ARPAE

Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia

dell'Emilia - Romagna

*** * ***

Atti amministrativi

Determinazione dirigenziale	n. DET-AMB-2017-4108 del 01/08/2017
Oggetto	D.Lgs. 152/06 e smi, L.R. 21/04 e smi. Ditta ENEL.SI srl. Autorizzazione Integrata Ambientale per l'installazione accessoria e tecnicamente connessa all'attività IPPC di lavorazione semi oleosi per la produzione di oli vegetali ad uso alimentare e farine ad uso zootecnico gestita da Bunge Italia spa, sita in Comune di Ravenna, via Baiona 203. Produzione energia termica ed elettrica. Rilascio AIA.
Proposta	n. PDET-AMB-2017-4269 del 01/08/2017
Struttura adottante	Struttura Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna
Dirigente adottante	ALBERTO REBUCCI

Questo giorno uno AGOSTO 2017 presso la sede di P.zz Caduti per la Libertà, 2 - 48121 Ravenna, il Responsabile della Struttura Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna, ALBERTO REBUCCI, determina quanto segue.

Struttura Autorizzazioni e Concessioni di Ravenna

Oggetto: D.LGS. 152/06 E SMI - L.R. 21/04 E SMI – DITTA ENEL.SI SRL – AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE PER L'INSTALLAZIONE ACCESSORIA E TECNICAMENTE CONNESSA ALL'ATTIVITÀ IPPC DI LAVORAZIONE SEMI OLEOSI PER LA PRODUZIONE DI OLI VEGETALI AD USO ALIMENTARE E FARINE AD USO ZOOTECNICO GESTITA DA BUNGE ITALIA SPA, SITA IN COMUNE DI RAVENNA, VIA BAIONA 203 – PRODUZIONE ENERGIA TERMICA ED ELETTRICA. RILASCIO AIA.

IL DIRIGENTE

VISTE:

- 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;
- in particolare gli artt. 14 e 16 della LR n. 13/2015 per cui, alla luce del rinnovato riparto di competenze, le funzioni amministrative relative alle autorizzazioni ambientali (tra cui le AIA di cui al 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. 2173 del 21 dicembre 2015 di approvazione dell'assetto organizzativo generale di ARPAE di cui alla LR n. 13/2015, per cui alla Struttura Autorizzazioni e Concessioni (SAC) territorialmente competente spetta l'adozione dei provvedimenti di AIA;
- le prime indicazioni per l'esercizio integrato delle funzioni di istruttoria e autorizzazione ambientale assegnate ad ARPAE dalla LR n. 13/2015, fornite dalla Direzione Generale di ARPAE con nota PGDG/2015/7546 del 31/12/2015
- la *Deliberazione di Giunta Regionale Emilia-Romagna n. 1795 del 31 ottobre 2016* di approvazione della 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;

PREMESSO che:

- a seguito delle modifiche apportate dal D.Lgs 46/2014 al D.Lgs 152/2006, anche le attività accessorie tecnicamente connesse a quelle già autorizzate con provvedimenti di AIA, pure laddove gestite da operatori diversi, ricadono all'interno della disciplina IPPC regolamentata dalla Direttiva Europea 2010/75/UE;
- come riportato nella nota prot. n. 320718 del 12/09/2014, della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa, della Regione Emilia Romagna, l'attività tecnicamente connessa, che ai sensi della nuova definizione di installazione viene considerata parte dell'installazione stessa, non ricade nell'obbligo di presentazione dell'AIA, ai sensi dell'art. 29 comma 2 del D.Lgs 46/2014, ma tali attività connesse saranno prese in considerazione in occasione del primo riesame dell'attività IPPC principale;
- in data 14/03/2016 con DGR n. 329 si è conclusa positivamente (con esclusione dalla successiva fase di VIA) la procedura di verifica (screening) ai sensi della L.R. 9/99 e smi e del Titolo III, parte seconda, del D.Lgs 152/06 e smi, relativa al "Progetto di incremento della capacità di macinazione di semi oleosi (preparazione ed estrazione) ed adeguamento relative utilities", presentato dalla ditta Bunge Italia spa, per lo stabilimento sito in Comune di Ravenna, via Baiona n. 203;
- tale progetto prevede la demolizione e ricostruzione integrale con diverso assetto, dell'impianto di spremitura (processi di preparazione seme ed estrazione) dei semi oleosi, con conseguente incremento della capacità produttiva e adeguamento delle utility, quali la centrale di produzione energia elettrica e termica e l'impianto di demineralizzazione delle acque, prevedendo per loro la realizzazione e gestione in capo a un soggetto terzo;
- **in seguito alla conclusione della suddetta procedura, la ditta Bunge Italia spa ha presentato, con nota PGRA/2016/5696 del 13/05/2016, nuova domanda di AIA per modifica sostanziale dell'assetto impiantistico dello stabilimento di Ravenna, autorizzato con l'AIA n. 112 del**

17/01/2014; tale procedura si è conclusa con il rilascio del provvedimento n. 2805 del 01/06/2017;

CONSIDERATO che:

- la ditta Enel.si srl è il soggetto terzo individuato per la realizzazione e gestione dei nuovi impianti di cogenerazione e demineralizzazione delle acque, a servizio dello stabilimento Bunge Italia spa di Ravenna;
- la realizzazione e gestione del nuovo impianto è soggetta ad Autorizzazione Unica (AU) ai sensi della L.R. 26/2004 e smi; l'eventuale conclusione positiva della procedura di rilascio dell'Autorizzazione Unica, comprende l'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con il presente provvedimento;

CONSIDERATO che la ditta Enel.si srl ha presentato domanda di AU in data 16/09/2016 acquisita agli atti con in protocolli PGRA/2016/11621, PGRA/2016/11622, PGRA/2016/11623, PGRA/2016/11624, PGRA/2016/11625, PGRA/2016/11626, PGRA/2016/11627, PGRA/2016/11629, PGRA/2016/11630, PGRA/2016/11631, PGRA/2016/11632, PGRA/2016/11633 del 19/09/2016, attestando la necessità del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, come previsto dalla L.R. 26/04 e smi (art. 16);

VISTA la determinazione n. 5249 del 20/04/2012 della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia Romagna, per la quale le domande di AIA devono essere presentate attraverso il Portale Regionale IPPC-AIA;

VISTA la domanda di rilascio dell'AIA, presentata per via telematica tramite il Portale AIA-IPPC, PGRA/2016/11758 del 22/09/2016, dal Sig. Emanuele Sguazzi in qualità di gestore dell'impianto in oggetto della ditta Enel.si srl, avente sede legale in Comune di Roma, via della Bufalotta 255, P.IVA 05736981001, per l'installazione da realizzare presso il sito di Bunge Italia spa di Ravenna, via Baiona 203, dedicato alla produzione di energia elettrica e termica (impianto di cogenerazione) da fonti convenzionali, con potenza termica introdotta inferiore a 50 MWt;

CONSIDERATO che dall'istruttoria svolta dal responsabile del procedimento individuato nell'atto sopra citato PGRA/2016/11758 del 22/09/2016 emerge che:

- le norme che disciplinano la materia sono:

  - Legge Regionale n. 21 del 11 ottobre 2004 e successive modifiche e integrazioni che attribuisce alla Regione le funzioni amministrative in materia di rilascio di AIA, che le esercita attraverso l'Agenzia Regionale per la Prevenzione, l'Ambiente e l'Energia;
  - Legge Regionale 26 del 23/12/2004 "Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia";
  - Decreto Legislativo n. 115 del 30/05/2008 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE";
  - Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 recante "Norme in materia ambientale" e successive modifiche e integrazioni, richiamate in particolare la Parte Seconda, Titolo III-bis, la Parte Terza, Sezione II, Titolo IV, la Parte Quinta;
  - Decreto Ministeriale 24 aprile 2008 "Modalità, anche contabili, e tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante attuazione integrale della direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento" pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 22 settembre 2008, in particolare l'art. 2, comma 4, l'allegato I "Determinazione della tariffa per le istruttorie connesse a rilascio e aggiornamento per modifica sostanziale di autorizzazione integrata ambientale, anche a seguito di riesame" e l'art. 2, comma 5, e l'allegato III "Determinazione della tariffa per le istruttorie in caso di modifiche non sostanziali, anche a seguito di riesame" e 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;
  - circolare regionale del 01/08/2008 PG/2008/187404 (quinta circolare IPPC) avente per oggetto "Prevenzione e riduzione dell'inquinamento (IPPC) – Indicazioni per la gestione delle Autorizzazioni Integrate Ambientali rilasciate ai sensi del D.Lgs 59/05 e della L.R. n. 21/04", la quale fornisce gli strumenti per individuare le modifiche sostanziali e le modifiche non sostanziali delle AIA;

- Deliberazione di Giunta Regionale n. 1913 del 17/11/2008 “Prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento (IPPC) – Recepimento del tariffario nazionale da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal D.Lgs. n. 59/2005” recante integrazioni e adeguamenti ai sensi e per gli effetti di cui all’art. 9 del DM 24 aprile 2008, come corretta ed integrata dalla Deliberazione di Giunta Regionale n. 155 del 16/02/2009, a sua volta corretta ed integrata dalla Deliberazione di Giunta Regionale n. 812 del 08/06/2009;
- 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", la quale individua come strumento obbligatorio per l'invio dei report degli impianti IPPC, da effettuare entro il mese di aprile di ogni anno, il portale IPPC-AIA;
- determinazione n. 5249 del 20/04/2012 della Direzione Generale Ambiente e Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia Romagna avente ad oggetto: "Attuazione della normativa IPPC - 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";
- circolare regionale del 22/01/2013 PG.2013.0016882 (sesta circolare IPPC) avente per oggetto "Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento - atto di indirizzo e coordinamento per la gestione dei rinnovi delle autorizzazioni integrate ambientali (AIA) e nuovo schema di AIA (sesta circolare IPPC)", la quale fornisce indicazioni operative per i rinnovi delle autorizzazioni e il nuovo schema di riferimento per l'autorizzazione integrata ambientale;
- Decreto Legislativo 4/03/2014 n. 46 "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)" e successive modifiche e integrazioni;
- DM 272 del 13/11/2014 "Decreto recante le modalità per la redazione della relazione di riferimento, di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152";
- Deliberazione di Giunta Regionale n. 245 del 16/03/2015 avente ad oggetto: “Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) – disposizioni in merito alle tempistiche per l’adempimento degli obblighi connessi alla relazione di riferimento”;
- Deliberazione di Giunta Regionale n. 1795 del 31/10/2016, avente ad oggetto: “Approvazione della Direttiva per lo svolgimento di funzioni in materia di VAS, VIA, AIA ed AUA in attuazione della L.R. n. 13 del 2015. Sostituzione della Direttiva approvata con DGR n. 2170/2015”;
- documenti BREFs, o relativi Draft di revisione, Conclusioni sulle BAT (redatti ed emanati a livello comunitario e presenti all'indirizzo internet http://eippcb.jrc.es/reference/ adottato dalla Commissione Europea), che prendono in esame le specifiche attività IPPC svolte nel sito in oggetto del presente provvedimento e le attività trasversali, comuni a tutti i settori (principi generali del monitoraggio, migliori tecniche disponibili per le emissioni prodotte dagli stoccaggi, migliori tecniche disponibili in materia di efficienza energetica, ecc...); per le parti non compiutamente illustrate e approfondite dai Bref comunitari, possono essere considerati utili i documenti quali Linee guida (emanate a livello nazionale dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare);

- come sopra riportato, è stata presentata **istanza** di attivazione della **procedura di rilascio dell'AIA** ai sensi del Titolo III-bis della Parte II del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. e della L.R. n. 21/04 e s.m.i.; l’AIA si configura come endoprocedimento della procedura di rilascio dell’Autorizzazione Unica ai sensi della L.R. 26/04 e smi;

- la procedura sopra richiamata è relativa ad un progetto di realizzazione di un impianto di cogenerazione da fonti convenzionali di potenza pari a 44,20 MWt e relativo impianto di produzione acqua osmotizzata;

- tale progetto si inserisce in quello più ampio presentato da Bunge Italia spa, il quale prevede la demolizione e ricostruzione, con diverso assetto, dei reparti di preparazione seme ed estrazione olio (crushing) e adeguamento delle relative utility, finalizzato all’incremento della capacità complessiva di lavorazione dei semi di soia, dalle attuali 1.690 t/giorno fino a 3.000 t/giorno, lasciando invariate le sezioni di raffinazione e confezionamento, modifica che comporterà l’esclusiva lavorazione di semi di soia, per la quale è prevista la demolizione e ricostruzione della centrale di produzione energia elettrica e termica e dell'impianto di demineralizzazione delle acque, attualmente in capo a Bunge Italia spa;

- con nota PGRA/2016/12292 del 04/10/2016, a seguito di verifica di completezza positiva, è stato comunicato l’avvio del procedimento di rilascio di AIA, contestualmente all’avvio e sospensione del procedimento di Autorizzazione Unica;

- in data 19/10/2016 è stato pubblicato sul BURER l'avviso di avvenuto deposito della documentazione relativa alla procedura di rilascio di AIA;

- non sono pervenute osservazioni dai soggetti interessati in base a quanto previsto dall'art. 9, comma 1, della L.R. 21/04 e smi;

- con nota PGRA/2016/13391 del 27/10/2016 è stata convocata la **prima seduta** della conferenza dei servizi (per il giorno 25/11/2016), ai sensi dell'art. 29-quater del D.Lgs 152/06 e smi, dalla quale è emersa la necessità di acquisire documentazione integrativa (nota PGRA/2016/16048 del 27/12/2016), presentata dalla ditta con nota PGRA/2017/2203 del 21/02/2017; la richiesta di integrazioni ha sospeso i termini del procedimento di rilascio AIA ai sensi della normativa vigente;

- con nota PGRA/2017/3964 del 21/03/2017 è stata convocata la **seconda seduta** della conferenza dei servizi per il giorno 07/04/2017, durante la quale è stata acquisita documentazione integrativa volontaria (PGRA/2017/4858) relativa alla "produzione di acqua osmotizzata" ed è stato ritenuto necessario effettuare ulteriori approfondimenti e richiedere alla ditta altri chiarimenti (come da verbale PGRA/2017/5241 del 14/04/2017); con nota PGRA/2017/6322 del 08/05/2017 è stata fornita ulteriore documentazione;

- con nota PGRA/2017/5144 del 13/04/2017 ARPAE ST ha trasmesso la relazione tecnica di valutazione del Piano di monitoraggio e controllo da prevedere in AIA;

- con nota PGRA/2017/6402 del 09/05/2017 è stata convocata la **terza seduta** della conferenza dei servizi per il giorno 25/05/2017, dal verbale della quale è emersa la necessità di sospendere ulteriormente i termini del procedimento, in attesa del rilascio della dichiarazione antimafia richiesta alla Prefettura di Roma o del deposito, da parte di Enel.Si delle autocertificazioni redatte ai sensi del D.Lgs 159/2011;

- con nota PGRA/2017/8060 del 12/06/2017, presentata dalla ditta in data 09/06/2017, sono stati presentati gli elementi richiesti durante la terza seduta della conferenza, tra cui la documentazione di autocertificazione ai sensi del D.Lgs 159/2011;

- con nota PGRA/2017/9531 del 11/07/2017 è stato trasmesso al gestore lo schema di AIA a cui presentare eventuali osservazioni;

- con nota del 28/07/2017, PGRA/2017/10409 del 01/08/2017 sono state trasmesse osservazioni, recepite nel presente provvedimento;

CONSIDERATO che l'intervento in oggetto è conseguenza della riorganizzazione anche della fase di produzione energia elettrica e vapore (centrale termoelettrica), sotto forma di revamping con dismissione e integrale sostituzione della centrale termica, per cui Bunge Italia spa, in seguito all'esito positivo della procedura di screening ai sensi della L.R. 9/99 e smi, ha attivato la procedura di modifica sostanziale, conclusasi con il provvedimento n. 2805 del 01/06/2017; la nuova centrale termica viene realizzata e gestita da un soggetto terzo (Enel.si srl), in virtù del presente atto di AIA (per attività funzionalmente e tecnicamente connessa all'attività di Bunge) la cui procedura è stata opportunamente coordinata con quella di rilascio del provvedimento n. 2805 del 01/06/2017 rilasciato a Bunge Italia spa;

CONSIDERATO che, tra le valutazioni ambientali che hanno portato alla conclusione dello screening citato in premessa, ci sono le riduzioni dei flussi emissivi di polveri ed NOx, rispetto allo stato attuale, ottenute con la nuova configurazione impiantistica e la demolizione e ricostruzione della centrale termica, anche se realizzata e gestita da soggetto terzo rispetto a Bunge Italia spa (Enel.si srl);

VISTA l'approvazione con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 115 del 11/04/2017 del *Piano Aria Integrato Regionale* (PAIR2020), entrato in vigore il 21/04/2017, recante misure per il risanamento della qualità dell'aria al fine di ridurre i livelli degli inquinanti sul territorio regionale;

