parametro	Unità di misura	Valore
CO ₂	mol %	> 95
H ₂ O	ppmv	< 50
CO	ppmv	< 2000
H ₂ S	ppmv	< 5
SO _x	ppmv	< 50
NO _x	ppmv	< 50
N ₂	mol %	< 2
CH ₄	mol %	< 1
O ₂	ppmv	< 10
H ₂	mol %	< 1
Ar	mol %	< 1
Particolato	mg/Nm ³	< 1

Parametro	Unità di misura	Valore
NaCl	ppmv	< 1
Ammine	ppmv	< 2
Hg	ppbv	< 1
Altri idrocarburi	mol %	< 2
Ammoniaca	ppmv	< 50
Aldeidi e chetoni	ppmv	< 50
mix permesso N ₂ +O ₂ +H ₂ +CH ₄ +Ar+altri HCs	mol %	< 4
Composti tossici	mol %	0
Composti corrosivi	mol %	0

Monitoraggio

Aspetto ambientale	Oggetto della misura	Frequenza	Modalità di registrazione
Fluido prodotto dall'impianto di cattura della CO ₂	CO ₂ e CO	continuo	Registrazione e trasmissione tramite report annuale, come previsto al paragrafo D2.3
	H ₂ O, H ₂ S, SO _x , NO _x , N ₂ , CH ₄ , O ₂ , H ₂ , Ar, particolato, NaCl, ammine, Hg, altri idrocarburi, ammoniaca, aldeidi e chetoni, mix permesso N ₂ +O ₂ +H ₂ +CH ₄ +Ar+altri HCs, composti tossici, composti corrosivi	trimestrale	
Consumo di materie prime e utilities (compreso il solvente amminico KS-1™ Solvent 70 wt. %)	quantità consumata di ciascuna materia prima/ utilities	trimestrale	
Consumo di metano (fuel gas)	quantità consumata in ciascuna turbina	trimestrale	
Gas estratto (fuel gas)	Contenuto di composti dello zolfo ridotto nel gas estratto (fuel gas)	trimestrale	

D2.10.2) Consumi idrici

Aspetti generali

La centrale utilizza per l'approvvigionamento idrico acqua prelevata dall'acquedotto comunale, che viene utilizzata ad uso industriale e ad uso civile e antincendio.

Monitoraggio

Aspetto ambientale	Monitoraggio	Frequenza	Modalità di registrazione
Consumo acqua da (m ³ /anno) acquedotto civile	quantità totale consumata	trimestrale	Registrazione e trasmissione tramite report annuale come previsto al paragrafo D2.3
Consumo di acqua demineralizzata per l'impianto di cattura della CO ₂	quantità consumata	trimestrale	

Requisiti specifici di notifica

Nessun requisito specifico di notifica.

D.2.11) Indicatori di performance ambientale

Si prende atto degli indicatori proposti dal Gestore:

- centrale di compressione del gas naturale:
 - rapporto tra emissioni misurate di NOx dalle Turbine Nuovo Pignone e approvvigionamento idrico per impianto Demi
- nuovo impianto di cattura della CO₂:
 - quantità di CO₂ inviata a giacimento nel mese,
 - rapporto tra la quantità di CO₂ iniettata nel giacimento nel mese e la quantità totale di CO₂ prodotta da TK04 nel mese.

Questi indicatori sono calcolati su base annua e le relative registrazioni e consuntivi annuali devono essere resi disponibili all'autorità di controllo, nonché riportati, attraverso opportuna valutazione, nel report annuale. In particolare nel report annuale i valori degli indicatori devono essere raffrontati su base triennale per verificare l'andamento prestazionale. Eventuali scostamenti ritenuti significativi dovranno essere esaminati e giustificati all'interno di una specifica relazione da allegare al report annuale.

L'individuazione di nuovi o ulteriori parametri rappresentativi del ciclo produttivo deve tenere conto che gli indicatori di performance devono essere semplici, definiti da algoritmi di calcolo noti, desumibili da dati di processo diretti, monitorabili, registrati e verificabili dall'Autorità Competente.

D2.12) Preparazione all'emergenza

Il gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

Tutte le emergenze dovranno essere gestite secondo le procedure individuate dalla ditta, eventualmente inserite nel Sistema di Gestione Ambientale, compresa la preparazione del personale; a tale scopo in caso di identificazione di nuove situazioni di emergenza o a seguito di eventi incidentali effettivamente occorsi, dovrà essere valutata la necessità di aggiornamento delle procedure stesse.

In caso di emergenza ambientale, il gestore deve immediatamente provvedere agli interventi di primo contenimento del danno; successivamente il gestore è tenuto ad effettuare gli opportuni interventi di bonifica.

In caso di eventi incidentali di particolare rilievo tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, oltre agli obblighi di comunicazione di cui al paragrafo D2.3) e 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 rimuoverne le cause e per mitigare al possibile le conseguenze. Il gestore deve altresì attuare approfondimenti in ordine alle 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.

D2.13) Gestione del fine vita degli impianti

Aspetti generali

Viste la tipologia di attività svolta nell'installazione oggetto della presente AIA non appare utile delineare oggi un piano di ripristino e reinserimento del sito. Al tempo di un eventuale futuro intervento di ripristino ambientale dell'area, gli impianti e le strutture potrebbero infatti aver subito modifiche e integrazioni oggi non prevedibili, in risposta ad esigenze funzionali e a vincoli normativi futuri.

Relativamente alle informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva dell'attività, si prende atto degli esiti della verifica eseguita dal gestore per cui non sussiste l'obbligo di elaborare la relazione di riferimento sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee di cui all'art. 5, comma 1, lettera v-bis del D.Lgs n. 152/2006 e smi.

Prescrizioni

- 1) All'atto della cessazione dell'attività, il sito su cui sorge l'installazione dovrà essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale, tenendo conto delle potenziali

fonti permanenti o accidentali di inquinamento del suolo e del sottosuolo. In ogni caso il gestore dovrà provvedere a:

- lasciare il sito in sicurezza;
 - bonificare impianti, vasche, serbatoi, contenitori, reti di raccolta acque reflue, pipeline, ecc. provvedendo ad un corretto recupero ovvero smaltimento del contenuto;
 - rimuovere tutti i rifiuti provvedendo ad un corretto recupero ovvero smaltimento degli stessi.
- 2) Ai sensi dell'art. 29-sexies, comma 9-quinquies, lettera e) del D.Lgs n. 152/2006 e s.m.i., al momento della cessazione definitiva dell'attività, il gestore è tenuto ad eseguire gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato del medesimo, non comporti un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente a causa della contaminazione del suolo o delle acque sotterranee in conseguenza delle attività autorizzate, tenendo conto dello stato del sito di ubicazione dell'installazione indicato nell'istanza.

Requisiti di notifica specifici

Prima di effettuare le operazioni di ripristino del sito, il gestore dovrà comunicare ad ARPAE - SAC di Ravenna un cronoprogramma di dismissione e demolizione degli impianti approfondito, relazionando sugli interventi previsti. Eventuali dismissioni e rimozioni di parti impiantistiche in corso di esercizio, dovranno essere attuate con modalità similari.