DATO ATTO CHE in riferimento agli obblighi derivanti delle disposizioni di cui al libro I Titolo I Cap. II di cui all'ex art. 67 comma 1 del Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159, inerenti la documentazione antimafia la Società Enel.si srl, con sede legale in Comune di Roma via della Bufalotta, 255 cap. 00139 (Partita IVA 05736981001), ha trasmesso dichiarazione sostitutiva ai sensi degli artt. 46 e 47 del DPR 445/2000 e smi a firma di Luca Moscatello in qualità di Procuratore della Società Enel.si srl con atto redatto dallo Studio Notarile Associato Atlante – Cerasi Rep. 52440 Racc. 26100 del 20.06.2016 registrato a Roma il 22 giugno 2016 n. 8868 Serie 1/T (PGRA/2017/8692) con la quale si dichiara che "*Enel.si è una società a*

responsabilità limitata con unico socio Enel Energia SpA (di proprietà al 100% di Enel S.p.A) e soggetta ad attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A., a sua volta partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.
Pertanto la posizione soggettiva di Enel.si, società sottoposta al controllo di Enel S.p.A., integra il presupposto applicativo dell'art. 83 del D. Lgs 159/2011, commi 1 e 3, nella misura in cui dispone che: " la documentazione di cui al comma 1 non è comunque richiesta: a) per i rapporti fra i soggetti di cui al comma 1 […..]" ovvero per "le pubbliche amministrazioni e gli enti pubblici, anche costituiti in stazioni uniche appaltanti, gli enti e le aziende vigilati dallo Stato o da altro ente pubblico e le società o imprese comunque controllate dallo Stato o da altro ente pubblico nonché i concessionari di opere pubbliche";

CONSIDERATO che il gestore è comunque tenuto al rispetto delle disposizioni contenute nelle normative settoriali in materia di protezione dell'ambiente anche nel caso in cui non vengano esplicitamente riportate o sostituite da prescrizioni del presente atto;

SI INFORMA che ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 196/2003 il titolare dei dati personali è individuato nella figura del Direttore Generale di ARPAE e che il responsabile del trattamento dei medesimi dati è il Dirigente della SAC territorialmente competente;

SU proposta del Responsabile del procedimento Ing. Laura Avveduti della Struttura Autorizzazioni e Concessioni (SAC) ARPAE di Ravenna:

DISPONE

1. **di rilasciare**, con il presente atto, ai sensi del Titolo III-bis della parte II del D.Lgs 152/06 e smi e della L.R. 21/04 e smi, **alla ditta Enel.si srl**, P.IVA 05736981001, avente sede legale in Comune di Roma, via della Bufalotta 255, per lo stabilimento in Comune di Ravenna, via Baiona 203, nella persona del suo gestore Sig. Luca Moscatello, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)**, per l'esercizio delle **attività di produzione di energia termica ed elettrica,** accessorie e tecnicamente connesse all'attività di macinazione e lavorazione semi oleosi per la produzione di oli vegetali ad uso alimentare e farine ad uso zootecnico (punto 6.4 lettera b, punto 2 dell'allegato VIII alla parte seconda del D.Lgs 152/06 e smi), della ditta Bunge Italia spa, autorizzata con provvedimento n 2805 del 01/06/2017;

2. **di vincolare** l'AIA con le relative condizioni e prescrizioni di cui all'Allegato parte integrante del presente provvedimento, al rispetto delle seguenti condizioni e prescrizioni:

2.a) la gestione e la conduzione dell'installazione IPPC, compresi gli interventi di adeguamento/miglioramento richiesti per l'avvio e la prosecuzione delle attività, devono essere attuati nel rispetto delle condizioni e delle prescrizioni indicate nella sezione D dell'Allegato al presente atto;

2.b) deve essere tempestivamente comunicato ad ARPAE il completamento degli interventi di adeguamento/miglioramento indicati nel paragrafo D1) della Sezione D dell'Allegato alla presente AIA;

2.c) la presente AIA è comunque soggetta a riesame qualora si verifichi una delle condizioni previste dall'art. 29-octies, comma 4) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.;

2.d) ai sensi dell'art. 29-nonies, comma 4) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., nel caso in cui intervengano variazioni nella titolarità della gestione degli impianti, il vecchio e il nuovo gestore ne danno comunicazione, entro 30 giorni, ad ARPAE SAC nelle forme dell'autocertificazione;

2.e) fatto salvo quanto specificato al paragrafo D1) della sezione D, dell'Allegato al presente provvedimento, in caso di modifica degli impianti il gestore comunica, tramite il Portale Regionale IPPC-AIA, ad ARPAE SAC e al Comune di Ravenna, le modifiche progettate. Tali modifiche saranno valutate ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. e dell'art. 11, comma 3) della L.R. n. 21/2004;

3. la realizzazione degli interventi autorizzati con il presente provvedimento è strettamente legata a quanto previsto nel provvedimento di AIA n. 2805 del 01/06/2017, in particolare per quanto riguarda la realizzazione e gestione della nuova centrale di cogenerazione, vincolate alla dismissione di quella esistente in capo a Bunge Italia spa;

4. nell'ipotesi di **mancata realizzazione** degli interventi (o di parte di essi) come valutati e autorizzati con provvedimento n. 2805 del 01/06/2017, e precedentemente valutati attraverso la procedura di screening richiamata nelle premesse, in particolare la fermata, la dismissione e demolizione della centrale termica esistente, **non si potrà dare seguito** alla gestione di quanto autorizzato con il

presente provvedimento e la ditta Enel.si srl deve provvedere a presentare comunicazione di modifica che verrà opportunamente valutata;

5. **di stabilire** che, ai sensi dell'art. 29-octies, comma 2) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., la **validità dell'AIA** è fissata pari a **10 anni a partire dalla data di efficacia 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 e 4 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;
6. **il presente provvedimento assume efficacia all'atto del rilascio dell'Autorizzazione Unica ai sensi della L.R. 26/04 e smi, di cui la presente AIA è parte integrante e sostanziale;**
7. il monitoraggio e il controllo delle condizioni dell'AIA sono esercitate da ARPAE, ai sensi dell'art. 29-decies del D.Lgs. 152/06 e successive modifiche, al fine di verificare la conformità dell'impianto alle condizioni contenute nel provvedimento di autorizzazione; ARPAE, ove rilevi situazioni di non conformità alle condizioni contenute nel provvedimento di autorizzazione, procederà secondo quanto stabilito nell'atto stesso o nelle disposizioni previste dalla vigente normativa nazionale e regionale;
8. di rendere noto infine che copia della presente Autorizzazione Integrata Ambientale è resa disponibile per la pubblica consultazione sul portale IPPC-AIA (http://ippc-aia.arpa.emr.it), sul sito di ARPAE, nonché presso la sede di ARPAE Ravenna, Struttura Autorizzazioni e Concessioni, piazza Caduti per la Libertà n. 2, Ravenna e si provvederà alla pubblicazione dell'annuncio di avvenuto rilascio sul Bollettino Ufficiale Regionale (BURER).

DICHIARA inoltre che 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 Triennale per la Prevenzione della Corruzione di ARPAE.

IL DIRIGENTE DELLA STRUTTURA
AUTORIZZAZIONI E CONCESSIONI DI RAVENNA
(Dott. Alberto Rebucci)

SEZIONE A

Sezione informativa

A1) Definizioni

AIA

Autorizzazione Integrata Ambientale; il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione rientrante fra quelle di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c), o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis ai fini dell'individuazione delle soluzioni più idonee al perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c). Un'autorizzazione integrata ambientale può valere per una o più installazioni o parti di esse che siano localizzate sullo stesso sito e gestite dal medesimo gestore. Nel caso in cui diverse parti di una installazione siano gestite da gestori differenti, le relative autorizzazioni integrate ambientali sono opportunamente coordinate a livello istruttorio.

Installazione

Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda 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.

Installazione esistente

Ai fini dell'applicazione del Titolo III-bis alla Parte Seconda una installazione che, al 6 gennaio 2013, ha ottenuto tutte le autorizzazioni ambientali necessarie all'esercizio o il provvedimento positivo di compatibilità ambientale o per la quale, a tale data, sono state presentate richieste complete per tutte le autorizzazioni ambientali necessarie per il suo esercizio, a condizione che essa entri in funzione entro il 6 gennaio 2014. Le installazioni esistenti si qualificano come 'non già soggette ad AIA' se in esse non si svolgono attività già ricomprese nelle categorie di cui all'Allegato VIII alla Parte Seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come introdotto dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128.

Nuova installazione

Una installazione che non ricade nella definizione di installazione esistente.

Autorità competente

La pubblica Amministrazione cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità, l'elaborazione del parere motivato, nel caso di valutazioni di piani e programmi, e l'adozione dei provvedimenti conclusivi in materia di VIA, nel caso di progetti ovvero il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale o del provvedimento comunque denominato che autorizza l'esercizio (ARPAE SAC di Ravenna per l'installazione oggetto della presente AIA).

Ispezione ambientale

Tutte le azioni, ivi compresi visite 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 autorizzazione da parte delle installazioni, nonché, se del caso, monitorare l'impatto ambientale di queste ultime

Gestore

Qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce, nella sua totalità o in parte, l'installazione o l'impianto oppure che detiene un potere economico determinante sull'esercizio dei medesimi.

Modifica

Variazione di un piano, programma, impianto o progetto approvato, compresi, nel caso degli impianti e dei progetti, le variazioni delle loro caratteristiche o del loro funzionamento, ovvero un loro potenziamento, che possano produrre effetti sull'ambiente.

Migliori Tecniche Disponibili (MTD o BAT Best Available Techniques)

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. Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI. Si intende per:

1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;

2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;

3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

Conclusioni sulle BAT

un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti

le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito.

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. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano i requisiti di cui alla presente lettera possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si terrà conto delle linee guida eventualmente emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE.

Attività connessa e accessoria: attività non ricadente tra quelle individuate nell'allegato VIII alla parte seconda del D.Lgs 152/06, ma svolta nello stesso sito, anche se da diverso gestore, di una di quelle ricomprese nel suddetto allegato, che risulta ad essa funzionalmente e tecnicamente connessa, le cui modalità di svolgimento hanno qualche implicazione tecnica con le modalità di svolgimento dell'attività principale.

Le rimanenti definizioni della terminologia utilizzata nella stesura della presente autorizzazione sono le medesime di cui all'art. 5 comma 1 del D.Lgs. 152/06 e smi.

A2) Informazioni sull'impianto ed Autorizzazioni sostituite

Sito: Comune di Ravenna, via Baiona n. 203.

Nel luglio 2015 Bunge ha sottoposto il "*Progetto di incremento della capacità di macinazione di semi oleosi (preparazione ed estrazione) ed adeguamento relative utilities*" alla procedura di Verifica (screening) ai sensi della L.R. n. 9/1999 e s.m.i. e della Parte Seconda del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. La procedura si è conclusa positivamente con Delibera di Giunta Regionale n. 329 del 14/03/2016 con cui è stata sancita, con prescrizioni, l'esclusione del progetto dalla successiva fase di Valutazione di Impatto Ambientale.

Il progetto prevedeva, oltre a rilevanti interventi sulle linee produttive dell'installazione Bunge, il revamping con demolizione ed integrale sostituzione dell'esistente Centrale di cogenerazione (o Centrale termoelettrica), la cui realizzazione e gestione avrebbe dovuto essere in capo a terzi, per poi cedere a Bunge l'energia termica (come vapore) ed elettrica prodotta.

La Centrale termoelettrica, in tale configurazione, risulta quindi tecnicamente connessa all'installazione Bunge, soggetta alla disciplina in materia di IPPC, costituendo quindi un'attività accessoria che influisce sul funzionamento e sulle emissioni delle attività svolte nell'installazione IPPC principale (ossia quella di Bunge).

In conformità con quanto previsto dalla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. ed in ottemperanza alla prescrizione 5.f) di cui alla DGR n. 329 del 14/03/2016, **Enel.si, in qualità di proponente e futuro gestore della Centrale di cogenerazione, ha presentato domanda di AIA per la sua gestione in quanto impianto tecnicamente connesso all'installazione IPPC di Bunge.**

Per l'area di intervento, in precedenza facente parte del perimetro dell'impianto Bunge, la proprietà ha concesso ad Enel.si il diritto di superficie; Enel.si ha quindi la piena titolarità dell'area.

Installazione

La centrale di cogenerazione in oggetto verrà realizzata in sostituzione dell'esistente Centrale termoelettrica di Bunge con lo scopo di produrre l'energia elettrica ed il vapore necessari per il funzionamento dello stabilimento Bunge.

In sintesi la centrale sarà costituita da:

- un turbogeneratore (TG) alimentato a gas naturale, completo di sistemi ausiliari necessari al corretto funzionamento;
- un generatore di vapore a recupero (GVR), che utilizzerà i fumi espulsi dal TG per la produzione di vapore; la caldaia a recupero inoltre prevede: un sistema di post combustione (PC), per garantire la produzione di vapore richiesta dall'utenza, un sistema di fresh air (FA), per garantire la produzione di vapore richiesta dall'utenza nel caso di indisponibilità del TG;
- una caldaia di riserva (CR), per la produzione di vapore, nel caso di indisponibilità del GVR;
- un impianto per la produzione di acqua osmotizzata;
- Balance of Plant (BOP), costituito principalmente da un degasatore atmosferico, un preriscaldatore del reintegro acqua osmotizzata con acqua di alimento e collegamenti tra le apparecchiature principali;

- sistemi ausiliari dell'impianto (trattamento/decompressione e misura gas naturale, per assicurare le condizioni del combustibile richiesto dalle varie apparecchiature; sistema di produzione e distribuzione aria compressa; sistema raccolta drenaggi e trasferimento acque reflue; impianto antincendio; sistema elettrico; sistema di supervisione ed automazione).

Il sistema turbina-caldaia a recupero avrà potenza termica nominale pari a 37,82 MWt in condizioni di esercizio ed a 44,20 MWt in condizioni di picco.
Ai fini autorizzativi, la potenza termica in condizioni di picco (44,20 MWt) viene assunta quale potenza termica nominale dell'installazione, ossia la massima potenza introducibile con il combustibile, inferiore a quella di soglia definita al punto 1.1 dell'allegato VIII alla parte seconda del D.Lgs 152/06 e smi, quindi non direttamente assoggettabile al regime di AIA.
All'interno dell'area adibita alla centrale di cogenerazione trova ubicazione anche il nuovo impianto ad osmosi inversa per il trattamento dell'acqua di processo: per la produzione di acqua osmotizzata a partire da acqua prelevata dall'acquedotto industriale, stoccata in un serbatoio polmone da 10 m^3.
L'installazione viene quindi assoggettata ad AIA in quanto attività tecnicamente connessa all'installazione IPPC di Bunge Italia spa, in conformità con quanto previsto dalla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. ed in ottemperanza alla già richiamata prescrizione 5.f) di cui alla DGR n. 329 del 14/03/2016.

Gestore
Enel.si srl, sede legale via della Bufalotta 255, Roma.

Oggetto del presente provvedimento di AIA: Attività connessa e accessoria
Produzione di energia elettrica e termica, produzione di acqua osmotizzata.

Attività principale IPPC, opportunamente regolamentata dal provvedimento di AIA n. 2805 del 01/06/2017.

L'attività della Ditta Bunge Italia spa, rientra nell'Allegato VIII del Decreto Legislativo n. 152/2006 e smi al punto 6.4, lettera b, punto 2 – *"b) Escluso il caso in cui la materia prima sia esclusivamente il latte,* ***trattamento e trasformazione****, diversi dal semplice imballo, delle seguenti materie prime, sia trasformate in precedenza sia non trasformate,* ***destinate alla fabbricazione di prodotti alimentari o mangimi*** *da:*
1) ...omississ...
2) ***solo materie prime vegetali con una capacità di produzione di prodotti finiti di oltre 300 Mg al giorno*** *o 600 Mg al giorno se l'installazione è in funzione per un periodo non superiore a 90 giorni consecutivi all'anno;*
3) ...omississ..."

In particolare, attualmente l'attività consiste nella lavorazione di semi oleosi per la produzione di olio vegetale ad uso alimentare e farine ad uso zootecnico, per una capacità produttiva massima attuale pari a 700 t/giorno di olio grezzo, 600 t/giorno di olio raffinato e 1.500 t/giorno di farine ad uso zootecnico.
Con l'attuazione del progetto di incremento della capacità di macinazione di semi oleosi, valutato attraverso la procedura di verifica (screening) conclusasi con la DGR 329/2016 ed autorizzato con l'AIA n. 2805 del 01/06/2017 (a cui si rimanda per la descrizione delle attività e la loro regolamentazione), nell'installazione di Bunge Italia spa si aumenta la capacità complessiva di lavorazione di semi di soia fino a 3.000 t/g, incrementando la capacità di produzione di prodotti finiti, quali olio grezzo e farine, da 2.200 t/g complessive a circa 2.960 t/g, mantenendo invariata la capacità produttiva di olio raffinato (600 t/g).

Autorizzazioni comprese e sostituite:
L'AIA, ai sensi dell'allegato IX alla parte seconda del D.Lgs 152/06 e smi, sostituisce le seguenti autorizzazioni ambientali:

1. Autorizzazione alle emissioni in atmosfera, fermi restando i profili concernenti aspetti sanitari (titolo I della parte quinta del presente decreto).
2. Autorizzazione allo scarico (Capo II del Titolo IV della Parte Terza).
3. Autorizzazione unica per gli impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti (articoli 208 e 210).
4. Autorizzazione allo smaltimento degli apparecchi contenenti PCB-PCT (D.Lgs 209/99, articolo 7).
5. Autorizzazione all'utilizzo dei fanghi derivanti dal processo di depurazione in agricoltura (D.Lgs 99/92, art. 9).
6. Autorizzazione allo scarico rilasciata dal Magistrato alle Acque di Venezia, limitatamente alle condizioni di esercizio degli scarichi idrici e alle modalità di controllo di tali condizioni (D.L. 96/95, convertito con modificazioni nella Legge 206/95, articolo 2, comma 2).

Nel caso specifico, trattandosi di nuova installazione, non esistono autorizzazioni settoriali vigenti sostituite e comprese nel presente provvedimento.

A3) Iter istruttorio rilascio AIA

- **16/09/2016** presentazione da parte del gestore della domanda di rilascio di AIA (PGRA/2016/11758 del 22/09/2016); presentata attraverso il portale regionale IPPC-AIA, con pagamento delle spese istruttorie (8.800 euro);
- **04/10/2016** avvio del procedimento di rilascio AIA, in seguito all'esito positivo della verifica di completezza (PGRA/2016/12292 del 04/10/2016);
- **19/10/2016** pubblicazione sul BURER della comunicazione di avvio del procedimento di rilascio AIA, a cura del SUAP del Comune di Ravenna;
- **25/11/2016** svolgimento della I riunione della Conferenza dei Servizi, convocata con nota PGRA/2016/13391 del 27/10/2016;
- **27/12/2016** richiesta di integrazioni e sospensione dei termini del procedimento (PGRA/2016/16048);
- **14/02/2017** presentazione da parte del gestore della documentazione integrativa, trasmessa tramite il portale regionale IPPC-AIA (PGRA/2017/2203 del 20/02/2017);
- **07/04/2017** svolgimento della II riunione della Conferenza dei Servizi, convocata con nota PGRA/2017/3964 del 21/03/2017;
- **13/04/2017** trasmissione da parte di ARPAE ST della relazione tecnica di valutazione del piano di monitoraggio e controllo previsto per la modifica sostanziale di AIA (PGRA/2017/5144);
- **08/05/2017 e 09/05/2017** presentazione da parte del gestore di ulteriore documentazione integrativa (la cui necessità è emersa durante la seconda seduta della conferenza dei servizi), trasmessa tramite PEC (PGRA/2017/6322 e PGRA/2017/6376);
- **25/05/2017** svolgimento della III riunione della Conferenza dei Servizi (seduta conclusiva), convocata con nota PGRA/2017/6402 del 09/05/2017;
- **29/05/2017** trasmissione del verbale della seduta conclusiva della conferenza dei Servizi, con indicazione di ulteriore sospensione dei termini del procedimento, in quanto non ancora pervenuta la documentazione relativa alla dichiarazione antimafia;
- **12/06/2017** presentazione da parte del gestore della documentazione di autocertificazione antimafia e della planimetria aggiornata degli scarichi, come emerso e richiesto in seguito alla terza seduta (conclusiva) della conferenza dei servizi;
- **11/07/2017** trasmissione dello schema di AIA al gestore (PGRA/2017/9531 del 11/07/2017);
- **28/07/2017** osservazioni pervenute in proposito da parte del gestore, (PGRA/2016/10409 del 01/08/2017).

SEZIONE B

Sezione finanziaria

B1) Calcolo tariffa istruttoria per rilascio AIA, DM 24 aprile 2008, DGR 1913/08, DGR 155/09, DGR 812/09

DETERMINAZIONE DELLA TARIFFA ISTRUTTORIA PER RILASCIO AIA

C_D - Costo istruttorio 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}	**€ 1.250**

C_{H2O} - Costo istruttoria per la 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}	**€ 4.500**

$C_{RP/RnP}$ - Costo istruttorio rilascio di 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} nessuna	**€ 0,00**

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

Ti - tariffa istruttoria relativa a rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale

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

= € 2.500,00 - € 0,00 - € 1.500,00 + € 1.250,00 + € 4.500,00 + € 300,00 + € 1.750,00 = **€ 8.800,00**

La Ditta ha provveduto in conformità alla normativa vigente in materia di pagamento delle spese istruttorie per le AIA, in data 01/09/2016, al versamento di un importo pari a **€ 8.800,00**.

B2) FIDEIUSSIONI

Non svolgendo nessuna attività di gestione rifiuti ai sensi della parte quarta del D.Lgs 152/06 e smi, a carico di Enel.si srl, per lo stabilimento di Ravenna – Porto Corsini, non sono previste garanzie finanziarie ad esse relative.

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 uno e più decreti, deve stabilire 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 domanda AIA (PGRA/2016/11758 del 22/09/2016), la verifica di sussistenza dell'obbligo di presentazione della relazione di riferimento, ai

sensi del DM 272 del 13/11/2014 e della DGR 245 del 16/03/2015, dalla quale emerge la non necessità di presentare la relazione di riferimento.
A questo proposito:
- richiamato il Decreto Ministeriale 13 novembre 2014, n. 272 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;
- 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 necessaria l'integrazione del Piano di Monitoraggio dell'impianto inserito nell'AIA in essere;
- vista la *Circolare Prot. n. 12422/GAB del 17/06/2015* con cui il MATTM chiariva che la documentazione di cui all'articolo 3, comma 2) del DM n. 272/2014, opportunamente validata dall'autorità competente, può costituire una valutazione sistematica del rischio di contaminazione e pertanto può giustificare la definizione di diverse modalità o più ampie frequenze per i controlli su acque sotterranee e sottosuolo;
- 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 e considerato in particolare l'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.

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, nel nuovo assetto, 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: **< 3**			1,5	**1,5**
		N° inquinanti: **1-4**			1,5	**1,5**
		Quantità:**> 100.000 m^3/h**	7			**7**
	diffuse	**No**	-			**-**
	fuggitive	**No**	-			**-**
Bilancio idrico	**consumi idrici**	Quantità prelevata: **< 2.000 m^3/g**			1,5	**1,5**
	scarichi idrici	N° inquinanti: **> 7**	7			**7**
		Quantità scaricata: **< 2.000 m^3/g**			1,5	**1,5**
Produzione rifiuti		N° CER rifiuti NP: **1 - 6**			1,5	**1,5**
		N° CER rifiuti P: **1 - 4**			1,5	**1,5**
		Quantità annua di rifiuti prodotti: **< 2.000 t**			1,5	**1,5**
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 m^2**				**1,5**

Rumore	N° sorgenti: **11 - 20**		5		**5**
				Totale	**34**
Impianto dotato di registrazione EMAS: **No**					x 0,6
Impianto dotato di certificazione ISO 14000: **No**					x 0,8
	Indice di complessità delle attività istruttorie IC (espresso in numero di ore)				**34**

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

SEZIONE C

VALUTAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

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

L'area di impianto è attualmente occupata da un edificio non utilizzato dello stabilimento Bunge, che verrà da questa demolito al fine di fornire ad Enel.si la superficie libera per l'intervento. Di seguito si presenta l'inquadramento del progetto in esame rispetto alle previsioni degli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, tenendo in considerazione che il progetto preliminare della Centrale risultava compreso nel progetto presentato da Bunge per il quale è stata esperita la procedura di Verifica (screening), conclusasi positivamente con DGR n. 329 del 14/03/2016, nel corso della quale è stata positivamente valutata la conformità del progetto in esame con i vincoli dell'area e con le previsioni dei seguenti strumenti di pianificazione territoriale e settoriale:

- Piano Territoriale dell'Emilia Romagna (PTR);
- Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR);
- Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Ravenna (PTCP);
- Strumenti di pianificazione comunale (PSC, RUE, POC);
- Pianificazione Comunale di Zonizzazione Acustica (PZA);
- Piano Regolatore Portuale di Ravenna (PRP);
- Piani in materia di qualità dell'aria (PAIR 2020 e PRQA);
- Piani di tutela delle acque (PTA e PPTA);
- Piani di bacino;
- Piano Regionale Integrato dei Trasporti (PRIT);

giungendo alla seguente conclusione "*5.1 in generale è stata verificata la compatibilità al PTCP vigente e agli strumenti urbanistici comunali. Non sussistono elementi ostativi dal punto di vista urbanistico all'intervento; […] 5.4 si è infine valutata l'assenza di vincoli preclusivi di tutela naturalistica e paesaggistica*".

Con riferimento all'Allegato VIII del D.Lgs. n. 152/2006 e smi, l'attività produttiva principale, a cui la produzione di energia elettrica e termica della nuova centrale Enel.si è funzionale, è riconducibile alla fattispecie di cui al punto 6.4.b2, in quanto inerente il trattamento e la trasformazione di prodotti alimentari a partire da materie prime vegetali con una capacità di produzione di prodotti finiti di oltre 300 tonnellate al giorno.
L'attività energetica in capo a Enel.si srl si configura, infatti, come attività tecnicamente e funzionalmente connessa all'attività IPPC svolta da Bunge, per cui è stata dotata di opportuno provvedimento di AIA, n. 2805 del 01/06/2017 e la cui procedura istruttoria è stata coordinata con la presente.

L'area occupata da Enel.si è interna a quella del sito Bunge Italia spa e in virtù del costituito diritto di superficie e servitù (atto Studio Notarile Associato Atlante – Cerasi, Rep. 52789, Racc. 26326 07/09/2016, registrato a Roma 5 il 26/09/2016 n. 12809) verrà utilizzata per la realizzazione della nuova centrale termica e dell'impianto di demineralizzazione, per una superficie pari a circa 3.000 m^2.

C1.1) INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO E TERRITORIALE

C1.1.1) PTCP e strumenti di pianificazione comunale

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP – approvato con DCP n. 9/2006 e successivamente modificato) esprime le linee d'intervento che riguardano il territorio e l'ambiente nelle aree provinciali e, dando piena attuazione alle prescrizioni del PTPR, costituisce in materia di pianificazione paesaggistica l'unico riferimento per gli strumenti di pianificazione comunali e per l'attività amministrativa attuativa. La valutazione della coerenza con il PTCP ricomprende pertanto anche la valutazione della coerenza con il PRTR.
L'area di interesse ricade nell'Unità di Paesaggio n. 5 "*Del porto e della città*", nel *Sistema costiero* disciplinato dall'art. 3.12 delle Norme Tecniche d'Attuazione (NTA), all'interno del perimetro del Piano Regolatore Portuale (PRP) e ricade entro la "*Zona di protezione delle acque sotterranee costiere*" per cui deve essere rispettato quanto prescritto dagli artt. 5.3, 5.7 e 5.11 delle NTA.
In prossimità della prossima installazione Enel.si, si trovano una zona ad ovest soggetta all'art. 3.25a "*Zona di tutela naturalistica - di conservazione*" delle NTA, mentre a nord vi e un'area soggetta all'art. 3.19 "*Zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale*".
L'analisi del PTCP ha evidenziato la generale conformità del progetto.

Nel Piano Strutturale Comunale vigente (PSC approvato con DCC n. 25 del 27/02/2007) l'area è ricompresa entro il perimetro dello Spazio Portuale e quindi sono applicabili le disposizioni del Piano Regolatore Portuale (PRP) di Ravenna; nello specifico lo stabilimento ricade in una "*Area consolidata per attività produttiva*

portuale" regolamentata dall'art. 83 delle NTA del PSC e risulta parzialmente interessata da un elettrodotto ad alta tensione e relativa fascia di rispetto.
L'elaborato B.3.2.a "*Carta dei rischi di origine antropica e aree a rischio di incidente rilevante*" definisce, secondo quanto indicato nel D.M. 09/05/2001 i "*requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante*" e la compatibilità territoriale degli usi del territorio limitrofi agli stabilimenti a rischio di incidente rilevante in relazione alle aree di danno dei singoli stabilimenti. Da esso si evince che in adiacenza allo stabilimento Bunge è presente la raffineria di Alma Petroli, stabilimento a rischio di incidente rilevante, alle cui attività sono associate curve e aree di danno che interessano anche parte della superficie (area ovest) dello stabilimento Bunge, escludendo comunque quella interessata dal diritto di superficie a favore di Enel.si.
Lo stabilimento Bunge è identificato anch'esso come soggetto alle disposizioni per i rischi di incidenti rilevanti ma alle sue attività non risultano associati scenari incidentali con curve di danno esterne ai confini dello stabilimento stesso. Rientra comunque tra gli impianti soggetti agli obblighi previsti dal D.Lgs. n. 105/2015.
L'area concessa in diritto di superficie non è interessata dalle aree di danno relative agli scenari incidentali derivanti dall'attività di Bunge.

L'area in esame non ricade in ambiti disciplinati da POC. Dall'analisi degli elaborati del Piano si evince come l'area non sia classificata a rischio inondazione, non sia soggetta a vincolo paesaggistico ed idrogeologico e non ricada in alcun ambito di tutela paesaggistica o naturale.
Il Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE), pone l'area in esame, nello Spazio Portuale, in particolare nelle "*Aree consolidate per attività produttive portuali"*, normate dall'art. VII.1.3 delle NTA del RUE.
Il progetto non si configura come *nuovo impianto per la produzione d'energia da combustibili fossili*, ma prevede unicamente il "revamping" (demolizione con ricostruzione) della centrale termoelettrica esistente in capo a Bunge, non si prevede la realizzazione di nuovi stabilimenti RIR o di nuovi impianti per movimentazione, deposito e lavorazione di sostanze classificate R11 e R12 ai sensi della Direttiva 67/548 CEE (ora sostituita dal Reg. CE n. 1272/2008).
L'area ricade inoltre nelle *"Aree consolidate per attività produttive portuali con impianti a Rischio di Incidente Rilevante"*, disciplinate dall'art. VII.1.5 delle NTA.
Ricadendo nello Spazio Portuale, per l'area in questione trovano applicazione anche le *Disposizioni di carattere generale* di cui all'art. VII.1.2 delle NTA.
Si ritiene pertanto che il progetto sia pienamente coerente con quanto prescritto dal RUE.

Zonizzazione Acustica Comunale
Con riferimento alla Zonizzazione Acustica Comunale esecutiva a termini di legge a partire dal 20/6/2015, lo stabilimento Bunge ricade in Classe VI.

C1.1.2) Ulteriore Pianificazione
Piano Regolatore Portuale
Per il Piano Regolatore Portuale di Ravenna (PRP – approvato con DGP n. 20/2010) l'area di stabilimento ricade nel sotto-ambito "Aree per attività portuali ed impianti tecnologici", ma non ricade in alcuna zona sottoposta a progetto unitario.
Rientra inoltre nella componente funzionale IA2: "stoccaggio e trasformazione merci e servizi" per cui la relativa scheda tecnica non prevede particolari prescrizioni. Il progetto in esame risulta pertanto coerente con le disposizioni del PRP.
PAIR 2020 e PRQA
Nel Piano Aria Integrato Regionale 2020 (PAIR 2020 – approvato con DAL n. 115/2017) il Comune di Ravenna è classificato come "*Area di superamento PM10*" e il Piano presta particolare attenzione alla regolamentazione delle emissioni di componenti primarie quali PM_{10} e NO_x e di quelle di COV e SO_2, in quanto precursori di inquinamento secondario da $PM_{2,5}$ e ozono. In riferimento agli interventi di progetto la compatibilità al PAIR 2020 si ritiene assolta rispettando sostanzialmente le misure previste dal Piano Provinciale di Risanamento Qualità dell'Aria di Ravenna (PRQA – approvato con DGP n. 78/2006) in merito al settore industriale/portuale riportate nell'art. 16 delle NTA dello stesso: alimentazione a gas metano, adozione di tecniche a bassa emissione di NOx, realizzazione quale revamping (sostituzione e demolizione) di impianto esistente e non come nuovo impianto.
PTA e PPTA
Per il Piano di Tutela delle Acque della Regione Emilia-Romagna (PTA – approvato con DAL n. 40/2005) il sito non ricade in alcuna delle zone di protezione delle acque sotterranee; lo stabilimento risulta del tutto coerente alle disposizioni regionali in materia di gestione delle acque meteoriche.
Per il Piano Provinciale di Tutela delle Acque (PPTA) di Ravenna (approvato con Deliberazione di Consiglio Provinciale n. 24/2011 e che costituisce variante al PTCP in attuazione del PTA regionale), l'area d'interesse ricade nel bacino del Canale Candiano, per il quale il comma 5 dell'art. 5.2 delle NTA dispone, in considerazione delle "peculiari caratteristiche dell'asta del Canale Candiano, non incluso in area sensibile ai sensi del D.Lgs n. 152/2006, ma con diretta connessione con aree sensibili (Piallasse Piombone e Baiona, ed

area costiera dell'Adriatico) e in considerazione del fatto che e parte dell'ambito portuale", un particolare regime di vincoli e di approfondimenti conoscitivi.
Questo si concretizza nelle previsioni dell'art. 5.13, che al comma 10 prevede che "gli scarichi di acque reflue industriali, di acque di prima pioggia e di acque reflue di dilavamento ad essa afferenti dovranno rispettare i seguenti limiti di concentrazione: 15 mg/l di azoto totale (demandando alle AIA e alle altre specifiche autorizzazioni per gli scarichi la possibilità d'indicare di volta in volta un valore limite specifico anche per l'azoto ammoniacale) e 5 mg/l di fosforo totale. Dall'analisi della Tavola 3 del PTCP l'area ricade entro le "Aree di protezione delle acque sotterranee costiere", definite dall'art 5.3 come ulteriore zona di protezione delle acque sotterranee.
Il progetto risulta coerente con le previsioni in materia di tutela delle acque: le acque reflue industriali e di prima pioggia vengono inviate ad impianto di trattamento limitrofo (SAI srl).

Piani di bacino

Per il Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico dell'Autorità per i Bacini Regionali Romagnoli (approvato con D.G.R. n. 350 del 17/03/2003) l'area di studio fa parte del bacino idrografico del Canale Candiano, che si sviluppa per una lunghezza di circa 11 km a nord-est di Ravenna, mantenendo il collegamento tra la città e la Darsena S. Vitale (km 3) e fra questa ed il mare (km 8 circa), e che comprende i territori della Pialassa Baiona a nord e della Pialassa dei Piomboni a sud.
L'area in esame non rientra tra le aree a rischio idrogeologico ed in particolare non rientra tra le aree di potenziale allagamento o a rischio idraulico.