D3) PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO DELL'IMPIANTO

D3.1) Criteri generali di monitoraggio e interpretazione dei dati, monitoraggi specifici, esecuzione e revisione del piano

Il monitoraggio è mirato principalmente a:

- verifica del rispetto dei valori di emissione previsti dall'AIA e dalla normativa ambientale vigente;
- raccolta dati per la conoscenza del consumo di risorse e degli impatti ambientali dell'installazione inserita nel contesto territoriale in cui opera;
- raccolta dati per la valutazione della corretta applicazione delle procedure di carattere gestionale;
- valutazione delle prestazioni ambientali dei propri processi e delle modalità di gestione adottate in modo da rilevare tempestivamente eventuali situazioni non previste e predisporre le necessarie azioni correttive nonché definire eventuali azioni di miglioramento.

La documentazione presentata costituente il Piano di Monitoraggio dell'installazione è vincolante al fine della presentazione dei dati relativi alle attività indicate nell'AIA, a carico del gestore, per le singole matrici monitorate ovvero per altri monitoraggi specifici. Qualsiasi variazione in relazione alle metodiche analitiche, strumentazione, modalità di rilevazione, ecc. costituisce modifica del Piano di Monitoraggio dell'installazione, preventivamente da comunicare e valutare ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs n. 152/2006 e smi.

Tutte le verifiche analitiche e gestionali svolte in difformità a quanto previsto nella presente AIA verranno considerate non accettabili e dovranno essere ripresentate nel rispetto di quanto sopraindicato.

Il gestore deve attuare il Piano di Monitoraggio dell'installazione rispettando frequenza, tipologia e modalità stabilite nella presente AIA per i diversi parametri da controllare.

Gli autocontrolli previsti dal Piano di Monitoraggio dell'installazione stabilito nell'AIA devono essere oggetto di idonea registrazione, da mantenere a disposizione degli Enti di controllo a riscontro dell'avvenuto adempimento.

Il gestore deve assicurarsi di entrare in possesso degli esiti analitici degli autocontrolli in tempi ragionevoli, compatibili con i tempi tecnici necessari all'effettuazione delle analisi stesse. L'azienda è inoltre tenuta alla immediata segnalazione di valori fuori limite, informando ARPAE in caso di eventuale ripetizione della prestazione analitica a conferma dato.

I rapporti di prova riportanti la data, l'orario, il punto di campionamento, il risultato delle misure di autocontrollo (con relative soglie) e le caratteristiche di funzionamento dell'impianto nel corso dei prelievi dovranno essere firmati dal responsabile dell'impianto o da ditta da esso incaricata, che dovrà utilizzare modulistica contenente almeno i dati previsti dai moduli di cui allegato 3 della DGR 87/2014; i rapporti andranno conservati e mantenuti a disposizione degli organi di controllo competenti.

In merito alla presentazione annuale dei dati del monitoraggio, si fa presente che la relazione (report annuale previsto al paragrafo D2.3) deve riportare una valutazione puntuale dei monitoraggi effettuati evidenziando le anomalie riscontrate, le eventuali azioni correttive e le indagini svolte sulle cause.

I rapporti analitici relativi alle emissioni in atmosfera, agli scarichi, ecc... andranno allegati; l'andamento degli indicatori di efficienza (performance) andrà valutato e commentato; le tabelle riassuntive dei monitoraggi svolti dovranno essere complete delle unità di misura dei parametri analizzati.

Il gestore dell'impianto deve fornire all'organo di controllo l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle ispezioni, il prelievo di campioni, la raccolta di informazioni, e qualsiasi altra operazione inerente al controllo del rispetto delle prescrizioni imposte.

D3.1.1) Emissioni in atmosfera

Modalità Operative

L'impresa esercente l'impianto è tenuta a rendere accessibili e campionabili le emissioni oggetto dell'autorizzazione, sulla base delle normative tecniche e delle normative vigenti sulla sicurezza ed igiene del lavoro.

Punto di prelievo: attrezzatura e collocazione (riferimento norma tecnica UNI 15259)

Ogni emissione elencata in autorizzazione deve essere numerata ed identificata univocamente con scritta indelebile o apposita cartellonistica in prossimità del punto di emissione e del punto di campionamento, qualora non coincidente. I punti di prelievo devono essere collocati in tratti rettilinei di condotto a sezione

regolare (circolare o rettangolare), preferibilmente verticali, lontano da ostacoli, curve o qualsiasi discontinuità che possa influenzare il moto dell'effluente. Per garantire la condizione di stazionarietà necessaria alla esecuzione delle misure e campionamenti, la collocazione del punto di prelievo deve rispettare le condizioni imposte dalle norme tecniche di riferimento UNI EN 15259.

Le citate norme tecniche prevedono che le condizioni di stazionarietà siano comunque garantite quando il punto di prelievo è collocato almeno 5 diametri idraulici a valle ed almeno 2 diametri idraulici a monte di qualsiasi discontinuità (5 diametri nel caso di sfogo diretto in atmosfera). E' facoltà dell'Autorità Competente richiedere eventuali modifiche del punto di prelievo scelto qualora in fase di misura se ne riscontri la inadeguatezza. In funzione delle dimensioni del condotto devono essere previsti uno o più punti di prelievo. Il numero di punti di prelievo è stabilito sulla base della tabella seguente:

Condotti circolari		Condotti rettangolari		
Diametro (metri)	N° punti prelievo	Lato minore (metri)	N° punti prelievo	
fino a 1m	1 punto	fino a 0,5m	1 punto al centro del lato	
da 1m a 2m	2 punti (posizionati a 90°)	da 0,5m a 1m	2 punti	al centro dei segmenti uguali in cui è suddiviso il lato
superiore a 2m	3 punti (posizionati a 60°)	superiore a 1m	3 punti	

Ogni punto di prelievo deve essere attrezzato con bocchettone di diametro interno da 3 pollici filettato internamente e deve sporgere per circa 50 mm dalla parete. I punti di prelievo devono essere per quanto possibile collocati ad almeno 1 metro di altezza rispetto al piano di calpestio della postazione di lavoro. I camini devono essere comunque attrezzati per i prelievi anche nel caso di impianti per i quali non sia previsto un autocontrollo periodico ma sia comunque previsto un limite di emissione.

Accessibilità dei punti di prelievo

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro ai sensi del D.Lgs. 81/08 e successive modifiche. L'azienda dovrà fornire tutte le informazioni sui pericoli e rischi specifici esistenti nell'ambiente in cui opererà il personale incaricato di eseguire prelievi e misure alle emissioni. L'azienda deve garantire l'adeguatezza di coperture, postazioni e piattaforme di lavoro e altri piani di transito sopraelevati, in relazione al carico massimo supportabile. Le scale di accesso e la relativa postazione di lavoro devono consentire il trasporto e la manovra della strumentazione di prelievo e misura.