PRGR e PPGR

Il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR), approvato con Delibera dell'Assemblea Legislativa n. 67 del 03/05/2016, prevede che "*le Province, in attuazione dei criteri regionali individuano, con il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP), le zone non idonee alla localizzazione di impianti di recupero e di smaltimento dei rifiuti nonché le zone idonee alla localizzazione degli impianti di smaltimento dei rifiuti (cfr. articolo 197 comma 1, lettera d)*".

Lo stesso Piano Regionale all'art. 24 delle NTA dispone che:

2. Le previsioni contenute nei piani territoriali di coordinamento provinciale (PTCP), nei piani provinciali di gestione dei rifiuti (PPGR) nonché nei piani d'ambito vigenti al momento della adozione del Piano che siano in contrasto con le previsioni del Piano adottato non sono attuabili.

3. Dalla data di adozione del Piano le previsioni delle pianificazioni provinciali di cui al comma 2 relative alle aree idonee incompatibili con i criteri previsti dal Piano cessano di trovare applicazione.

4. Entro il termine di 180 giorni dalla data di approvazione del Piano le Province adeguano i loro strumenti di pianificazione qualora sia verificata la mancata coerenza dei medesimi con i criteri previsti al capitolo 14 in merito alle aree idonee o non idonee alla localizzazione degli impianti.

Nelle more dell'adeguamento del PTCP a quanto disposto al c.4, si è riscontrato che l' area interessata dal progetto non ricade tra le "*Zone non idonee alla localizzazione di impianti di smaltimento e recupero di rifiuti"* (urbani, speciali e speciali pericolosi) così come individuate dal Piano Provinciale di Gestione Rifiuti (PPGR) attraverso la Tav. 4 del PTCP; nell'installazione di Enel.si non si svolgno attività di smaltimento e/o recupero di rifiuti.

C1.2) INQUADRAMENTO AMBIENTALE

C1.2.1) STATO DEL CLIMA, DELL'ATMOSFERA E QUALITA' DELL'ARIA

Nella provincia di Ravenna la condizione atmosferica 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 si verifichino il maggior numero di condizioni di instabilità, vi siano spesso condizioni poco favorevoli alla dispersione degli inquinanti immessi a bassa quota.

Piano Provinciale di tutela e Risanamento della Qualità dell'Aria della Provincia di Ravenna e Piano Aria Integrato Regionale

Il Piano Provinciale di tutela e Risanamento della Qualità dell'Aria (PRQA) della Provincia di Ravenna, approvato con delibera del Consiglio Provinciale n. 78 del 27 luglio 2006, riprende la zonizzazione elaborata nella Delibera regionale n. 804/2001, successivamente aggiornata nel rispetto dei criteri emanati con il Decreto Ministeriale n. 261/2002 (Deliberazione n. 41/2004), che aveva determinato, per il territorio della Provincia di Ravenna, una prima suddivisione in zone ed agglomerati.
Con la DGR 2001/2011 la Regione Emilia Romagna ha approvato la nuova zonizzazione elaborata in attuazione del D.Lgs 155/2010, secondo il quale è stata effettuata la suddivisione del territorio regionale in zone ed agglomerati, classificando le diverse aree secondo i livelli di qualità dell'aria.
In Emilia Romagna, analogamente a quanto accade in tutto il bacino padano, le criticità per la qualità dell'aria riguardano gli inquinanti PM_{10}, $PM_{2,5}$, ozono (O_3) e biossido di azoto (NO_2). PM_{10}, $PM_{2,5}$ e ozono interessano pressoché l'intero territorio regionale, mentre per l'NO_2 la problematica è più localizzata in prossimità dei grandi centri urbani.

Rispetto alla pianificazione settoriale in materia di qualità dell'aria è da rilevare che è stato adottato con DGR 1180/2014 del 21/07/2014 il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020), approvato con Delibera dell'Assemblea Legislativa n. 115 dell'11 aprile 2017, che contiene le misure per il risanamento della qualità dell'aria al fine di ridurre i livelli degli inquinanti sul territorio regionale e rientrare nei valori limite e nei valori obiettivo fissati dalla Direttiva 2008/50/CE e dal D.Lgs. n. 155/2010: entrato in vigore il 21/04/2017, in seguito alla pubblicazione sul BURER.
Secondo la nuova zonizzazione, il territorio del Comune di Ravenna rientra in un'area di "Pianura Est" in cui si registrano superamenti in alcune porzioni di territorio, del valore limite di qualità dell'aria per il parametro PM_{10}.
Nello specifico sia il Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria della Provincia di Ravenna sia il PAIR 2020 hanno individuato come critici i seguenti parametri: ossidi di azoto NO_x e PM_{10}.
Tuttavia, le polveri fini e l'ozono sono inquinanti in parte o totalmente di origine secondaria, ovvero dovuti a trasformazioni chimico-fisiche degli inquinanti primari, favorite da fattori meteorologici. Per il PM_{10} la componente secondaria è preponderante in quanto rappresenta circa il 70% del particolato totale. Gli inquinanti che concorrono alla formazione della componente secondaria del particolato sono ammoniaca (NH_3), ossidi di azoto (NO_x), biossido di zolfo (SO_2) e composti organici volatili (COV).
Le diverse sostanze inquinanti possono essere prodotte sia da cause naturali che da attività umane. Le cause naturali hanno un'importanza trascurabile, mentre più rilevanti sono le sostanze inquinanti prodotte dalle attività umane, soprattutto derivanti da processi di combustione e non. Come è noto, le aree urbane sono caratterizzate da un'alta densità di sorgenti emissive, collegate principalmente a tre tipologie di fattori: il traffico, l'industria e gli impianti di riscaldamento. L'impianto di Enel.si srl si colloca all'interno del macro settore relativo alle emissioni industriali (combustione industriale, processi produttivi), per cui, appunto, gli inquinanti più significativi sono NO_x e PM_{10}.
Nel Piano di Risanamento di Qualità dell'Aria della Provincia di Ravenna sono previste azioni da intraprendere per contenere le emissioni di NO_x e PM_{10} tra cui quelle applicabili all'installazione in oggetto:

- prevedere obbligatoriamente bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto oppure dotati di impianti di abbattimento (denox); si tratta di provvedimenti da adottare in particolar modo se l'impianto ricade in regime di IPPC intendendola come migliore tecnologia anche se non esplicitamente richiamata nelle linee guida nazionali di settore;
- prevedere l'utilizzo sempre più esclusivo di combustibili gassosi (compatibilmente con la rete di metanizzazione esistente e le eventuali difficoltà legate all'estensione della rete) o gpl;
- impostare il monitoraggio in continuo dei valori limite di polveri totali e/o PM_{10} autorizzati laddove il tipo e la taglia di impianto ne giustifichi l'investimento.

C1.2.2) STATO DELLE ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE

Acque superficiali

L'area di interesse è situata nel bacino idrografico del Canale Candiano, uno dei sette bacini che appartengono, totalmente o in parte, alla Provincia di Ravenna. Tale bacino, costituito da un corpo imbrifero di 385 km^2 formato da diversi canali di bonifica, tra cui il Cerba, la Canala, il Cupa, il Pirottolo, il Fagiolo e la Lama, presenta caratteristiche fortemente anomale rispetto ai bacini confinanti: il Canale Candiano, che rappresenta l'asse principale del Porto di Ravenna, prima dello sbocco in mare è costituito da alvei di acqua salata o salmastra, quali la Pialassa Baiona e la Pialassa Piombone, strettamente interagenti con il mare e con i suoi movimenti di marea. Il sistema idraulico quindi risulta essere assai diverso da un normale corso d'acqua e molto più assimilabile ad una zona di estuario o di piana di marea.
Il Canale Candiano gioca un ruolo fondamentale per la sopravvivenza delle Pialasse Baiona e Piombone, costituendone infatti l'unico collegamento con il mare, e consentendone quindi il ricambio idrico.
Dai dati rilevati nella stazione di monitoraggio della Rete Regionale posizionata sul Canale Candiano risulta che tale corpo idrico si attesta su uno stato di qualità definito "sufficiente"(classe 3), valutato in riferimento al solo parametro LIM, non essendo l'IBE calcolabile in ragione della natura salmastra delle acque.
Lo stabilimento Enel.si non determina impatti diretti sullo stato di fatto delle aree descritte in precedenza, in quanto tutti i reflui derivanti dalle attività svolte all'interno del sito (comprese le acque meteoriche di prima pioggia) vengono inviati tramite tubazione diretta a depurazione presso il limitrofo impianto di trattamento della Società SAI srl.
All'impianto di depurazione di SAI srl, il cui scarico finale è destinato al Canale Candiano, vengono trattate le acque reflue provenienti da attività industriali esistenti, già collegate tramite condotta diretta (PIR, Lloyd, Alma Petroli, Novaol e la stessa Bunge Italia), oltre che rifiuti speciali liquidi anche pericolosi conferiti in conto terzi tramite mezzi mobili. Al fine di assicurare che le correnti inviate a depurazione siano compatibili con la capacità di trattamento dell'impianto, la qualità dei reflui derivanti dalle attività svolte da Enel.si viene monitorata ai limiti di batteria dello stabilimento stesso, sulla base del Regolamento di conferimento all'impianto di depurazione della Società SAI srl e della relativa omologa, che deve essere sottoscritto da entrambe le parti.

Acque sotterranee

Nel territorio della Provincia di Ravenna la Rete di monitoraggio per il controllo delle acque sotterranee è costituita da 64 pozzi di cui alcuni deputati alla misura del livello idrostatico (piezometria), altri al solo prelievo di acque per le analisi chimico-batteriologiche (analisi di "qualità"), altri ad entrambe le funzioni. In particolare, per quanto riguarda lo stato qualitativo delle acque sotterranee, nel territorio provinciale vengono analizzate le acque prelevate da 39 pozzi profondi, ricercando un numero variabile di sostanze chimiche.
Relativamente allo stato di sfruttamento della risorsa idrica sotterranea e dell'eventuale progressivo peggioramento, l'attività di Enel.si, non avendo prelievo idrico dal suolo tramite pozzi, non incide sullo stato quantitativo della falda sotterranea.

C1.3) DESCRIZIONE DELL'ASSETTO IMPIANTISTICO

La centrale di cogenerazione in oggetto viene realizzata in sostituzione dell'esistente Centrale termoelettrica di Bunge, con lo scopo di produrre l'energia elettrica ed il vapore necessari per il funzionamento dello stabilimento di Bunge Italia spa a Porto Corsini.
In sintesi la centrale è costituita da:

- un turbogeneratore (TG) alimentato a gas naturale, completo di sistemi ausiliari necessari al corretto funzionamento;
- un generatore di vapore a recupero (GVR), che utilizza i fumi espulsi dal TG per la produzione di vapore; la caldaia a recupero inoltre prevede:
  - un sistema di post combustione (PC), per garantire la produzione di vapore richiesta dall'utenza;
  - un sistema di fresh air (FA), per garantire la produzione di vapore richiesta dall'utenza nel caso di indisponibilità del TG;
- una caldaia di riserva (CR), per la produzione di vapore, nel caso di indisponibilità del GVR;
- un impianto per la produzione di acqua osmotizzata;
- il Balance of Plant (BOP), costituito principalmente da un degasatore atmosferico, un preriscaldatore del reintegro acqua osmotizzata con acqua di alimento e collegamenti tra le apparecchiature principali;
- sistemi ausiliari dell'impianto:
  - sistema di trattamento/decompressione e misura gas naturale, per assicurare le condizioni del combustibile richiesto dalle varie apparecchiature;
  - sistema di produzione e distribuzione aria compressa;
  - sistema raccolta drenaggi e trasferimento acque reflue;
  - impianto antincendio;
  - sistema elettrico;
  - sistema di supervisione ed automazione.

Il principio generale di funzionamento è il seguente.
L'acqua industriale prelevata dall'acquedotto dedicato che serve l'area portuale/industriale viene utilizzata nell'impianto di produzione acqua osmotizzata (di nuova realizzazione), il cui prodotto viene stoccato in un serbatoio per essere inviato in parte allo stabilimento Bunge ed in parte al reintegro del ciclo termico.
L'acqua concentrata di scarto dell'impianto di produzione acqua osmotizzata viene inviata all'impianto di trattamento di SAI srl.
L'acqua osmotizzata viene preriscaldata e quindi rilanciata, insieme al ritorno condense in uscita dal degasatore, al generatore di vapore a recupero (GVR), per essere trasformata in vapore a 13 barg.
Il GVR riceve i fumi del turbogeneratore (TG), alimentato a gas naturale e con potenza elettrica nominale pari a 5,5 MWe, la cui energia elettrica prodotta viene inviata allo stabilimento Bunge, al netto degli autoconsumi.
La portata di fumi caldi in uscita dal TG entra direttamente nella caldaia a recupero; nei transitori legati all'avvio del sistema o all'arresto del TG per fuori servizio del GVR è comunque possibile bypassare la caldaia ed emettere i fumi tramite un camino dedicato (camino di bypass).
Nel GVR è presente un postcombustore con bruciatore in vena d'aria alimentato a gas naturale, necessario per innalzare la temperatura dei fumi. In caso di mancato funzionamento del gruppo TG, e quindi di apporto dei fumi caldi, il GVR può funzionare in modalità "fresh-air" grazie ad un elettroventilatore centrifugo, garantendo la portata di vapore necessaria, anche nel transitorio di passaggio tra le due modalità.
I fumi vengono poi espulsi tramite camino dedicato.
In caso di indisponibilità del GVR e quindi di blocco della linea TG + GVR-PC, parte della richiesta di vapore di Bunge viene soddisfatta da un generatore di vapore di riserva, alimentato a gas metano. I fumi esausti vengono poi emessi in atmosfera attraverso un camino dedicato.
Non tutto il vapore prodotto viene inviato a Bunge; una piccola parte entra nel degasatore atmosferico in cui viene recuperato il flusso di condense di ritorno da Bunge per essere reimmesso nel circuito dell'acqua osmotizzata, tramite passaggio dal preriscaldatore.
Tutti i drenaggi e gli spurghi vengono inviati a depurazione a SAI.

Le fasi del processo sono le seguenti.

Fase 1: produzione acqua osmotizzata

All'interno dell'area adibita alla centrale di cogenerazione trova ubicazione il nuovo impianto ad osmosi inversa per il trattamento dell'acqua di processo.

Tale impianto produce acqua osmotizzata a partire da acqua prelevata dall'acquedotto industriale, stoccata in un serbatoio polmone da 10 m^3.

Da tale serbatoio parte dell'acqua è inviata al serbatoio di blowdown e raccolta drenaggi per raffreddare i flussi in esso inviati.

La parte restante viene inviata all'impianto ad osmosi, costituito da n. 2 sistemi ad osmosi inversa, ciascuno dei quali di capacità nominale pari a 35 m^3/h, completamente preassemblato su skid in acciaio inossidabile e installato in un box prefabbricato di dimensioni in pianta pari a 12 m x 2,5 m ciascuno.

I box prefabbricati sono collocati in posizione retrostante rispetto alla carpenteria di sostegno del degasatore termo-fisico.

Il trattamento dell'acqua di processo ad osmosi inversa permette di ottenere acqua con le caratteristiche di purezza ottimali per alimentare la caldaia a recupero (GVR); tale processo è impiegato sia per la desalinizzazione sia per la rimozione di fosfati, solfati, cloruri, calcio e metalli.

L'acqua osmotizzata così trattata in parte alimenta utenze all'interno dello stabilimento Bunge e in parte reintegra in continuo le condense di ritorno dal processo produttivo Bunge, le perdite del ciclo vapore (che si hanno principalmente lungo il processo produttivo dello stabilimento), gli spurghi della caldaia e il vapore in uscita dal degasatore.

A valle dell'impianto ad osmosi inversa è presente un serbatoio di stoccaggio dell'acqua osmotizzata di capacità pari a 150 m^3, polmone di accumulo sia per l'acqua osmotizzata destinata alle utenze dello stabilimento Bunge sia per l'acqua osmotizzata impiegata all'interno della centrale di cogenerazione per gli usi sopra descritti.

Si prevede un funzionamento del sistema con regime discontinuo dipendente dal livello dell'acqua osmotizzata presente nel serbatoio di stoccaggio.

I principali dati dimensionali caratteristici dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata sono quindi i seguenti:

- capacità nominale: 2 linee da 35 m^3/h ciascuna;
- refluo prodotto: 25,2% del quantitativo di acqua osmotizzata prodotta.

Fase 2: preriscaldamento e degasatore

Il degasatore termo-fisico ha due linee di alimentazione:

- per le condense di ritorno dagli impianti utilizzatori del vapore (Bunge);
- per l'acqua osmotizzata di reintegro.

Il degasatore termo-fisico è composto da un serbatoio di accumulo cilindrico orizzontale del volume utile pari a 40 m^3 e dalla torretta di degasazione flangiata al serbatoio e ubicato su una carpenteria metallica a quota 7,2 m dal piano campagna con un'altezza al colmo della torretta pari a circa 13,4 m.

Il degasatore è dotato di valvola di sfiato per gas inerti, valvola rompivuoto, valvola di scarico degli incondensati con valvola di intercettazione, passo d'uomo su torre e su serbatoio polmone, selle di appoggio, valvola di sicurezza, valvola di troppo pieno, manometro e termometro, trasmettitore di temperatura e pressione, trasmettitore di livello, completo di un livellostato di alto e un livellostato di basso, flangia sul serbatoio polmone per il preriscaldo dell'acqua con vapore in avviamento, di un gruppo di riduzione vapore composto da valvola di riduzione, valvole di intercettazione, filtro per vapore, valvola di sicurezza e manometro.