Il percorso di accesso alle postazioni di lavoro deve essere definito ed identificato nonché privo di buche, sporgenze pericolose o di materiali che ostacolano la circolazione. I lati aperti di piani di transito sopraelevati (tetti, terrazzi, passerelle, ecc.) devono essere dotati di parapetti normali secondo definizioni di legge. Le zone non calpestabili devono essere interdette al transito o rese sicure mediante coperture o passerelle adeguate.

I punti di prelievo collocati in quota devono essere accessibili mediante scale fisse a gradini oppure scale fisse a pioli: non sono considerate idonee scale portatili. Le scale fisse verticali a pioli devono essere dotate di gabbia di protezione con maglie di dimensioni adeguate ad impedire la caduta verso l'esterno. Nel caso di scale molto alte, il percorso deve essere suddiviso, mediante ripiani intermedi, in varie tratte di altezza non superiore a 8-9 metri. Qualora si renda necessario il sollevamento di attrezzature al punto di prelievo, per i punti collocati in quota e raggiungibili mediante scale fisse verticali a pioli, la ditta deve mettere a disposizione degli operatori le seguenti strutture:

Strutture per l'accesso al punto di prelievo

Quota > 5 m e ≤ 15 m	Sistema manuale semplice di sollevamento delle apparecchiature utilizzate per i controlli (es: carrucola con fune idonea) provvisto di idoneo sistema di blocco oppure sistema di sollevamento elettrico (argano o verricello) provvisto di sistema frenante.
Quota >15 m	Sistema di sollevamento elettrico (argano o verricello) provvisto di sistema frenante o di idonea PLE (1)
NOTE: (1) La piattaforma di lavoro elevabile (PLE) deve essere disponibile entro un'ora dall'accesso in impianto degli operatori e deve essere condotta da personale dello stabilimento, addestrato e autorizzato.	

La postazione di lavoro deve avere dimensioni, caratteristiche di resistenza e protezione verso il vuoto tali da garantire il normale movimento delle persone in condizioni di sicurezza. In particolare le piattaforme di lavoro devono essere dotate di: parapetto normale su tutti i lati, piano di calpestio orizzontale ed antisdrucchiolo e possibilmente dotate di protezione contro gli agenti atmosferici.

Per punti di prelievo collocati ad altezze non superiori a 5m possono essere utilizzati ponti a torre su ruote dotati di parapetto normale su tutti i lati o altri idonei dispositivi di sollevamento rispondenti ai requisiti previsti dalle normative in materia di prevenzione dagli infortuni e igiene del lavoro. I punti di prelievo devono

comunque essere raggiungibili mediante sistemi e/o attrezzature che garantiscano equivalenti condizioni di sicurezza.

Le prese elettriche per il funzionamento degli strumenti di campionamento devono essere collocate nelle immediate vicinanze del punto di campionamento.

Metodi di campionamento e misura

Per la verifica dei valori limite di emissione con metodi di misura manuali devono essere utilizzati:

- metodi UNI EN / UNI / UNICHIM
- metodi normati e/o ufficiali
- altri metodi solo se preventivamente concordati con l'Autorità Competente

I metodi ritenuti idonei alla determinazione delle portate degli effluenti e delle concentrazioni degli inquinanti per i quali sono stabiliti limiti di emissione, sono riportati nell'elenco allegato.

Metodi manuali ed automatici di campionamento ed analisi di emissioni

Parametro/Inquinante	Metodi di misura
Criteri generali per la scelta dei punti di misura e campionamento	UNI EN 15259:2008
Portata volumetrica, Temperatura e pressione di emissione	UNI EN ISO 16911-1:2013 (*) (con le indicazioni di supporto sull'applicazione riportate nelle linee guida CEN/TR 17078:2017); UNI EN ISO 16911-2:2013 (metodo di misura automatico)
Ossigeno (O ₂)	UNI EN 14789:2017 (*); ISO 12039:2019 (Analizzatori automatici: Paramagnetico, celle elettrochimiche, Ossidi di Zirconio, etc.)
Anidride Carbonica (CO ₂)	ISO 12039:2019 Analizzatori automatici (IR, etc)
Umidità – Vapore acqueo (H ₂ O)	UNI EN 14790:2017 (*)
Polveri totali (PTS) o materiale particellare	UNI EN 13284-1:2017 (*); UNI EN 13284-2:2017 (Sistemi di misurazione automatici); ISO 9096:2017 (per concentrazioni > 20 mg/m ³)
Polveri PM ₁₀ e/o PM _{2,5} (determinazione della concentrazione in massa)	UNI EN ISO 23210:2009 (*); VDI 2066 parte 10; US EPA 201-A
Metalli (antimonio Sb, arsenico As, cadmio Cd, cromo Cr, cobalto Co, rame Cu, piombo Pb, manganese Mn, nichel Ni, tallio Tl, vanadio V, zinco Zn, boro B, etc.)	UNI EN 14385:2004 (*); ISTISAN 88/19 + UNICHIM 723; US EPA Method 29
Monossido di Carbonio (CO)	UNI EN 15058:2017 (*); ISO 12039:2019 Analizzatori automatici (IR, celle elettrochimiche etc.)
Ossidi di Zolfo (SO _x) espressi come SO ₂	UNI EN 14791:2017 (*); UNI CEN/TS 17021:2017 (*) (analizzatori automatici: celle elettrochimiche, UV, IR, FTIR); ISTISAN 98/2 (DM 25/08/00 all.1)
Ossidi di Azoto (NO _x) espressi come NO ₂	UNI EN 14792:2017 (*); ISTISAN 98/2 (DM 25/08/00 all. 1); ISO 10849:1996 (metodo di misura automatico); Analizzatori automatici (celle elettrochimiche, UV, IR, FTIR)
Ammoniaca	US EPA CTM-027; UNI EN ISO 21877:2020(*) UNICHIM 632:1984
Composti Organici Volatili espressi come Carbonio Organico Totale (COT)	UNI EN 12619:2013(*)
Metano (CH ₄)	UNI EN ISO 25140:2010; UNI EN ISO 25139:2011
Composti Organici Volatili espressi come Carbonio Organico Totale (COT) con esclusione del Metano	UNI EN 12619:2013 + UNI EN ISO 25140:2010