Di seguito le caratteristiche di esercizio:

- Temperatura condense di ritorno in ingresso: 95°C;
- Temperatura acqua osmotizzata in ingresso: 90°C;
- Temperatura acqua degasata in uscita: 105°C;
- Vapore di alimento del degasatore: vapore saturo 13 barg;
- Pressione di esercizio: 0,2 barg;
- Massima temperatura di progetto: 120°C;
- Pressione di progetto: 0,49 barg.

Per ottenere acqua osmotizzata in ingresso alla temperatura di 90°C si prevede l'installazione di un preriscaldatore, ossia uno scambiatore in cui l'acqua osmotizzata in arrivo a 15°C dalla Fase 1 riceve calore dall'acqua in uscita a 105°C dal degasatore.

Il bilancio termico dello scambiatore e il seguente:

Acqua osmotizzata da Fase 1		**Acqua osmotizzata in uscita dal degasastore**	
Ingresso al preriscaldatore	15°C	Ingresso al preriscaldatore	105°C
Uscita dal preriscaldatore	90°C	Uscita dal preriscaldatore	70°C

Fase 3: produzione energia elettrica e vapore

Fase 3.1: linea principale (TG + GVR-PC)

In condizioni di normale esercizio (assetto di progetto) la produzione di energia elettrica e vapore è garantita dal funzionamento della linea principale, costituita da una turbina a gas (TG) e da un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) con Post Combustore (PC).

Il turbogeneratore è costituito da una turbina a gas industriale di potenza meccanica all'albero di circa 5.650 kWm (dati riferiti a condizioni ISO) e da un alternatore sincrono a corrente alternata che a 40°C è caratterizzato da una potenza apparente pari a 6.625 kVA (con cosΦ pari a 0,8) e tensione 6,6 kV.

Il turbogeneratore, in condizioni ISO, eroga una potenza elettrica pari a circa 5.500 kWe.

La turbina a gas è progettata per applicazioni di tipo industriale incluse le applicazioni di generazione di energia elettrica. La turbina ha una configurazione monoalbero. Una turbina a gas monoalbero comprende un albero sul quale sono montati il compressore dell'aria, la turbina e il riduttore. Il riduttore è meccanicamente collegato al generatore. La turbina assorbe l'energia dal flusso del gas a valle della sezione di combustione e aziona il compressore. La turbina aziona anche il riduttore e quindi il generatore.

Il compressore a flusso assiale è composto dai seguenti componenti principali:

- gruppo palette statoriche del compressore composto da:
  - palette statoriche ad angolazione variabile azionate da attuatori elettrici,
  - stadi di palette statoriche fisse;
- rotore del compressore con palette rotoriche;
- gruppo diffusore del compressore, composto dai seguenti componenti:
  - alloggiamento del supporto del cuscinetto,
  - flangia e tubi di scarico dell'approvvigionamento di olio lubrificante;

  il diffusore del compressore viene utilizzato per inviare la giusta quantità di aria dentro e attorno alla camera di combustione.
- trasduttori pick-up magnetici: i trasduttori pick-up magnetici rilevano la velocità di rotazione del rotore e forniscono i segnali per:
  - il controllo costante della velocità,
  - lettura della velocità,
  - protezione di sovravelocità, in caso di improvvisa riduzione del carico.

Il rotore della turbina è composto da un rotore a tre stadi con i corrispondenti stadi statorici.

In questa posizione viene installato anche l'alloggiamento di supporto degli ugelli della turbina, che contiene gli ugelli del primo, secondo e terzo stadio. Il cuscinetto a segmenti sull'estremità posteriore dell'alloggiamento di supporto del cuscinetto sorregge l'albero di trasmissione. Il gruppo rotore è composto dai seguenti componenti:

- albero del rotore della turbina
- tre rotori a disco
- tenuta anteriore
- tenute posteriori
- diffusore di scarico della turbina, che permette l'espansione dei gas di scarico in uscita dal quarto stadio.

Parte dell'aria fornita dal compressore viene utilizzata per il raffreddamento della parte calda della sezione turbina (dischi, palette diaframma e ugelli). L'aria di raffreddamento o aria secondaria manterrà la temperatura del metallo dei componenti caldi al di sotto della temperatura di progetto del materiale, assicurando un ciclo di vita adeguato ai componenti.

Il riduttore della velocità di rotazione trasmette l'energia dalla turbina a gas al generatore elettrico. Il riduttore epicicloidale è collegato attraverso l'accoppiamento al generatore. L'olio lubrificante per i cuscinetti e il treno di ingranaggi sono forniti dal sistema olio lubrificante.

Il riduttore è progettato per velocità superiori alla sovravelocità massima raggiunta dalla turbina.

Il generatore sincrono trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. La corrente alternata viene generata da un generatore brushless. La potenza nominale del generatore rispetta la potenza della turbina a gas in funzione della temperatura ambiente ed è normalmente riferita ad una temperatura dell'aria in ingresso di 40°C.

Nelle condizioni di riferimento ISO, la turbina è caratterizzata dalle seguenti prestazioni nominali (condizione di esercizio):

<u>Prestazioni di esercizio turbina</u>

- Temperatura ISO 15°C
- Potenza elettrica garantita ai morsetti del generatore 5,5 MWe
- Efficienza elettrica 30,8 %
- Consumo gas naturale 17,86 MW
- Temperatura dei gas di scarico 516°C
- Portata dei gas di scarico 77.755 kg/h
- Contropressione alla bocca di scarico fumi 250 mmH_2O

<u>In condizioni di picco si avrà</u>

- Prestazioni di picco turbina

- Temperatura -10°C
- Potenza elettrica garantita ai morsetti del generatore 6,3 MWe
- Consumo gas naturale 19,86 MW

Il generatore di vapore a recupero (GVR) in coda al gruppo turbogas ha invece la funzione di recuperare l'energia termica dei fumi di scarico in uscita dal turbogeneratore e dal postcombustore (PC) posto a monte del generatore di recupero stesso, disponibili in misura di 22,02 kg/s (79.272 kg/h) e caratterizzati da una temperatura di 1.340 °C.
I fumi di scarico attraversano la caldaia a recupero e cedono parte del calore in essi contenuto, prima di essere espulsi in atmosfera tramite il camino finale ad una temperatura pari a circa 92°C.
La caldaia a recupero è costituita dalla sezione per la produzione del vapore saturo a 13 bar(g) a partire da acqua di alimento a 70°C, suddivisa in evaporatore ed economizzatore.
L'acqua di alimento alla caldaia a recupero è assicurata da un sistema di pompaggio costituito da n. 2 pompe (di cui una di riserva all'altra).
Nella sezione per la produzione del vapore il corpo cilindrico superiore è collegato con tubi di caduta e di ritorno ad una sezione evaporante; l'acqua di alimento viene preriscaldata nell'economizzatore prima di essere immessa nel corpo cilindrico.
Tutte le sezioni di recupero termico sono drenabili e del tipo a tubi alettati orizzontali, collegati fra di loro in modo da avere la corretta velocità dell'acqua all'interno dei tubi. I tubi di scambio sono di tipo alettato.
I materiali sono di acciaio basso legato, adatti all'impiego continuativo per temperature superiori alla temperatura dei gas di scarico con progetto secondo normativa ISPESL/PED.
La caldaia sarà certificata "esente 72h da conduttore patentato" ovvero per l'esercizio senza la presenza continuativa del Conduttore abilitato.
In **assetto di progetto** avrà le seguenti caratteristiche nominali in **condizione di esercizio**:

- produzione di **44,8 ton/h** di vapore saturo a 13 barg;
- potenza termica di **19,96 MW** introdotta con il combustibile;

e le seguenti caratteristiche nominali in **condizione di picco**:

- produzione di **52 ton/h** di vapore saturo a 13 barg:
- potenza termica di **24,34 MW** introdotta con il combustibile.

La caldaia sarà inoltre in grado di funzionare in caso di mancato apporto dei fumi del gruppo TG (parziale o totale) e sarà quindi dotata di un sistema in "*fresh-air*" per garantire comunque la produzione della piena portata nominale di vapore.
Il passaggio da funzionamento con post-combustore in recupero dal gruppo turbogas e "fresh-air" avverrà senza interruzione della produzione di vapore, garantendo in ogni caso le caratteristiche del vapore e delle emissioni di seguito specificate.
In assetto **fresh air** avrà le seguenti caratteristiche nominali in **condizione di esercizio**:

- produzione di **44,8 ton/h** di vapore saturo a 13 barg;
- potenza termica di **31,32 MW** introdotta con il combustibile;

e le seguenti caratteristiche nominali in **condizione di picco**:

- produzione di **52 ton/h** di vapore saturo a 13 barg:
- potenza termica di **36,74 MW** introdotta con il combustibile.

Riassumendo, la caldaia a recupero (GVR) funzionerà nelle seguenti condizioni:

1. post-combustione sui fumi del gruppo turbogas (condizione di funzionamento di progetto);
2. combustione in "fresh-air" in assenza dei fumi del gruppo turbogas (condizione di funzionamento in "fresh air");
3. tutte le condizioni transitorie dalla 1) alla 2).

Fase 3.2: linea di riserva (CR)
Al fine di garantire all'impianto Bunge una portata di vapore minima di 30 ton/h è presente un generatore di vapore di backup, alimentato a gas naturale, a completamento dell'impianto di cogenerazione, utilizzato solo durante i periodi di indisponibilità del gruppo turbogas e/o del generatore di vapore a recupero, al fine di assicurare la richiesta termica all'utenza Bunge.
La caldaia è alimentata a gas metano mediante una linea dedicata derivata dalla cabina di riduzione e misura del II° stadio. Il bruciatore è caratterizzato da una modulazione di fiamma Low NOx completo di rampa gas, giunto, filtro e stabilizzatore. Viene inserito un inverter sul ventilatore del bruciatore e un sistema di regolazione automatica di O_2, con sonda sui fumi e collegamento al quadro elettrico.
La caldaia è dotata di tutti i dispositivi di sicurezza e protezione per poter avere l'esonero del conduttore per 72 ore consecutive e i dispositivi relativi all'economizzatore. È presente un sistema di preriscaldo per mantenere la caldaia calda quando non è in funzionamento.
La caldaia è dotata di quadro elettrico per:

- mandare in blocco la caldaia in caso di intervento delle sicurezze;
- fare la regolazione del bruciatore sulla base della pressione in uscita;
- fare la regolazione della valvola di alimentazione della caldaia in base al livello;
- scambiare segnali analogici e digitali con il PLC di Centrale.

L'acqua di alimento alla caldaia di backup è assicurata da un sistema di pompaggio costituito da 2 pompe (una di riserva all'altra).
I fumi esausti, derivanti dalla combustione, sono espulsi mediante apposito camino dedicato, realizzato in acciaio inossidabile.
Le caratteristiche tecniche previste per la caldaia di backup sono:

Caratteristiche generatore di vapore di riserva

- tubi di fumo
- Portata nominale di vapore 32 ton/h
- Pressione nominale vapore 13 bar(g)
- Temperatura acqua alimento 70°C
- Temperatura dei gas di scarico con economizzatore 140-150 °C

Fase 4: Utilities

Come utilities si identificano tutti quei sistemi che consentono il regolare funzionamento della centrale e la cessione dei vettori energetici generati.
L'area della centrale, circa 3.000 m^2 in pianta e già nelle pertinenze dello stabilimento di Bunge, è ceduta con diritto di superficie da Bunge Italia spa ad Enel.si.
Sul piazzale, con basamento di dimensioni in pianta pari a 13 m x 14 m e di altezza 20 cm, trovano alloggiamento, oltre al degasatore termo-fisico ed all'impianto di trattamento acqua ad osmosi inversa, descritti in precedenza:

- 2 pompe per acqua alimento caldaia di backup (di cui una di riserva all'altra);
- 2 pompe per acqua alimento caldaia a recupero (GVR) (di cui una di riserva all'altra);
- 2 pompe per acqua osmotizzata per gli usi nella centrale di cogenerazione (di cui una di riserva all'altra);
- 2 pompe per acqua osmotizzata per alimento utenze dello stabilimento Bunge (di cui una di riserva all'altra);
- 2 sistemi di additivaggio chimico del degasatore;
- 1 sistema di produzione aria compressa.

Completano il sistema di pompaggio, le pompe per il rilancio dell'acqua grezza proveniente dall'acquedotto, le pompe per il rilancio delle acque dalla vasca di prima pioggia, le pompe per il rilancio delle acque dalla vasca di seconda pioggia e le pompe per il rilancio delle acque reflue industriali.
L'energia elettrica prodotta dal cogeneratore viene ceduta allo stabilimento Bunge per gli usi interni, alla tensione di 15 kV; una parte dell'energia elettrica prodotta è utilizzata per l'alimentazione degli ausiliari della Centrale di cogenerazione alimentati in BT.
Eventuale energia elettrica non utilizzata dallo stabilimento Bunge verrà immessa nella rete nazionale.
I quadri elettrici ed il trasformatore ausiliario sono allocati in un box di altezza esterna pari a 4,5 m suddiviso in 3 locali:

- locale quadri MT, in cui troverà alloggiamento il quadro elettrico di media tensione di impianto (15 kV), che riceve e distribuisce allo stabilimento l'energia elettrica prodotta dalla turbogas e/o dalla rete elettrica nazionale. A questo locale si potrà accedere mediante una porta d'accesso dal centro del piazzale cogeneratore;
- locale quadri BT, in cui troveranno alloggiamento i quadri in bassa tensione per la distribuzione agli ausiliari dell'impianto di cogenerazione. A questo locale si potrà accedere mediante una porta d'accesso dal centro del piazzale cogeneratore;
- locale trafo ausiliari, in cui troverà alloggiamento il trasformatore ausiliario (15/0,4 kV), del tipo a resina, che sarà isolato mediante un grigliato. A questo locale si potrà accedere mediante una porta d'accesso dal centro del piazzale cogeneratore.

In adiacenza ai locali sopra descritti verrà installato il trasformatore ad olio elevatore necessario per incrementare la tensione dai 6,3 kV del generatore fino al valore di 15 kV per l'allacciamento alla rete MT. Esso sarà appunto installato in un box dedicato, di altezza pari a 5 m, collocato in posizione adiacente al locale quadri MT.
Il locale trasformatore sarà dotato di una fossa di raccolta dell'olio eventualmente sversato dal trasformatore in caso di guasto, ricoperta con ghiaia con funzione tagliafiamma.
Le principali caratteristiche del trasformatore sono:

- Potenza nominale: 8.000 kVA
- Numero fasi: 3
- Tensione primaria a vuoto: 15 kV
- Tensione secondaria a vuoto: 6,3 kV
- Gruppo vettoriale: Dyn 11
- Dimensioni: 4000 x 2750 x 3600 mm
- Contenuto olio: 4.000 kg

Verrà inoltre edificato un locale di altezza pari a 3,5 m adibito ad ufficio per la supervisione e il controllo della nuova centrale. In esso sarà installato il PLC di supervisione e controllo dell'impianto di cogenerazione. Il

locale sarà accessibile mediante una porta d'accesso dal centro del piazzale e dotato di una postazione PC e servizi igienici.

Fase 5: Connessioni con l'installazione Bunge Italia spa

La Centrale in progetto è tecnicamente connessa con l'installazione Bunge con la quale scambia principalmente vettori energetici e fluidi tecnologici.

Si individuano quindi le seguenti connessioni con lo stabilimento Bunge, individuati come *Battery limit* (BL):

- Rete vapore: il vapore prodotto in centrale (dalla Fase 3) viene inviato a Bunge a 12 bar(g) mediante una condotta ubicata su un pipe rack di nuova realizzazione, collegato con il pipe rack previsto dal progetto di modifica dell'esistente stabilimento, proposto da Bunge ed autorizzato con provvedimento n. 2805/2017. Il vapore è ceduto in testa alla nuova sezione di crushing dello stabilimento Bunge.
- Rete condense: le condense di ritorno dallo stabilimento Bunge sono addotte in centrale mediante una condotta dedicata di nuova realizzazione ubicata sul pipe rack descritto al punto precedente. Le condense sono immesse nel degasatore (Fase 2) per essere degasate e integrate nel ciclo termico.
- Rete acqua osmotizzata: dal serbatoio di stoccaggio (Fase 1) le acque osmotizzate vengono inviate agli utilizzi presso Bunge tramite una condotta dedicata ubicata sul pipe rack di cui ai punti precedenti.
- Rete gas metano: il gas metano necessario per il funzionamento della centrale viene prelevato a 51 bar(a) dall'esistente cabina metano sita in area Bunge ed addotto alla centrale Enel.si, dopo un primo stadio di riduzione a 21 bar(a), mediante tubatura interrata DN80 in posizione perimetrale rispetto alle installazioni. Una volta giunto in centrale, il gas metano è avviato alla turbogas ed alla cabina di riduzione di 2° stadio, dove viene ulteriormente ridotto a 3 bar(a) per essere poi distribuito al post combustore o alla caldaia di riserva.
- Rete MT: l'energia elettrica prodotta, dopo elevazione in Media Tensione, è ceduta a Bunge a mezzo di una linea di nuova realizzazione di circa 200 m di lunghezza, in cavo tipo RG7H1R 12/20kV 3x (1 x 185 mm2), con posa interrata in nuovo cavedio, fino all'esistente cabina di ricezione Bunge, strumentalmente adeguata.