Parametro/Inquinante	Metodi di misura
Composti Organici Volatili (COV) (determinazione dei singoli composti)	UNI CEN/TS 13649:2015 (*)
Aldeidi	CARB 430:1991; Campionamento US EPA SW-846 Test Method 0011 + analisi EPA 8315A; US EPA-TO11 A (**); NIOSH 2016 (**); Campionamento US EPA 323 + analisi APAT CNR IRSA 5010 B1 o B2 + US EPA TO-11A; UNI CEN/TS 17638:2021 + analisi APAT CNR IRSA 5010 B1 o B2 + US EPA TO-11A
Formaldeide	US EPA Method 323; US EPA 316; US EPA-TO11 A (**); NIOSH 2016 (**); UNI CEN/TS 17638:2021 (*)
Ammine alifatiche	NIOSH 2010 (**); Campionamento UNI EN ISO 21877:2020 + analisi US EPA 5021A+8260C (oppure APAT CNR IRSA 5020)
Ammine aromatiche	NIOSH 2002 (**); Campionamento UNI EN ISO 21877:2020 + analisi US EPA 3510C+8270E
LDAR	Uni 15446 EPA 453/R-95-017 EPA METHOD 21
Concentrazione di Odore (in Unità Olfattometriche/m ³)	UNI EN 13725:2004
Certificazione dei sistemi di misura automatici	UNI EN 15267
Assicurazione di Qualità dei sistemi di monitoraggio delle emissioni	UNI EN 14181:2015 (dopo adeguamento alle BATC)
<p>(*) I metodi contrassegnati sono da ritenere metodi di riferimento e devono essere obbligatoriamente utilizzati per le verifiche periodiche previste sui Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni (SME) e sui Sistemi di Analisi delle Emissioni (SAE). Nei casi di fuori servizio di SME o SAE, l'eventuale misura sostitutiva dei parametri e degli inquinanti è effettuata con misure discontinue che utilizzano i metodi di riferimento.</p> <p>(**) I metodi contrassegnati non sono espressamente indicati per Emissioni/Flussi convogliati, poiché il campo di applicazione risulta essere per aria ambiente o ambienti di lavoro. Tali metodi pertanto potranno essere utilizzati nel caso in cui l'emissione sia assimilabile ad aria ambiente per temperatura ed umidità. Nel caso l'emissione da campionare non sia assimilabile ad aria ambiente dovranno essere utilizzati necessariamente metodi specifici per Emissioni/Flussi convogliati; laddove non siano disponibili metodi specifici per Emissioni/Flussi convogliati, invece, potranno essere utilizzati metodi adeguati ad emissioni assimilabile ad aria ambiente, adottando gli opportuni accorgimenti tecnici in relazione alla caratteristiche dell'emissione.</p>	

Per gli inquinanti e i **parametri** riportati, potranno inoltre essere utilizzate le seguenti metodologie di misurazione:

- metodi indicati dall'ente di normazione come sostitutivi dei metodi riportati nella tabella precedente;
- altri metodi emessi successivamente da UNI e/o EN specificatamente per la misura in emissione da sorgente fissa degli inquinanti riportati nella medesima tabella.

Ulteriori metodi, diversi da quanto sopra indicato, compresi metodi alternativi che, in base alla norma UNI EN 14793 "Dimostrazione dell'equivalenza di un metodo alternativo ad un metodo di riferimento", dimostrano l'equivalenza rispetto ai metodi indicati in tabella, possono essere ammessi solo se preventivamente concordati con l'Autorità Competente (Arpa SAC), sentita l'Autorità Competente per il controllo (Arpa APA) e successivamente al recepimento nell'atto autorizzativo.

Valori limite di emissione e valutazione della conformità dei valori misurati

I valori limite di emissione degli inquinanti, se non diversamente specificato, si intendono sempre riferiti a gas secco, alle condizioni di riferimento di 0°C e 0,1013 MPa e al tenore di ossigeno di riferimento qualora previsto.

Ai fini di una corretta interpretazione dei dati, alle misure di emissione effettuate con metodi discontinui o con metodi continui automatici devono essere associati i valori delle grandezze più significative dell'impianto, atte a caratterizzarne lo stato di funzionamento (ad esempio: produzione di vapore, carico generato, assorbimento elettrico dei filtri di captazione, ecc.).

I valori limite di emissione si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, intesi come i periodi in cui l'impianto è in funzione con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. Il gestore è comunque tenuto ad adottare tutte le precauzioni opportune per ridurre al minimo le emissioni durante le fasi di avviamento e di arresto.

In riferimento al D.Lgs. 152/06 Parte V e alle BATC di riferimento, la concentrazione delle emissioni in atmosfera da confrontare con il valore limite prescritto dovrà essere calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi di almeno 30 minuti ciascuno, salvo diversa indicazione nei metodi analitici standard (es per le diossine il periodo di campionamento è pari a 6-8 ore).

In alternativa a quanto sopra, per un flusso emissivo costante e omogeneo, è possibile utilizzare l'approccio 2 indicato nella LG SNPA 49/2023, ovvero un unico campionamento della durata di 1,5 ore, pari alla somma di 3 campionamenti di almeno 30 minuti ciascuno.

I risultati analitici dei controlli/autocontrolli eseguiti devono riportare l'indicazione del metodo utilizzato e dell'incertezza di misura al 95% di probabilità, così come descritta e documentata nel metodo stesso. Qualora nel metodo utilizzato non sia esplicitamente documentata l'entità dell'incertezza di misura, essa può essere valutata sperimentalmente dal laboratorio che esegue il campionamento e la misura: essa non deve essere generalmente superiore al valore indicato nelle norme tecniche, Manuale Unichim n. 158/1988 "Strategie di campionamento e criteri di valutazione delle emissioni" e Rapporto ISTISAN 91/41 "Criteri generali per il controllo delle emissioni". Tali documenti indicano:

- per metodi di campionamento e analisi di tipo manuale un'incertezza estesa non superiore al 30% del risultato;
- per metodi automatici un'incertezza estesa non superiore al 10% del risultato.

Relativamente alle misurazioni periodiche, il risultato di un controllo è da considerare superiore al valore limite autorizzato con un livello di probabilità del 95%, quando l'estremo inferiore dell'intervallo di confidenza della misura (corrispondente al "Risultato Misurazione" previa detrazione di "Incertezza di Misura") risulta superiore al valore limite autorizzato.

D3.1.2) Emissioni in acqua

Identificazione Punto/i di campionamento

Come indicato in planimetria degli scarichi idrici.

Scarico delle acque reflue industriali

Il campionamento delle acque reflue industriali deve essere effettuato nel pozzetto ufficiale di prelevamento SP2 (scarico in rete fognaria pubblica nera S1), posizionato subito a valle del sistema di trattamento (neutralizzazione).

È previsto il riutilizzo delle acque reflue industriali per integrare i livelli nei serbatoi di stoccaggio dell'acqua antincendio e solo l'esubero viene scaricato nella rete fognaria pubblica.

Per evitare la contaminazione delle acque di scarico reflue industriali con un eventuale sversamento accidentale, è presente sulla rete fognaria nera, un by-pass, che permette di intercettare lo sversamento e deviare il flusso in una linea collegata ad un serbatoio.

Scarico delle acque meteoriche di dilavamento

Le acque meteoriche, ad eccezione di quelle ricadenti nei bacini e nelle aree di impianto che sono smaltite come rifiuti, non sono assoggettate ai dettami della DGR 286/05 e sono scaricate in acque superficiali, attraverso cinque guardie idrauliche nei punti di scarico S2, S3, S4, S5, S6. Questi punti di scarico sono gestiti secondo una procedura aziendale che prevede un'ispezione visiva giornaliera. Nel caso si verificano condizioni di emergenza (come ad esempio sversamenti accidentali o necessità di raccogliere acque derivanti da spegnimento incendi, ecc...) è garantita l'intercettazione dello scarico, in quanto ogni guardia idraulica è dotata di valvola manuale di intercettazione.