Ad eccezione delle connessioni tecnologiche sopra descritte, la Centrale è del tutto indipendente dall'installazione Bunge per la gestione delle sue emissioni (in atmosfera, scarichi, rifiuti, ecc …).

C2) VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI E CRITICITA' INDIVIDUATE, OPZIONI CONSIDERATE E PROPOSTA DEL GESTORE (solo per impianti nuovi)

1. CAPACITA' PRODUTTIVA E POTENZIALITA'

In condizioni di normale esercizio la centrale di cogenerazione produce:

1. energia elettrica per uso interno alla Centrale e allo stabilimento Bunge (eventuali eccedenze verranno cedute al Gestore Nazionale);
2. vapore saturo da inviare a 12 bar(g) alle utenze dello stabilimento Bunge.

Le quantità prodotte dalla Fase 3, ipotizzando un funzionamento dell'impianto per 7.920 ore/anno, sono quelle di seguito riportate

Prodotto	Valore
Energia elettrica	43.560 MWhe
Energia termica	232.239 MWht

L'energia elettrica prodotta è ceduta a Bunge, attraverso una linea elettrica di nuova realizzazione di circa 200 m di lunghezza, in cavo tipo RG7H1R 12/20kV 3x (1 x 185 mm^2), con posa interrata con nuovo cavedio, che andrà ad attestarsi nell'esistente cabina di ricezione Bunge che sarà oggetto di adeguamento strumentale.

Il vapore prodotto, nella quota parte ceduta a Bunge, sarà inviato agli usi di stabilimento mediante tubazione su pipe rack in parte di nuova realizzazione, collegato con quello previsto da Bunge nel suo nuovo progetto in fase di realizzazione.

Il vapore viene quindi ceduto alle sezioni produttive dello stabilimento Bunge dalle quali, mediante condotta dedicata ubicata sul medesimo pipe rack, verranno recuperate le condense che addotte alla Centrale per potere essere riutilizzate, con reintegro, nel ciclo termico.

Quale ulteriore flusso che sarà inviato a Bunge si individua l'acqua osmotizzata che, per una portata di circa 11 m^3/h, sarà appunto rilanciata dal serbatoio di stoccaggio dell'acqua osmotizzata (Fase 1) per gli utilizzi in stabilimento.

Anche tale flusso verrà inviato a Bunge tramite condotta sul medesimo pipe rack. Nel complesso si stima un quantitativo di acqua osmotizzata ceduta a Bunge pari a 87.120 m^3/anno, avendo considerato 7.920 ore/anno di funzionamento.

L'impianto sarà caratterizzato da una potenza termica di esercizio e di picco come di seguito sintetizzato, a seconda dei tre diversi assetti progettuali prospettabili:

1. ***Assetto di progetto***, con turbina in funzione e recupero del calore dei fumi di scarico della turbina nel GVR con post combustione;
2. ***Assetto fresh air***, con turbina disattivata e produzione di vapore nel GVR mediante il post combustore;
3. ***Assetto di riserva***, con turbina e GVR disattivati e funzionamento della sola caldaia di backup.

Impianto	Assetto di progetto		Assetto fresh air		Assetto di riserva
	Potenza di esercizio (MWt)	Potenza di picco (MWt)	Potenza di esercizio (MWt)	Potenza di picco (MWt)	
Turbina	17,86	19,86	/	/	/
GVR con PC	19,96	24,34	31,32	36,74	/
Caldaia di backup	/	/	/	/	22,08
Totale installazione	37,82	44,2	31,32	36,74	22,08

2. APPROVVIGIONAMENTO IDRICO

I consumi idrici della centrale sono per la quasi totalità imputabili al funzionamento dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata (**Fase 1**) per il suo successivo utilizzo nello stabilimento Bunge o per reintegro del ciclo termico.
L'approvvigionamento idrico è garantito dall'allaccio all'acquedotto industriale (HERA) ed all'acquedotto civile per gli usi potabili.
La portata di picco prevista in prelievo dall'acquedotto industriale è di circa 63,8 m^3/h.
Per la stima dei prelievi annui si devono tenere in considerazione le caratteristiche dell'impianto ad osmosi e le previste modalità di funzionamento.
Come descritto in precedenza l'impianto di produzione acqua osmotizzata è costituito da due linee parallele, ognuna della potenzialità di 35 m^3/h. Si prevede di effettuare il prelievo da rete in modalità discontinua o comunque con portata variabile in funzione del livello idrico presente nel serbatoio di stoccaggio dell'acqua osmotizzata da 150 m^3.
Data la discontinuità, per determinare il prelievo idrico su base annuale si deve fare riferimento alle richieste da soddisfare e considerare un ritorno di condense dallo stabilimento Bunge, che permetta una stima il più coerente possibile del prelievo (27 m^3/h).
E' quindi possibile stimare un prelievo idrico dall'**acquedotto industriale** pari a circa **287.150 m^3/anno**.
A tali prelievi dovranno essere aggiunti quelli dall'acquedotto civile: data la saltuaria ed esigua presenza di personale in impianto è possibile stimare tali prelievi considerando 1 AE per 2 ore/giorno con dotazione idrica di 180 l/AE x giorno, da cui deriva una stima di prelievi per circa 5 m^3/anno.

L'attività della centrale utilizzando per gli usi industriali, esclusivamente l'acquedotto industriale, non influisce direttamente, dal punto di vista quantitativo, con lo stato delle falde presenti nel territorio e attuando, per quanto possibile, i recuperi come sopra esposti, non genera un impatto significativo.

In seguito all'avvio dell'attività si dovranno registrare i consumi, da riportare nel report annuale previsto al paragrafo D2.3, anche con lo scopo di verificare la validità delle previsioni effettuate.

2. SCARICHI IDRICI

Nella Centrale in esame si prevede la realizzazione di tre distinte reti fognarie, ossia:

1. rete acque reflue industriali costituite da:
   a. reflui da spurghi ciclo termico, raccolti nel serbatoio blowdown e raccolta drenaggio (Fase 3 e Fase 2);
   b. reflui da produzione acqua osmotizzata (Fase 1);
2. rete acque reflue domestiche derivanti dai servizi igienici;
3. rete acque meteoriche di dilavamento dell'area della centrale.

1. **Acque reflue industriali:** costituita da tubazioni interrate dotate di chiusini e caditoie normalmente chiuse per potere ricevere eventuali drenaggi e spurghi in occasione di manutenzioni. A tale rete saranno collegati direttamente gli scarichi dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata, nonché il serbatoio di raccolta del blowdown e dei drenaggi.
Si prevede di avviare a tale rete anche le acque meteoriche ricadenti sul trasformatore elevatore e raccolte nella vasca sottostante ad esso, in modo da garantire la massima tutela ambientale.

La rete acque reflue industriali recapita in una vasca di raccolta per il rilancio a depurazione presso l'adiacente depuratore di SAI srl (**scarico S1**) mediante tubazione su pipe rack.
2. **Acque reflue domestiche:** limitata ad un breve tratto di collegamento tra i servizi igienici del locale uffici e la rete acque reflue industriali. Le acque reflue domestiche verranno quindi gestite unitamente alle acque reflue industriali, confluendo presso lo scarico S1.
3. **Acque meteoriche:** indipendente e progettata in modo tale da consentire la separazione delle acque di prima e seconda pioggia.
La rete, estesa a tutta l'area di Centrale, recapita quindi le prime piogge ad una vasca di stoccaggio del volume utile di 15 m^3, calcolato considerando una precipitazione di 5 mm su tutti i circa 3.000 m^2 di estensione dell'impianto.
Una volta riempita la vasca di prima pioggia si attiva il bypass per l'invio delle acque di seconda pioggia (ossia quelle eccedenti i primi 5 mm di precipitazione) ad una vasca di stoccaggio per il rilancio allo scarico finale.
Ad evento meteorico concluso, le acque di prima pioggia verranno rilanciate entro 72 ore presso l'impianto SAI srl per potere essere trattate, mediante tubazione dedicata su pipe rack (**scarico S2**).
Le acque di seconda pioggia vengono invece inviate, ad evento meteorico in corso, allo scarico (**scarico S3**) presso il recettore finale mediante tubazione dedicata su pipe rack che va ad innestarsi nell'esistente condotto utilizzato da Bunge per lo scarico delle acque meteoriche di dilavamento nel Canale Magni.
L'innesto è a valle dell'esistente punto di campionamento di Bunge.

La rete di gestione delle acque reflue, così come progettata, garantisce quindi:
- la totale indipendenza dalle reti fognarie dello stabilimento Bunge;
- l'assenza di scarichi a gravità, a garanzia della possibilità di interruzione degli scarichi in caso di emergenze.

Si prevede un quantitativo di **reflui industriali** scaricati all'impianto SAI come di seguito determinato:
- reflui da spurghi ciclo termico, raccolti nel serbatoio blowdown e raccolta drenaggio (**Fase 3 e Fase 2**): 2,1 m^3/h in condizioni di esercizio, 2,2 m^3/h in condizioni di picco; in condizioni di esercizio si stima quindi uno scarico verso SAI pari a circa **16.630 m^3/anno;**
- reflui da produzione acqua osmotizzata (**Fase 1**); considerando le condizioni di progetto di normale funzionamento e di picco, il ritorno di condense dallo stabilimento Bunge, si determina un quantitativo di reflui da impianto ad osmosi pari a 7,1 m^3/h ed a circa **55.885 m^3/anno**.

Rispetto ai flussi sopra definiti, va comunque evidenziato come Enel.si abbia ottenuto il nulla osta da parte di SAI srl per il conferimento dei suddetti reflui nel rispetto dei seguenti limiti quantitativi:
- portata massima refluo da impianto osmosi: 13 m^3/h, rispetto ad un massimo previsto in condizioni di produzione di acqua osmotizzata a pieno carico (50 m^3/h) pari a 12,6 m^3/h;
- portata massima refluo di blow-down: 4 m^3/h, rispetto ad un massimo previsto di 2,2 m^3/h.

I reflui prodotti, stante quanto sopra descritto, potranno quindi essere inviati a SAI in tutti i possibili casi esaminati.
I **reflui domestici** derivanti dai servizi igienici saranno anch'essi conferiti a SAI per depurazione mediante la medesima rete dei reflui industriali, in cui confluirà la rete dei reflui domestici e la portata di tali reflui sarà del tutto trascurabile rispetto a quella dei reflui industriali.
Per quanto riguarda invece le **acque di origine meteorica**, si riporta che:
- per le acque di **prima pioggia**, la volumetria della vasca, considerando 5 mm di precipitazione su tutti i circa 3.000 m^2 di estensione delle aree di Centrale, sarà pari a 15 m^3. Considerando la definizione di evento meteorico fornita dalla DGR 1860/20066, nell'area ravennate si verificano mediamente circa 30 eventi/anno. Poichè la vasca di prima pioggia avrà un volume utile di 15 m^3 si stima un quantitativo di prime piogge da inviare a depurazione pari a circa 450 m^3/anno;
- per le **acque di seconda pioggia,** collettate al corpo recettore mediante il punto di **scarico S3,** considerando una piovosità media dell'area ravennate di circa 700 mm/anno, il volume di acque meteoriche dilavanti l'area di centrale sarà pari a circa 2.100 m^3/anno, di cui circa 450 m^3/anno saranno gestiti come acque di prima pioggia. Ne deriva che allo scarico S3 saranno avviati circa 1.650 m^3/anno di acque di seconda pioggia.

I quantitativi scaricati, conformemente a quanto dichiarato anche da SAI srl, sono compatibili con il corretto funzionamento dell'impianto di depurazione a cui vengono convogliati.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Emissioni convogliate

Le apparecchiature che generano emissioni in atmosfera sono il gruppo Turbogeneratore (TG), il post combustore (PC) della caldaia a recupero (GVR) e la caldaia di backup (CR).

L'impianto può operare secondo dei tre diversi assetti progettuali:

1. ***Assetto di progetto***, con TG in funzione e recupero del calore dei fumi di scarico della turbina nel GVR con PC;
2. ***Assetto fresh air***, con TG disattivata e produzione di vapore nel GVR mediante il PC;
3. ***Assetto di riserva***, con TG e GVR-PC disattivati e funzionamento della sola caldaia di backup (CR).

La linea principale (**Fase 3.1**) è dotata di un camino finale (**E1**), in acciaio inox coibentato esternamente, posto a valle GVR attraverso cui verranno convogliati in atmosfera i fumi di scarico del TG e del PC. Nel caso in cui non venga recuperata l'energia termica dei fumi (avvio del TG o casi emergenza in cui il TG viene poi spento), essi vengono convogliati verso il camino di by-pass (**E3**) attraverso un sistema di serrande (diverter), ubicato tra il turbogeneratore e la caldaia a recupero.

Anche la caldaia di backup (**Fase 3.2**) è dotata di un camino finale dedicato (**E2**), in acciaio inox coibentato esternamente, attraverso cui verranno convogliati in atmosfera i fumi di scarico.
I camini E1 ed E2 saranno racchiusi da un'unica struttura circolare, in acciaio al carbonio verniciato, e non potranno mai funzionare contemporaneamente in quanto la caldaia di riserva entrerà in funzione solamente in caso di indisponibilità della linea principale formata dal TG + GVR-PC.
Nello stabilimento in esame, quindi, si individuano le emissioni in atmosfera convogliate riassunte nella tabella di seguito riportata, con indicazione dei relativi sistemi di contenimento eventualmente ad esse asserviti.

Punto di emissione		**Stato emissione**	**Tipologia di emissione**	**Sistema di abbattimento**
E1	Linea di cogenerazione principale (TG + GVR-PC – fase 3.1)	nuova	Fumi combustione gas metano NOx CO	TG: SoLoNOx (sistema di combustione lean premixed, a bassa emissione a secco (Dry Low Emissioni – DLE)per il controllo di NOx e CO PC: LowNOx burner
E2	Linea di riserva (CR – fase 3.2)	nuova	NOx CO Polveri	CR: LowNOx burner
E3	Camino by-pass (TG – fase 3.1)	nuova		
E4-E5	Caldaie a metano a servizio della cabina di decompressione di I stadio del gas metano	nuova	Emissioni poco significative ai sensi dell'art. 272 del D.Lgs 152/06 e smi	
E6	Caldaia a metano a servizio della cabina di decompressione di II stadio del gas metano	nuova		

Nel corso della procedura di screening che ha preceduto la presentazione della domanda di AIA per l'installazione in oggetto, era stato calcolato il bilancio emissivo dell'intervento, da cui era scaturita una sostanziale riduzione dei flussi di massa di NOx emessi rispetto allo stato autorizzato per la centrale di Bunge: flusso di massa di NOx pari a 15,75 kg/h e 124,74 t/anno considerando 7920 ore/anno di funzionamento.
Tale flusso di massa, nello stato futuro, cesserà in quanto la centrale esistente deve essere dismessa e sostituita dalla centrale oggetto del presente provvedimento.
Nel corso della procedura di screening, sulla base delle caratteristiche emissive in quel momento ipotizzate, era stato calcolato un flusso di massa di NOx dalla Centrale in progetto pari a **64,89 t/anno** in caso di funzionamento per 7.920 ore/anno del gruppo TG+GVR-PC.
Anche considerando il contributo delle due nuove caldaie ad alta pressione per la produzione di vapore, che verranno realizzate da Bunge nel suo stabilimento (vedi AIA n. 2805 del 01/06/2017), ne derivava una complessiva riduzione delle emissioni di NOx su base annua.
Considerando per il punto di emissione E1, ossia per l'emissione della linea TG+GVR-PC,·una portata massima pari e 132.000 Nm^3/h e la massima concentrazione NOx pari a 55 mg/Nm^3, il flusso di massa autorizzato, è pari a 7,26 kg/h e **57,50 t/anno** considerando 7.920 ore/anno di funzionamento;

Come immediatamente ravvisabile, il massimo flusso di massa di NOx previsto per la centrale in oggetto è inferiore (- 7,39 ton/anno) rispetto a quello previsto nel corso delle procedura di screening, da cui già derivava comunque una significativa riduzione delle emissioni di NOx su base annua.
Analoghe considerazioni possono essere fatte per la caldaia di backup, per cui il massimo flusso di massa di NOx previsto è inferiore (- 10,09 t/anno) rispetto a quello previsto nel corso delle procedura di screening.
Si può quindi concludere che dal punto di vista delle emissioni in atmosfera convogliate, l'impatto del nuovo assetto (centrale Enel.si a regime, centrale Bunge dismessa, due nuove caldaie a ciclo chiuso di Bunge a regime) viene ridotto anche rispetto a quanto precedentemente valutato con la procedura di screening.

La scelta di affidare ad un soggetto terzo la gestione della nuova centrale di cogenerazione e della linea di backup, ha comportato la loro esclusione dall'AIA di Bunge e il loro inserimento all'interno del presente provvedimento di AIA dedicato all'attività tecnicamente e funzionalmente connessa a quella di Bunge.
Nell'ambito delle valutazioni relative alla nuova centrale Enel.si, si è ritenuto comunque opportuno considerare anche le emissioni derivanti dalle nuove caldaie ad alta pressione per la produzione di vapore di Bunge, al fine di valutare l'impatto complessivo del progetto valutato con la procedura di screening, sulla matrice atmosfera, relativamente ai parametri polveri ed NOx e dal confronto tra i flussi di massa autorizzati ed autorizzabili nelle condizioni del nuovo assetto progettuale, si evidenzia un saldo positivo per entrambi gli inquinanti, confermando quanto già emerso e valutato durante la procedura di screening.