Scarico delle acque reflue domestiche

Le acque reflue domestiche provenienti dai servizi igienici di stabilimento, previo trattamento, scaricano nella rete fognaria pubblica nera attraverso il punto S1 a valle dello scarico delle acque reflue industriali.

Accessibilità dei punti di prelievo e loro caratteristiche

Il pozzetto ufficiale di campionamento SP2 deve essere reso accessibile in ogni momento, così come previsto all'art. 101 comma 3 del D.Lgs.n.152/06 e smi e deve essere garantito il campionamento in sicurezza nel rispetto del D. Lgs 81/2008 e smi. Inoltre deve essere assicurata la presenza di idonei strumenti per l'apertura (chiavi, paranchi, ecc.) del pozzetto ufficiale SP2 onde consentire il prelievo delle acque reflue industriali.

Il pozzetto ufficiale di campionamento SP2, parimenti agli altri manufatti quali tubazioni, sistema di trattamento, pozzetti di raccordo, ecc., devono essere mantenuti in perfetta efficienza e liberi da sedimenti, al fine di permettere il regolare deflusso dei reflui e la loro depurazione.

Modalità operative campionamento

Le determinazioni analitiche devono essere riferite ad un campionamento effettuato in maniera istantanea, in quanto tenuto conto delle caratteristiche quali-quantitative delle acque reflue industriali che si originano dall'impianto di demineralizzazione dell'acqua in ingresso (acquedotto) e la tipologia dell'impianto di depurazione a cui sono sottoposte (neutralizzazione), garantisce la rappresentatività dello scarico in rete fognaria pubblica separata.

È necessario che al momento del campionamento venga redatto un apposito verbale di prelievo dove annotare tutte le informazioni inerenti alle modalità del prelievo stesso e allo stato di funzionamento dell'impianto.

I Rapporti di Prova devono essere siglati dal Gestore o da un suo delegato per la presa visione degli esiti analitici e, unitamente ai verbali di campionamento, devono essere conservati a disposizione degli organi di controllo.

Metodiche analitiche, verifica di conformità, rispetto dei limiti di emissione ed incertezza delle misurazioni

Il campionamento nel pozzetto ufficiale di prelievo SP2 deve essere conforme ai valori limite di emissione previsti dalla tabella 3 Allegato 5 parte terza del D.Lgs.n.152/06 (scarico in rete fognaria) così come vincolato nel parere di Hera (rif.to prot. 6965/23 del 23/01/2023). I parametri significativi sono riportati nella tabella sotto riportata con le relative metodiche analitiche.

Parametro	Metodo analitico
pH	APAT CNR IRSA 2060 Man 29/2003
BOD5	APAT CNR IRSA 5120 B2 Man 29/2003
COD	ISO 15705 2002
Azoto ammoniacale	APAT CNR IRSA 4030 C Man 29/2003
Azoto nitrico	EPA 9056A 2007
Azoto nitroso	APAT CNR IRSA 4050 Man 29/2003
Cloruri	EPA 9056A 2007

Per ogni misura di inquinante e/o parametro di riferimento effettuata allo scarico, deve essere reso noto dal laboratorio/sistema di misura l'incertezza della misura con un coefficiente di copertura almeno pari a 2 volte la deviazione standard (P95%) del metodo utilizzato.

Per la verifica delle caratteristiche delle emissioni autorizzate, al di là di quanto indicato nella colonna "Metodo analitico" della tabella precedente, possono essere utilizzati metodi normati quali:

- Metodiche previste nel Decreto 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee Guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'Allegato I del D.Lgs n. 59/05",
- Manuale n. 29/2003 APAT/IRSA-CNR,
- Metodi normati emessi da Enti di normazione UNI/Unichim/UNI EN, ISO, ISS (Istituto Superiore Sanità) Standard Methods for the examination of water and wastewater (APHA-AWWA-WPCF).

In relazione a quanto sopra indicato, è fatto salvo che indipendentemente dalla fonte o dal contesto in cui il metodo viene citato o indicato, deve essere sempre presa a riferimento la versione più aggiornata.

Parimenti, la stessa valutazione deve essere fatta in ordine all'emissione di un nuovo metodo emesso dall'Ente di normazione e che non viene sempre recepito in tempo reale dai riferimenti normativi.

I metodi utilizzati alternativi e/o complementari ai metodi ufficiali devono avere un limite di rilevabilità complessivo che non ecceda il 10% del valore limite stabilito. I casi particolari con l'utilizzo di metodi con prestazioni superiori al 10% del limite devono essere preventivamente concordati con la Provincia ed ARPA. Quando viene utilizzato un metodo interno deve essere specificato il metodo ufficiale di riferimento e la modifica apportata a tale metodo.

Ai fini del rispetto dei valori limite autorizzati, i risultati analitici dei controlli/autocontrolli eseguiti devono riportare l'indicazione del metodo utilizzato e dell'incertezza della misurazione al 95% di probabilità, così come descritta e documentata nel metodo stesso, oltre alle condizioni di assetto dell'impianto durante l'esecuzione del rilievo se pertinenti; qualora nel metodo utilizzato non sia esplicitamente documentata l'entità dell'incertezza di misura, si prenderà in considerazione il valore assoluto della misura per il confronto con il limite stabilito.

Per quanto concerne i metodi presentati dal laboratorio di riferimento nel Piano di Monitoraggio, si ribadisce che al momento della presentazione dei rapporti di prova, relativi a quanto previsto nel Piano stesso, dovrà essere data evidenza dell'incertezza estesa associata al dato analitico. Si rammenta altresì che l'incertezza estesa deve essere compatibile con i coefficienti di variazione (Cv) di ripetibilità indicati nei Metodi ufficiali.

D3.2) Autocontrolli, controlli programmati e loro costo

Il gestore deve attuare gli autocontrolli previsti per le diverse matrici ambientali e altri aspetti specifici nel Piano di Monitoraggio dell'installazione, rispettando frequenza, tipologia e modalità stabilite nei precedenti sottoparagrafi dedicati del paragrafo D2) e nel paragrafo D3.1) del presente Allegato all'AIA.

Il Piano di Controllo dell'installazione prevede controlli programmati effettuati dall'organo di vigilanza (ARPAE - ST di Ravenna) con visita ispettiva mirata a:

- verifica delle varie matrici ambientali e indicatori di prestazione ambientale dell'installazione;
- verifica della corretta applicazione del Piano di Adeguamento/Miglioramento dell'installazione;
- controllo delle attività di monitoraggio generali previste per tutte le matrici identificate e del loro corretto svolgimento attraverso l'acquisizione e l'analisi di:
 - o dati relativi al controllo degli aspetti energetici,
 - o dati relativi al consumo di risorse idriche, materie prime di servizio e/o ausiliarie, rifiuti recuperati e dati relativi ai prodotti finiti,
 - o modalità con cui vengono effettuati gli scarichi, anche ricorrendo ad eventuale prelievo; verifica delle manutenzioni e controllo delle analisi effettuate sulle acque reflue,
 - o registro degli autocontrolli delle emissioni in atmosfera, documentazione attestante la verifica dei sistemi di controllo, gestione e manutenzione degli impianti di abbattimento, con eventuale campionamento delle emissioni in atmosfera,
 - o verifica del controllo periodico che la ditta deve attuare sulle emissioni sonore; nel caso di modifiche impiantistiche che prevedono l'inserimento di nuove e significative fonti di emissioni sonore, da comunicare e valutare ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs 152/06 e smi, è prevista una verifica ispettiva mirata anche con eventuali misurazioni,
 - o modalità di gestione dei rifiuti: registri di carico/scarico, verifica dell'implementazione e applicazione delle Procedure operative del Manuale di Gestione per quanto riguarda i rifiuti prodotti e recuperati; modalità di gestione delle aree di stoccaggio dei rifiuti.

Qualora fosse necessario l'impiego di particolari attrezzature o dispositivi di protezione ai fini della sicurezza, per agevolare lo svolgimento dell'intervento di campionamento o ispezione, tale attrezzatura o DPI dovrà essere tenuta a disposizione dei tecnici di ARPAE.

PER TRIENNIO 2022-2024: La programmazione delle ispezioni ordinarie viene condotta in accordo al Piano regionale di ispezione per le installazioni IPPC approvato con DGR n. 2124/2018 e aggiornato, per il triennio 2022-2024, con determinazione dirigenziale n. 356/2022, alla LR n. 21/2004, art. 19 (spese istruttoria e controlli), al DM 6 marzo 2017, n. 58 (per le parti applicabili) art. 6 (tariffe e pagamenti entro il 31 gennaio), alla DGR n. 1913/2008, alla DGR n. 155/2009 e alla DGR n. 812/2009 che ne identificano i modi e i tempi di trasmissione.

In esito all'applicazione di tali disposizioni regionali e delle successive modifiche e aggiornamenti, la frequenza sarà quindi ridefinita in sede di programmazione per i trienni successivi, in base a quanto previsto nell'allegato A alla DGR n. 2124/2018 e ulteriori successive modifiche.

PER NUOVE INSTALLAZIONI: Nel caso di specie, trattandosi di nuova installazione autorizzata dopo la vigente programmazione relativa al triennio 2022-2024 del Piano regionale di ispezione per le installazioni IPPC, la frequenza di ispezione indicata nella presente AIA vale fino alla successiva programmazione triennale.

Le spese previste occorrenti per le attività di controllo programmato da parte dell'organo di vigilanza (ARPAE-ST) previste nel Piano di Controllo dell'installazione sono a carico del gestore e saranno determinate secondo quanto previsto nel Piano stesso. Il corrispettivo economico relativo al Piano di Controllo verrà valutato in base alle tariffe fissate dalla normativa vigente di cui al Decreto Ministeriale 24 Aprile 2008 come adeguato e modificato dalla DGR n. 1931 del 17/11/2008 e smi (DGR n. 155 del 16/02/2009 e DGR n. 812 del 08/06/2009). Il versamento dovrà essere effettuato a favore di ARPAE secondo le modalità comunicate.

D3.3) Controlli dell'impianto nelle condizioni diverse dal normale esercizio

Come già riportato in precedenza ogni condizione eccezionale di funzionamento degli impianti deve essere comunicata ad ARPAE, in anticipo se si tratta di condizioni prevedibili (emissioni dovute ad attività programmate di avvio o fermata impianti, manutenzione ordinaria o straordinaria programmata, ecc.) ed immediatamente a valle del loro verificarsi se si tratta di condizioni imprevedibili (malfunzionamenti delle apparecchiature, anomalie nelle caratteristiche di processo, cambiamenti non controllabili delle materie in ingresso, errori umani, ecc...).

Alla luce delle suddette comunicazioni l'Autorità Competente può prevedere l'effettuazione di campionamenti o ispezioni straordinarie.

SEZIONE E - SEZIONE INDICAZIONI GESTIONALI E RACCOMANDAZIONI

L'impianto deve essere condotto con modalità e mezzi tecnici atti ad evitare pericoli per l'ambiente ed il personale addetto.

Nelle eventuali modifiche dell'impianto il gestore deve preferire le scelte impiantistiche che permettano:

- di ottimizzare l'utilizzo delle risorse ambientali e dell'energia;
- di ridurre la produzione di rifiuti, soprattutto pericolosi;
- di ottimizzare i recuperi comunque intesi;
- di diminuire le emissioni in atmosfera, anche migliorando il rendimento dei dispositivi di depurazione.

Relativamente alle attività di campionamento ed analisi correlate alla presente AIA, il gestore deve verificare preventivamente le capacità e le dotazioni dei laboratori ai quali intenda affidare le attività di cui sopra, al fine di garantire il rispetto delle prescrizioni specifiche inerenti al monitoraggio ambientale ed al monitoraggio e controllo dell'impianto. Si dovranno privilegiare i laboratori di analisi accreditati.

Il gestore dell'impianto deve fornire all'organo di controllo l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle ispezioni, il prelievo di campioni, la raccolta di informazioni, e qualsiasi altra operazione inerente al controllo del rispetto delle prescrizioni imposte.

ALLEGATO 2

VALUTAZIONI IN MERITO ALL'ADEGUAMENTO alla Decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31/07/2017 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 Lgs. 152/2006 e s.m.i – art. 29-sexies comma 9-bis.

Autorizzazione integrata ambientale della ditta Eni SpA - Centrale gas di Casalborgretti per l'attività IPPC di combustione con potenza calorifica di combustione superiore a 50 MW (punto 1.1 dell'Allegato VIII alla Parte Seconda del D. Lgs. n. 152/2006 e smi) svolta nell'installazione sita in Comune di Ravenna (RA), località Casalborgretti, via Lacchini n. 101

PREMESSA

Eni SpA - Centrale gas di Casalborgretti è titolare dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Determinazione Dirigenziale di ARPAE SAC Ravenna n. DET-AMB-2018-1956 del 20/04/2018 e smi per l'esercizio dell'attività IPPC di combustione con potenza calorifica di combustione superiore a 50 MW (punto 1.1 dell'Allegato VIII Alla Parte II del D.Lgs 152/2006 e smi) nella centrale sita in Comune di Ravenna (RA), località Casalborgretti, via Lacchini n. 101. In seguito all'emanazione della Decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31/07/2017 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, con nota PG/2020/116072 del 11/08/2020 è stato avviato il riesame dell'AIA ai sensi di quanto disposto dall'art. 29-octies, comma 3, lettera a) del D.Lgs. n. 152/06 e smi.