Emissioni diffuse
L'esercizio della centrale (alimentata a metano) non determina l'insorgere di emissioni diffuse, nè di carattere polverulento, né di carattere odorigeno.

Emissioni fuggitive
Le uniche emissioni fuggitive potenzialmente presenti in impianto sono legate a flange e a valvole della linea di adduzione e distribuzione del gas metano, valutabili in via generale come del tutto non significative a fini ambientali sia quantitativamente che qualitativamente.

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili
La nuova centrale di cogenerazione ha diverse condizioni di funzionamento eccezionale, durante le quali possono verificarsi emissioni eccezionali, per cui risulta fondamentale, ai fini del controllo dell'installazione, la loro gestione e comunicazione all'autorità competente:

1. quadro transitorio per la messa a regime e collaudo TG+GVR;
2. avviamento della turbina a gas;
3. normale spegnimento del turbogeneratore;
4. minimo tecnico della turbina;
5. attivazione post combustore con turbogas attiva;
6. attivazione del post combustore senza turbogas;
7. fase di spegnimento post combustore;
8. gestione delle condizioni diverse da quelle di normale funzionamento.

La condizione di cui al punto 1 risulta essere di fondamentale importanza, in quanto ad essa è legato il fine vita della centrale esistente di Bunge; infatti come riportato nell'AIA n. 2805 del 01/06/2017, rilasciata a Bunge Italia spa, "*Entro un mese dalla conclusione della fase di collaudo del nuovo impianto di cogenerazione realizzato e gestito da Enel.si srl, la centrale termica esistente di Bunge deve essere fermata e devono essere avviate le operazioni di smantellamento e dismissione, anche del relativo punto di emissione E1. Il funzionamento e la gestione di tale nuovo impianto sono regolamentate attraverso opportuna autorizzazione AIA, come attività funzionalmente e tecnicamente connessa all'installazione di Bunge Italia spa.*"

Secondo quanto definito dall'art. 271, parte V del D.Lgs. n. 152/2006 e smi, i valori limite di emissione non vengono applicati in fase di avviamento e arresto dell'impianto e in caso di particolari guasti che non permettano il rispetto dei valori stessi; in tali casi viene comunque richiesto il ripristino delle normali condizioni di impianto nel più breve tempo possibile, previa comunicazione agli enti competenti.

4. GESTIONE RIFIUTI

Dato il tipo di attività svolta (produzione di energia elettrica e termica, produzione di vapore) si prevede una esigua produzione di rifiuti, riconducibili alle fattispecie seguenti:

- rifiuti speciali, pericolosi e non pericolosi provenienti da attività di produzione e manutenzione;
- rifiuti assimilati agli urbani provenienti da attività d'ufficio.

Tali rifiuti, prima della destinazione finale, vengono raccolti in aree di deposito temporaneo opportunamente attrezzate (ad esempio on bacini/vasche di contenimento) localizzate all'interno del confine di stabilimento.

Si ritiene che la gestione dei rifiuti prodotti non risulti critica per Enel.si e non sia causa di impatti negativi sull'ambiente.

5. EMISSIONI SONORE

L'area di intervento, ubicata tra la via Baiona e il Canale Candiano, sorge in una zona industriale. Le zone circostanti lo stabilimento sono occupate in parte da aree industriali e in parte da aree naturali. Tutta l'area industriale di Ravenna è infatti situata in un contesto territoriale sensibile e di particolare complessità per la presenza della zona turistica lungo la costa, di una pineta litoranea e di un sistema idrico caratterizzato dalle Pialasse Baiona e Piombone. La città di Ravenna e ubicata a Sud-Ovest a pochi chilometri dall'area industriale.
L'area di intervento ricade all'interno del perimetro dello stabilimento Bunge Italia spa, pur essendo del tutto autonoma e nella disponibilità di Enel.si in seguito ad un contratto di cessione del diritto di superficie; nelle sue vicinanze si può notare:

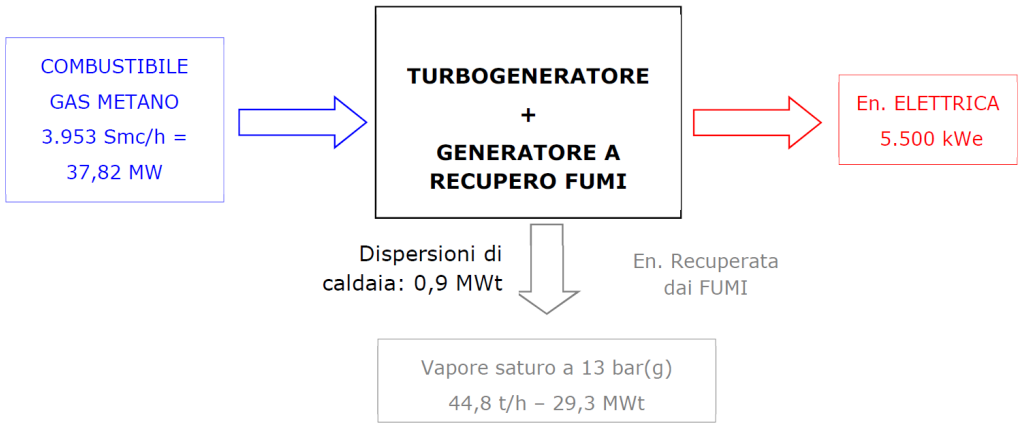
- la centrale termoelettrica Teodora Enel a Nord-Est;
- la raffineria Alma Petroli a Sud-Ovest;
- il Canale Candiano a Sud-Est;
- via Baiona ad Ovest.

La realizzazione della nuova centrale di cogenerazione avviene all'interno di una zona già produttiva, in un'area che attualmente è parzialmente occupata da un edificio industriale dello stabilimento di Bunge Italia spa, che verrà resa disponibile ad Enel.si.
L'area di studio interessa il Comune di Ravenna e per la classificazione acustica delle aree si è fatto essenzialmente riferimento alla zonizzazione acustica comunale aggiornata, per la quale l'area interessata ricade in **"Classe VI – aree esclusivamente industriali"**; di conseguenza il valore limite di immissione da rispettare (a confine dell'area produttiva) è pari a **70 dBA** mentre non trovano applicazione i valori limite differenziali.
Il territorio a contorno dell'area in oggetto (stabilimento esistente ed intervento in progetto) è del tutto privo di ricettori sensibili (abitazioni, scuole, ospedali, ecc). Le unità residenziali più vicine sono quelle che costituiscono l'abitato di Porto Corsini, ma si trovano ad oltre un chilometro di distanza in linea d'aria.
Le principali sorgenti di rumore presenti all'interno del sito, sono sorgenti fisse associate ad apparecchiature, macchine e impianti, mentre tra le sorgenti di rumore esistenti che caratterizzano il clima acustico dell'area in esame, ci sono anche gli apporti del traffico e delle attività industriali presenti.
Per quanto concerne in particolare il rumore prodotto all'interno dello stabilimento, le sorgenti sonore rilevanti nell'assetto impiantistico attuale sono così individuate:
- S1 estrattore aria ventilazione sala quadri elettrici BT;
- S2 estrattore aria ventilazione sala quadri elettrici MT;
- S3 estrattore aria ventilazione locale trasformatore;
- S4 cassone turbogas;
- S5 camino principale;
- S8 camino di by-pass;
- S9 caldaia di back-up;
- S10 pompa acqua alimento GVR;
- S11 pompa acqua alimento caldaia di riserva;
- S12 impianto di produzione acqua osmotizzata;
- S13 pompa acqua osmotizzata per CHP;
- S14 pompa acqua osmotizzata per Bunge;
- S15 sistema produzione aria compressa;
- S16 cabina riduzione gas.

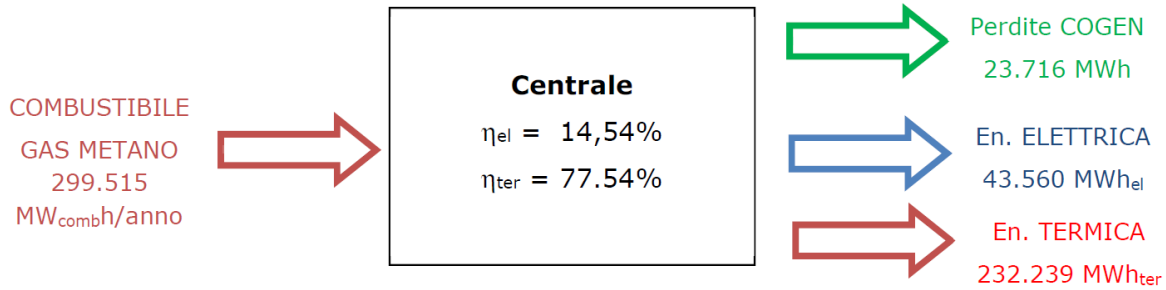
In relazione ai recettori individuati (aree fruibili da personale all'interno di ciascun perimetro societario confinante con l'area di interesse, edifici adibiti a uffici e con stazionamento continuo di personale), per quanto concerne il rispetto dei limiti assoluti di immissione e di emissione in relazione alle sorgenti fisse sopra elencate, è stata verificata la compatibilità con quanto previsto dalla zonizzazione comunale sia nella fase ante operam, sia nella fase post operam, in entrambi i periodi di riferimento, ritenendo l'intervento compatibile dal punto di vista acustico con la normativa vigente.
In seguito all'avvio dell'attività dovrà essere effettuata una verifica strumentale a sostegno di quanto concluso con la valutazione di impatto acustico presentata.

6. BILANCIO ENERGETICO

La centrale in oggetto viene realizzata in sostituzione di quella esistente di Bunge Italia spa, che viene dismessa ed integralmente sostituita. A questa nuova centrale, Bunge farà riferimento per l'approvvigionamento energetico e viene quindi autorizzata con apposita Autorizzazione Integrata Ambientale per attività tecnicamente e funzionalmente connessa a quella principale di Bunge Italia spa.



Considerando 7.920 ore/anno di esercizio, si ha il seguente bilancio energetico



Sulla base dell'elenco utenze della Centrale si prevede una potenza per autoconsumi pari al 5% di quella elettrica installata, quindi pari a 275 kWe.

Rispetto alla produzione di vapore, si evidenzia che non tutto il vapore prodotto viene inviato allo stabilimento Bunge, in quanto una parte è utilizzato per il corretto funzionamento della Centrale, in particolare per la Fase 2, ossia nel degasatore.

Il vapore prodotto nell'isola cogenerativa ha una pressione pari a 13 bar(g) e viene conferito a Bunge, presso il limite di batteria, a 12 bar(g) per perdite di carico.

Nella seguente tabella si fornisce il prospetto degli utilizzi del vapore previsti.

Parametro	Assetto di progetto / fresh air		Assetto di riserva (CR)
	Condizione di esercizio	Condizione di picco	
Produzione vapore (t/h)	44,8	52,0	32,0
Vapore ceduto a Bunge (t/h)	43,0	50,0	30,8
Vapore utilizzato in fase 2 (t/h)	1,8	2,0	1,2

7. COMBUSTIBILI

L'impianto produce energia termica ed energia elettrica a partire dalla combustione del metano erogato da rete nella misura massima di circa 4.618 Sm^3/h.
Il Potere Calorifico Inferiore del gas metano e pari a 34.450 kJ/Sm^3.
Il dimensionamento di progetto fornisce i seguenti consumi orari a seconda delle diverse condizioni di funzionamento ed assetti di progetto:

Impianto	Assetto di progetto		Assetto fresh air		Assetto di riserva
	Consumo metano di esercizio (Sm^3/h)	Consumo metano di picco (Sm^3/h)	Consumo metano di esercizio (Sm^3/h)	Consumo metano di picco (Sm^3/h)	Consumo metano (Sm^3/h)

Turbina	1.867	2.075	-	-	-
GVR con PC	2.086	2.543	3.273	3.839	-
Caldaia di back-up	-	-	-	-	2.307
Totale installazione	3.953	4.618	3.273	3.839	2.307

Con riferimento alle **condizioni di esercizio** ed all'**assetto di progetto**, si stima quindi un consumo di circa 3.953 Sm^3/h, ossia **31.307.760 Sm^3/anno** di gas metano.
Il gas è prelevato a 51 bar dalla rete presso l'esistente cabina Bunge ed addotto in Centrale, dopo riduzione a 21 bar, mediante una tubazione di nuova realizzazione DN80.
In centrale il gas metano viene inviato al gruppo turbogas alla pressione di 21 bar, mentre la pressione del gas metano viene ulteriormente ridotta a 3 bar presso la cabina di 2° stadio per essere poi utilizzato nel Post Combustore del GVR o nella Caldaia di back-up.

8. RISCHIO DI INCIDENTE RILEVANTE

La Centrale in esame non è assoggettata agli adempimenti definiti dal D.Lgs n. 105/2015 in materia di Incidente rilevante in quanto i quantitativi massimi presenti di gas naturale, anche in virtù del fatto che non esistono sistemi di accumulo/stoccaggio della sostanza, sono decisamente inferiori dalle soglie di riferimento riportate in Allegato 1 del D.Lgs. 105/2015.
Si rileva come la Centrale sorga in un'area attualmente facente parte del perimetro dello stabilimento Bunge, soggetto agli obblighi in materia di controllo dei pericoli di incidente rilevante di cui agli artt. 13 e 14 del D.Lgs. 105/2015.
L'area di intervento, ceduta ad Enel.si con diritto di superficie, non è comunque interessata dalle aree di danno connesse ad eventi incidentali ritenuti credibili nè per lo stabilimento Bunge nè per altri stabilimenti a rischio di incidente rilevante ubicati nelle vicinanze.

9. MATERIE PRIME, DI SERVIZIO E ADDITIVI

Nella Centrale si prevede l'utilizzo di un quantitativo limitato di sostanze ausiliarie necessarie per il corretto funzionamento degli impianti.
In particolare per il funzionamento dell'impianto di trattamento dell'acqua ad osmosi (**Fase 1**) si prevede l'utilizzo di:

- Antiscalant con funzione di antincrostante, per circa 1.500 kg/anno, stoccata in cisternette da 1 m^3 sotto l'apposita tettoia e dotate di una apposita vasca contenimento;
- Sodiometabisolfito per abbattimento cloro, per circa 1.500 kg/anno, stoccato in cisternette da 1 m^3 sotto l'apposita tettoia e dotate di una apposita vasca contenimento.

Per il funzionamento degli impianti di produzione di energia termica ed elettrica (**Fase 3**) si prevede l'utilizzo di:

- Deossigenante, per circa 3 m^3/anno, stoccata in cisternette da 1 m^3 sotto l'apposita tettoia e dotate di una apposita vasca contenimento;
- Alcalinizzante, per circa 3 m^3/anno, stoccata in cisternette da 1 m^3 sotto l'apposita e dotate di una apposita vasca contenimento;
- olio lubrificante, per circa 1.600 kg/anno, stoccato in 1 fusto metallico da 500 l sotto l'apposita tettoia ed all'interno di una vasca contenimento.

In aggiunta a quanto sopra descritto, sarà presente olio isolante all'interno del trasformatore, ubicato in un apposito locale dotato di vasca di raccolta impermeabilizzata al fine di raccogliere eventuali perdite o trafilamenti.

10. CAMPI ELETTROMAGNETICI

Configurazione elettrica di massima del progetto
Il generatore turbogas da 6,75 MWe, produce al massimo 5,5 MWe, è connesso con una linea a 3,6 kV ad un trasformatore elevatore in MT da 8 MVA. Da tale trasformatore (tensione di esercizio pari a 6,3/15 kV) parte una linea interrata da 15 kV, di collegamento verso la cabina elettrica esistente di Bunge, di lunghezza pari a 200 m circa.

DPA apparati elettrici stimati dal gestore

Per quanto riguarda le Distanze di Prima Approssimazione (DPA) previste da Enel.si, si stima una DPA pari a 3 m per quanto riguarda il locale con il trasformatore elevatore e una DPA pari a 2 m per la linea elettrica interrata.

Valutazione

Preso atto delle cautelative valutazioni delle DPA da parte del gestore, si ritiene che gli impianti in oggetto siano conformi a quanto previsto dalle norme vigenti in materia di esposizione ai campi elettromagnetici generati da elettrodotti.

11. OPZIONI CONSIDERATE E PROPOSTA DEL GESTORE (solo per impianti nuovi)

Nel luglio 2015 Bunge Italia spa ha presentato al SUAP del Comune di Ravenna, per successiva trasmissione all'Autorita competente, il "*Progetto di incremento della capacita di macinazione di semi oleosi (preparazione ed estrazione) ed adeguamento relative utilities*" per l'attivazione della procedura di Verifica (screening) ai sensi della L.R. n. 9/1999 e s.m.i. e della Parte Seconda del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.
La procedura ha avuto formale avvio in data 29/07/2015, con la pubblicazione sul BUR Emilia Romagna dell'avviso di avvenuto deposito della documentazione e si è conclusa positivamente con Delibera di Giunta Regionale1 n. 329 del 14/03/2016 con cui è stata sancita, con prescrizioni, l'esclusione del progetto dalla successiva fase di Valutazione di Impatto Ambientale.
Tale progetto prevedeva, oltre a rilevanti interventi sulle linee produttive dell'installazione Bunge, il revamping con demolizione ed integrale sostituzione della vecchia Centrale di cogenerazione (o Centrale termoelettrica) a suo servizio. Già in quella fase era previsto che la Centrale di cogenerazione fosse realizzata e gestita, in sostituzione di quella esistente, da un soggetto terzo che avrebbe poi ceduto a Bunge l'energia termica (come vapore) e l'energia elettrica prodotta.
La Centrale termoelettrica, in tale configurazione, risulta quindi tecnicamente connessa all'installazione Bunge, soggetta alla disciplina in materia di IPPC ed il cui esercizio è stato autorizzato mediante l'AIA rilasciata dalla Provincia di Ravenna con Provvedimento n. 112 del 17/01/2014, opportunamente modificato con provvedimento 2805 del 01/06/2017, costituendo quindi un'attività accessoria che influisce sul funzionamento e sulle emissioni delle attività svolte nell'installazione IPPC principale (ossia quella di Bunge).
Alla luce della suddetta connessione e degli spazi resi disponibili dalla riorganizzazione e ricostruzione di alcune sezioni dell'installazione di Bunge, non era ipotizzabile una diversa collocazione della nuova centrale di cogenerazione, la cui realizzazione ed esercizio è vincolata alla cessazione dell'attività della vecchia centrale ed alla sua conseguente demolizione.
Inoltre dal punto di vista ambientale, la realizzazione della nuova centrale, contestualmente alla demolizione della vecchia, comporta benefici in termini di emissioni in atmosfera che, nel complesso, diminuiscono rispetto a quanto fino ad ora autorizzato.