La Centrale effettua il trattamento di disidratazione e compressione del gas naturale estratto dai pozzi onshore e offshore per immetterlo nella rete di distribuzione nazionale.

Nella configurazione attuale ha una potenzialità termica complessiva pari a 86,03 MWt e una capacità massima di trattamento e compressione del gas da giacimento di 6.570.000.000 Sm³/anno di gas naturale. La compressione del gas avviene in 4 turbine a ciclo aperto, ciascuna di potenza termica nominale 19,17 MWt; le turbine sono state installate tra il 1990 e il 2001.

Nell'ambito del riesame dell'AIA è emerso che la centrale non riesce a rispettare i BAT-AELs stabiliti dalla Tabella 24 della BATC per le emissioni di NOx delle 4 turbine, pari a:

- media annua: 15-50 mg/Nm³ (turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica. Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 60),
- media giornaliera o media periodo di campionamento: 25-55 mg/Nm³ (turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica. Nel caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 il limite superiore dell'intervallo è 65).

La ditta ha richiesto una proroga al 31/12/2025 per il rispetto dei BAT-AEL stabiliti dalla tabella 24, sulla base delle motivazioni esposte di seguito.

MOTIVAZIONI DELLA RICHIESTA DI DEROGA

Da un'analisi costi/benefici presentata dalla ditta è emerso che:

- per i 4 turbocompressori, installati fra il 1990 e il 2001, non vi sono tecnologie applicabili a costi sostenibili adatte ad implementare ulteriori sistemi di abbattimento degli NOx a causa degli esistenti vincoli ingegneristici. Di conseguenza l'unica possibilità percorribile sarebbe il completo rifacimento delle unità di compressione (caso di deroga previsto dall'Allegato XII-bis alla Parte IV, punto h),
- i 4 turbocompressori risultano sovradimensionati rispetto all'attuale profilo di produzione di gas residuo, non rendendo economicamente sostenibile la sostituzione delle attuali turbine con altre di ugual taglia. In particolare dall'analisi dei dati di funzionamento della centrale emerge che da diversi anni i 4 turbocompressori non funzionano contemporaneamente e infatti il gestore dichiara che 2 sono mantenuti come back-up. A conferma di tale condizione operativa, nella seguente tabella si riportano le ore di funzionamento di ciascuna turbina nell'anno, per gli anni 2017÷2022, e la relativa percentuale rispetto alle ore totali dell'anno.

Turbina	Ore di funzionamento all'anno (tra parentesi è riportata la percentuale sulle ore totali dell'anno)						Percentuale media di utilizzo anni 2017-2022
	Anno 2022	Anno 2021	Anno 2020	Anno 2019	Anno 2018	Anno 2017	
Turbina KA-301	3.922 (44,8%)	6.809 (77,7%)	3.988 (45,5%)	4.017 (45,9%)	6.252 (71,4%)	2.021 (23,1%)	51,4%
Turbina KA-401	4.262 (48,7%)	3.813 (43,5%)	3.451 (39,4%)	3.434 (39,2%)	3.713 (42,4%)	3.474 (39,7%)	42,1%
Turbina KA-501	4.425 (50,5%)	4.941 (56,4%)	5.308 (60,6%)	5.293 (60,4%)	5.026 (57,4%)	457 (5,2%)	48,4%
Turbina KA-601	4.721 (53,9%)	1.860 (21,2%)	4.777 (54,5%)	4.671 (53,3%)	2.404 (27,4%)	4.437 (50,7%)	43,5%

Sulla base dei dati sopra riportati emerge che mediamente negli ultimi 5 anni ciascuna turbina è stata utilizzata per circa il 50% delle ore dell'anno, a conferma del sovradimensionamento delle turbine rispetto all'attuale profilo di produzione di gas;

- è stato autorizzato con DM n. 2903 del 26/01/2023 il programma sperimentale Ravenna CCS Hub Fase 1, che prevede l'iniezione e lo stoccaggio permanente nel giacimento di Porto Corsini Mare Ovest (PCMW) della CO₂ prodotta da una delle 4 turbine presenti in centrale. La CO₂ verrà stoccata in un livello esausto del giacimento da cui viene prelevato il gas naturale che alimenta le turbine della centrale. Tale programma sperimentale ha una durata massima di due anni e la sua realizzazione prevede l'operatività della centrale.

Inoltre, a sostegno della richiesta di deroga, si sottolinea che la prosecuzione fino al 31/12/2025 dell'attività della centrale permetterà di alimentare la rete di distribuzione nazionale di gas naturale, limitando in questo modo il fabbisogno di metano acquistato dall'estero, in linea con le attuali politiche energetiche nazionali.

La richiesta di deroga fino al 31/12/2025 per il rispetto dei BAT-AEL stabiliti dalla tabella 24, è quindi necessaria per la realizzazione dei seguenti interventi:

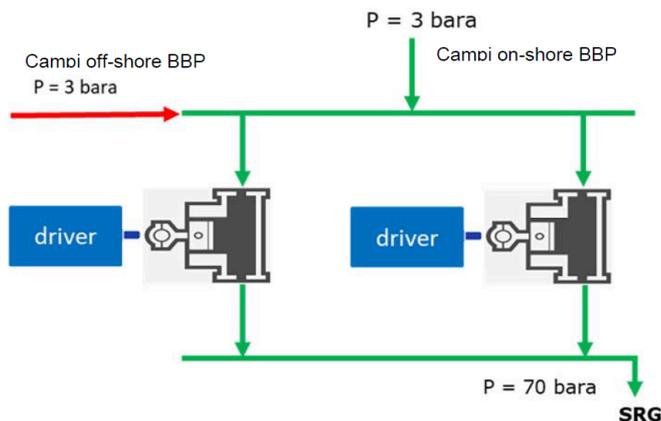
- sostituzione delle 4 turbine esistenti (ciascuna di potenza termica pari a 19,17 MWt) con 2 nuove unità di compressione di potenza pari a circa 3 MW ciascuna (corrispondente a circa 8 MWt ciascuna). Il dimensionamento delle nuove unità di compressione azionate da motori endotermici è stato valutato sulla base del profilo attuale di produzione di gas residuo dei pozzi onshore e offshore,
- implementazione del programma sperimentale Ravenna CCS Hub Fase 1, con previsione di termine della sperimentazione alla data del 31/12/2025.

Si precisa che l'andamento del profilo di produzione di gas residuo dei pozzi ha comportato diversi scenari di valutazione, compresa la dismissione della centrale. A seguito degli scenari energetici nazionali dovuti al conflitto ucraino, le valutazioni si sono indirizzate sulla proposta di adeguamento sopra descritta: sostituzione delle turbine esistenti, nonché sviluppo del programma sperimentale Ravenna CCS Hub Fase 1. Tale proposta ha comportato delle tempistiche tecniche per lo sviluppo dei progetti, degli studi di fattibilità tecnica ed economica, delle autorizzazioni necessarie, nonché per l'approvvigionamento degli impianti, ecc., che hanno ritardato l'adeguamento alla Decisione di esecuzione UE 2017/1442 del 31/07/2017 per i grandi impianti di combustione, oltre i 4 anni previsti dalla normativa.

Si precisa che nel nuovo scenario progettuale, la centrale non rientra più nel campo di applicazione della direttiva IED e quindi non sarà soggetta ad Autorizzazione Integrata Ambientale.

In relazione alle nuove unità di compressione, di seguito si è proceduto a valutare l'impatto della centrale nello scenario attuale e nello scenario di progetto, in seguito alla realizzazione delle nuove unità di compressione.

Il gestore dichiara che ciascuna nuova unità sarà costituita da un compressore alternativo multistadio, il cui driver è oggetto di valutazione, in grado di gestire l'intera portata del campo, comprimendola fino a pressione di consegna alla rete di distribuzione nazionale. Di seguito si riporta uno schema della configurazione della centrale nell'assetto futuro.



La nuova stazione di compressione sarà progettata per i seguenti obiettivi:

- rispetto limiti delle emissioni in atmosfera,
- maggiore efficienza e riduzione dei consumi,
- maggiore flessibilità nella gestione delle macchine alle condizioni operative attuali.

In riferimento ai driver per i nuovi compressori il gestore sta valutando le seguenti ipotesi:

CASO 1) utilizzo di motori elettrici,

CASO 2) utilizzo di motori a combustione interna a gas.

CASO 1: UTILIZZO DI MOTORI ELETTRICI

Nel caso si utilizzino motori elettrici, la Centrale non dispone della potenza elettrica consona all'azionamento degli stessi e l'elettrodotto esistente è caratterizzato da forti limitazioni strutturali. Pertanto sarà necessario procedere, come da colloqui preliminari con gestore energetico, alla realizzazione di una nuova cabina primaria di alta tensione nei pressi dell'impianto. Tale scenario potrebbe essere critico a causa delle tempistiche richieste per l'allaccio, la costruzione della nuova cabina e dell'iter autorizzativo necessario all'allaccio, in relazione a possibili vincoli paesaggistici che insistono sull'area di ubicazione dell'impianto.

Indagini specifiche che coinvolgono il gestore dei servizi elettrici sono attualmente in corso.

L'adozione di driver elettrici **azzererebbe le emissioni in atmosfera della centrale** rispetto allo stato attuale.

Le analisi e le indagini in corso chiariranno se tale opzione è adatta al caso applicativo in esame in termini di modalità di connessione alla rete elettrica nazionale e delle relative tempistiche di attuazione.

CASO 2: UTILIZZO DI MOTORI A COMBUSTIONE INTERNA

Come alternativa ai driver elettrici sono stati considerati i motori a combustione interna a gas, che permetterebbero di escludere la necessità di approvvigionare l'energia elettrica, in quanto il combustibile da utilizzarsi è sempre presente in Centrale.

Al fine di valutare l'impatto della modifica proposta sulle emissioni in atmosfera della centrale, si sono confrontati i quantitativi di NOx e CO emessi dalla centrale nella configurazione attuale e in quella di progetto con i nuovi motori a combustione interna.

Il confronto è stato effettuato considerando:

- nello scenario attuale, i valori di emissione di CO e NOx estrapolati dai sistemi di monitoraggio per un periodo di riferimento di dodici mesi (da nov 2021 a ott 2022), e relativi ad una turbina adibita ai primi effetti di compressione (TURBINA TK3 o TK6) e una afferente all'ultimo stadio di compressione (TURBINA TK4 o TK5), tenendo conto della loro contemporaneità di esercizio,
- nello scenario di progetto, i valori di emissione di CO e NOx calcolati con supporto specialistico del Vendor delle macchine utilizzando una concentrazione di NOx e CO pari ai **valori limite previsti dalla normativa vigente** (Allegato I alla Parte V, Parte III, Paragrafo (3) Motori fissi a combustione interna - Motori fissi costituenti medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi), di seguito riportati:

Motori fissi costituenti medi impianti di combustione nuovi alimentati a combustibili gassosi. Valori riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso del 15%.

Potenza termica nominale (MW)	< 50
((ossidi di azoto (NOx)))	190 [1] [2]
monossido di carbonio	240 mg/Nm ³
ossidi di zolfo	15 mg/Nm ³ [3]
polveri	50 mg/Nm ³

[1] In caso di motori alimentati a gas naturale: 95 mg/Nm³ e, per i motori a doppia alimentazione in modalita' a gas, 190 mg/Nm³.

[2] L'autorizzazione dello stabilimento in cui sono ubicati medi impianti di combustione nuovi sono in funzione un numero di ore operative all'anno compreso tra 500 e 1.500 puo' esentare tali impianti dall'applicazione del valore limite. La domanda di autorizzazione contiene l'impegno del gestore a rispettare tale numero di ore operative. L'istruttoria autorizzativa di cui all'articolo 271, comma 5, individua valori limite non inferiori a 300 mg/Nm³ per motori a doppia alimentazione durante il funzionamento a gas. I valori limite individuati dall'autorizzazione devono essere inoltre non meno restrittivi di quelli previsti dalla normativa vigente prima del 19 dicembre 2017.

[3] Il valore limite di emissione si considera rispettato in caso di utilizzo di gas naturale.

Nella seguente tabella si riporta il confronto effettuato in termini di quantitativi di NOx e CO emessi in un periodo di 10 anni. Si precisa che il confronto risulta conservativo, dal momento che per lo scenario di progetto si sono considerate nel calcolo dei quantitativi emessi le concentrazioni alle emissioni massime possibili, corrispondenti ai VLE stabiliti dalla normativa, mentre per lo scenario attuale si sono considerati i valori reali registrati dalla centrale, inferiori ai VLE autorizzati.

	Quantitativi di NOx [t]	Quantitativi di CO [t]
Scenario AS IS con attuali turbine a gas	912	317
Ipotesi di progetto con motori endotermici	143	377

Dal confronto emerge che i valori emissivi calcolati per i motori endotermici risultano fortemente ridotti nel caso degli NOx (circa 1/6) e tendenzialmente in linea nel caso dei CO rispettando comunque il quadro normativo vigente che tiene conto delle differenze tra le tecnologie impiegate.

Come già detto, nel caso di attuazione di questo scenario progettuale, la centrale non rientra più nel campo di applicazione della direttiva IED e quindi non sarà soggetta ad Autorizzazione Integrata Ambientale.

In definitiva dalle valutazioni effettuate si evince che **la sostituzione delle 4 turbine esistenti della centrale con 2 nuove unità di compressione di potenza pari a circa 3 MW ciascuna comporterà sicuramente un miglioramento delle emissioni in atmosfera in entrambe le soluzioni impiantistiche proposte dal gestore (utilizzo di motori elettrici o utilizzo di motori a combustione interna).**

SI ATTESTA CHE IL PRESENTE DOCUMENTO È COPIA CONFORME DELL'ATTO ORIGINALE FIRMATO DIGITALMENTE.