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)

L'installazione in oggetto non ricade, per le sue caratteristiche dimensionali, nel campo di applicazione della disciplina IPPC (ha infatti una potenza termica inferiore ai 50 MWt), pertanto alcune BAT previste per i grandi impianti di combustione possono risultare di difficile applicazione e vanno comunque ritenute non direttamente applicabili.

Nonostante ciò si ritiene comunque opportuno prendere a riferimento, in relazione alle attività che verranno svolte nell'installazione in esame e per quanto applicabile, i seguenti Documenti di Riferimento sulle BAT (BRef) elaborati dalla Commissione europea:

- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Formally Adopted July 2006;
- Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency – Formally Adopted February 2009.

Per gli impianti di combustione aventi potenza termica nominale pari o superiore a 1 MW e inferiore a 50 MW, come quello in oggetto, può essere applicabile la Direttiva 2015/2193/UE del 25/11/2015, la quale stabilisce norme per il controllo delle emissioni nell'aria di SOx, NOx e polveri, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato.

Le MTD da adottare nell'installazione, individuate prendendo a riferimento i documenti sopra indicati, sono di seguito elencate, raggruppate per tematica e tipo di lavorazione.

SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE

Tra le tecniche (e quindi MTD) da considerarsi trasversali a tutti i settori rientrano in particolare le tecniche di gestione degli impianti produttivi, in termini di corretta gestione ambientale, in modo da assicurare il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali del sito produttivo stesso. Sotto questo aspetto sono quindi da considerarsi MTD tutti gli strumenti dei Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) previsti standardizzati, quali EMAS e UNI EN ISO 14001, ovvero non standardizzati, ma che comunque prevedano una gestione dell'impianto con gli stessi principi dei predetti sistemi standardizzati. Lo scopo (livello di dettaglio) e la natura (standardizzato o non standardizzato) del SGA dipendono generalmente da natura, scala e complessità degli impianti e dalla potenzialità dell'impatto ambientale che possono presentare.

Ad oggi Enel.si risulta dotata di un proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ai sensi della norma ISO 14001:2015 con certificato 9191ENS3 del 13/04/2017, con scopo di applicazione "*Progettazione, installazione, manutenzione e conduzione di impianti di generazione distribuita per la produzione di energia elettrica, termica e frigo da fonti rinnovabili e gas naturale. Offerta di gas, di vettori energetici prodotti e di servizi di efficienza energetica*" che si applica a tutti gli impianti in esercizio e a tutte le attività dell'azienda. Il certificato ISO 14001:2015 dovrà essere esteso all'impianto di via Baiona 203 in Ravenna, entro un anno dalla messa a regime dello stesso.

Best Available Techniques for Large Combustion Plant

Combustione di combustibili gassosi		
Fornitura e movimentazione di combustibili ed additivi		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
1) Impiego di sistemi di rilevamento fughe ed allarmi		Ok
2) Impiego di turbine ad espansione per recuperare il contenuto energetico dei gas combustibili in pressione	Il gas metano viene fornito ad una pressione di 51 bar(a), e tramite una cabina di decompressione viene alimentato al gruppo turbogas a 21 bar(a). Non è possibile recuperare energia dalla decompressione da 21 a 3 bar in quanto le portate ed il salto di pressione non rendono l'operazione significativa dal punto di vista energetico.	Non applicabile
3) I serbatoi per lo stoccaggio dell'ammoniaca liquida con capacità superiore a 100 m^3 dovrebbero essere interrati e a doppia parete; i serbatoio con capacità uguale o inferiore a 100	Non si utilizza ammoniaca	Non applicabile

m^3 dovrebbero essere fabbricati con processi di ricottura		
4) Impiego, stoccaggio e movimentazione di ammoniaca in soluzione acquosa anziché pura	Non si utilizza ammoniaca	Non applicabile
Rendimento termico degli impianti		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
5) Impiego di turbine a ciclo combinato e cogenerazione di energia elettrica e termica (CHP)	La centrale produce energia elettrica ed energia termica, in assetto di cogenerazione ad alto rendimento.	Ok
6) Impiego di un sistema di controllo computerizzato per aumentare il rendimento e ridurre le emissioni	Il progetto in esame prevede un sistema di controllo a PLC per massimizzare il rendimento e ridurre le emissioni, nonché sistemi automatici di regolazione della combustione.	Ok
7) Preriscaldamento del gas combustibile sfruttando il calore residuo a bassa energia (ad es. gas esausti, raffreddamento, …)	Non è applicabile in quanto non significativo dal punto di vista energetico.	Non applicabile
8) Cogenerazione di energia elettrica e termica (CHP)	La centrale produce energia elettrica ed energia termica, in assetto di cogenerazione ad alto rendimento.	Ok
9) Preriscaldamento del gas combustibile o dell'acqua di alimento sfruttando vapore da caldaia	L'acqua di alimento viene preriscaldata sia con economizzatore sia tramite uno scambiatore a piastre, sfruttando il calore residuo dell'acqua in uscita dal degasatore	Ok
10) Impiego di materiali avanzati per raggiungere alti parametri del vapore	I materiali sono adeguati alle caratteristiche del vapore richiesto	Ok
11) Doppio riscaldamento (double reheat)	In impianto non si prevede l'istallazione di turbine a vapore	Non applicabile
12) Preriscaldamento delle acque di alimento	L'acqua di alimento viene preriscaldata sia con economizzatore sia tramite uno scambiatore a piastre, sfruttando il calore residuo dell'acqua in uscita dal degasatore	Ok
13) Impiego di un sistema di controllo computerizzato per aumentare il rendimento e ridurre le emissioni	Il progetto in esame prevede un sistema di controllo a PLC per massimizzare il rendimento e ridurre le emissioni, nonché sistemi automatici di regolazione della combustione.	Ok
14) Impiego di sistemi per l'accumulo di calore (heat accumulation)	La centrale è dimensionata per inviare in continuo tutto il vapore prodotto a Bunge secondo le richieste dello stabilimento	Non applicabile
15) Preriscaldamento dell'aria	Non applicabile al gruppo turbogas per motivi energetici e tecnologici legati alle prestazioni. Non applicabile alla caldaia di backup in quanto è previsto un economizzatore che preriscalda l'acqua di ritorno condense.	Non applicabile
16) Minimizzare le perdite di calore causate dai gas incombusti	E' presente un post-combustore che sfrutta i gas di scarico in uscita dalla turbina a gas per massimizzare il rendimento di combustione complessivo	Ok
17) Il fluido di lavoro (gas o vapore) deve operare alla massima pressione possibile	In impianto non si prevede l'istallazione di turbine a vapore. Il vapore viene prodotto alla pressione richiesta per gli utilizzo nello stabilimento Bunge	Ok

18) Nei sistemi di raffreddamento ad acqua fresca, utilizzare l'acqua di raffreddamento alla minima temperatura possibile per massimizzare la caduta di pressione nella zona a bassa pressione della turbina	Non si prevede l'installazione di sistemi di raffreddamento in quanto la condensazione del vapore viene effettuata nello stabilimento Bunge	Non applicabile
19) Minimizzare le perdite di calore dei fumi, sfruttando il calore residuo	Il calore dei gas di scarico in uscita dalla turbina viene utilizzato per produrre vapore in un generatore di vapore a recupero (GVR). Inoltre i gas di scarico nel post combustore vengono ricircolati nel GVR per recuperare l'energia termica ed emettere i fumi alla temperatura di 92 °C.	Ok
20) Impiego di sistemi di isolamento termico per evitare dispersione di calore	Tutte le apparecchiature e le tubazioni vapore e reintegro condense sono dotate di sistemi di isolamento termico per evitare dispersione di calore.	Ok
21) Minimizzare gli autoconsumi	Si prevede una potenza per autoconsumi pari al 5% di quella elettrica installata.	Ok
22) Miglioramento della geometria delle palette della turbina	Il gruppo palette statoriche del compressore è composto da: – palette statoriche ad angolazione variabile azionate da attuatori elettrici, – stadi di palette statoriche fisse. Le palette statoriche di modulazione sono ad angolazione variabile e consentono di controllare il flusso dell'aria attraverso la camera di combustione. In questo modo, le palette statoriche ad angolazione variabile controllano il rapporto tra flusso del combustibile/ flusso dell'aria nella zona di combustione primaria.	Ok
Prevenzione e controllo delle emissioni in atmosfera		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
23) Il gas deve essere il più possibile pulito; per i gas industriali va previsto un pretrattamento (ad es. con maniche a tessuto)	Si utilizza gas naturale fornito dalla rete SNAM. Non è prevista ulteriore filtrazione.	Ok
24) Impiego di sistemi dry low NO_x	Per il controllo delle emissioni inquinanti (NOx e CO) viene adottata la tecnica chiamata SoLoNox; si tratta di un sistema di combustione lean premix, a bassa emissione a secco (Dry Low Emission - DLE) per il controllo degli ossidi di azoto (NOx).	Ok
25) Iniezione di acqua e vapore		Non applicabile in quanto applicato il punto 24
26) Riduzione selettiva catalitica SCR	Non sono previsti sistemi di abbattimento di CO e NOx nei fumi di scarico, in quanto le macchine installate vengono realizzate con tecnologie primarie tali di ridurre le emissioni degli inquinanti.	Non applicata
Prevenzione e controllo delle emissioni in acqua		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
27) Rigenerazione delle unità di demineralizzazione e di polishing del condensato: neutralizzazione e sedimentazione	Non sono presenti unità di demineralizzazione che richiedono neutralizzazione e sedimentazione.	Non applicabile

28) Elutriazione: neutralizzazione (solo in caso di operazioni alcaline)	Non vengono svolte operazioni alcaline	Non applicabile
29) Lavaggio delle caldaie, dei preriscaldatori, dei precipitatori: neutralizzazione e operazioni in ciclo chiuso o impiego di metodi a secco	Non applicabile per la tipologia di caldaie a recupero e a tubi di fumo previste per l'impianto.	Non applicabile
30) Dilavamento superfici: sedimentazione o trattamenti chimici e riutilizzo interno	Le acque meteoriche che necessitano di trattamento vengono inviate a trattamento presso il depuratore SAI.	Non applicabile
Sistemi di gestione ambientale		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
31) E' BAT implementare ed osservare un Sistema di Gestione Ambientale (EMS) che comprende, se appropriate alle condizioni locali, tutti i seguenti elementi: • Definizione della politica ambientale per l'impianto da parte del top management (l'impegno del top management è precondizione per la successiva applicazione di tutti i punti del sistema EMS) • Pianificazione e definizione di obiettivi e traguardi • Implementazione ed attuazione di procedure con particolare attenzione verso: o struttura e responsabilità o addestramento, consapevolezza e competenze o comunicazione o coinvolgimento dei dipendenti o documentazione o efficiente controllo del processo o programma di mantenimento o preparazione e risposta all'emergenza o conformità con la legislazione ambientale • Controllo delle performance ed adozione di azioni correttive con particolare attenzione verso: o monitoraggio e misurazione o azioni correttive e preventive o mantenimento dei dati o audit interni indipendenti • Riesame da parte del top management	Ad oggi Enel.si risulta dotata di un proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ai sensi della norma ISO 14001:2015 con certificato 9191ENS3 del 13/04/2017, con scopo di applicazione "*Progettazione, installazione, manutenzione e conduzione di impianti di generazione distribuita per la produzione di energia elettrica, termica e frigo da fonti rinnovabili e gas naturale. Offerta di gas, di vettori energetici prodotti e di servizi di efficienza energetica*" che si applica a tutti gli impianti in esercizio e a tutte le attività dell'azienda. Il certificato ISO 14001:2015 dovrà essere esteso all'impianto di via Baiona 203 in Ravenna, entro un anno dalla messa a regime dello stesso.	Non applicata
32) Elementi a supporto addizionali (senza i quali EMS è comunque BAT): • EMS esaminato e validato da un ente certificatore accreditato o da un verificatore EMS esterno • Preparazione e pubblicazione (e possibilmente validazione	Ad oggi Enel.si risulta dotata di un proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ai sensi della norma ISO 14001:2015 con certificato 9191ENS3 del 13/04/2017, con scopo di applicazione "*Progettazione, installazione, manutenzione e conduzione di impianti di generazione distribuita per*	Non applicata

esterna) di una dichiarazione ambientale che descriva tutti gli aspetti ambientali significativi dell'impianto, consentendo una comparazione anno per anno con gli obiettivi ambientali e con benchmark di settore • Implementazione ed attuazione di sistemi volontari nazionali o internazionali, ad esempio EMAS e ISO 14001:1996	*la produzione di energia elettrica, termica e frigo da fonti rinnovabili e gas naturale. Offerta di gas, di vettori energetici prodotti e di servizi di efficienza energetica*" che si applica a tutti gli impianti in esercizio e a tutte le attività dell'azienda. Il certificato ISO 14001:2015 dovrà essere esteso all'impianto di via Baiona 203 in Ravenna, entro un anno dalla messa a regime dello stesso.	
33) Specialmente nel settore dell'industria, è importante considerare anche i seguenti aspetti: • Nella progettazione di una nuova attività, considerazione dell'impatto ambientale derivante dalla dismissione • Sviluppo di tecnologie pulite • Benchmark di settore, se sono disponibili dati verificati, con identificazione e valutazione di indicatori di efficienza energetica, scelta delle materia prime, emissioni, consumi e scarichi idrici e produzione di rifiuti.	L'impatto ambientale dell'attività è stato considerato in quanto il progetto è stato assoggettato a procedura di Verifica (screening), unitamente al progetto complessivo di revamping dell'impianto produttivo presentato da Bunge. Rispetto alla situazione attuale, l'attuazione del progetto indurrà una significativa riduzione delle emissioni di NOx su base annua.	Ok

Best Available Techniques for Energy Efficiency

Efficienza energetica		
Efficienza energetica a livello di impianto		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
1a) E' BAT implementare ed osservare un sistema di gestione dell'efficienza energetica (ENEMS) che comprende, se appropriate alle condizioni locali, tutti i seguenti elementi: • Impegno del top management (precondizione per la successiva applicazione del sistema) • Definizione di una politica per l'impianto da parte del top management • Pianificazione e definizione di obiettivi e traguardi • Implementazione ed attuazione di procedure con particolare attenzione verso: struttura e responsabilità, addestramento, consapevolezza e competenze, comunicazione, coinvolgimento dei dipendenti, effettivo controllo del processo, mantenimento, preparazione e risposta all'emergenza, conformità con accordi e legislazione in materia	Enel.si è certificata secondo la norma UNI CEI 11352:2014, relativa alle Energy Service Company (ESCO), con certificazione n. ENLS.0713 rilasciata da IMQ SpA in data 17/07/2013 e da ultimo rinnovata in data 05/04/2016. La norma UNI CEI 11352:2014 definisce i requisiti generali delle società (ESCO) che forniscono ai propri clienti servizi volti al miglioramento dell'efficienza energetica conformi alla norma UNI CEI EN 15900. Si ritiene che la certificazione in parola dia sufficiente garanzie sulla corretta gestione degli aspetti energetici da parte della società, anche nella gestione specifica della Centrale in oggetto.	Ok

• Benchmarking: identificazione e valutazione di indicatori di efficienza energetica e comparazione regolare e sistematica con benchmark di settore (nazionale o locale), se sono disponibili dati verificati • Controllo delle performance ed adozione di azioni correttive con particolare attenzione verso: monitoraggio e misurazione; azioni correttive e preventive, mantenimento dei dati; audit interni indipendenti • Riesame dell'ENEMS da parte del top management • Nella progettazione di una nuova attività, considerazione dell'impatto ambientale derivante dalla dismissione • Sviluppo di tecnologie per l'efficienza energetica e aggiornamento sugli sviluppi delle tecniche nel settore		
1b) Elementi a supporto (senza i quali ENEMS è comunque BAT): • Pubblicazione di una dichiarazione sull'efficienza energetica che descriva gli aspetti ambientali significativi, consentendo una comparazione anno per anno con gli obiettivi ambientali e con benchmark di settore • ENEMS esaminato e validato da un ente certificatore accreditato o da un verificatore ENEMS esterno • Implementazione ed attuazione di sistemi volontari nazionali o internazionali	Si veda punto 1a	Ok
2) E' BAT minimizzare continuamente l'impatto ambientale di un impianto pianificando azioni ed investimenti su base integrata e per il breve, medio e lungo periodo, considerando il rapporto costi-benefici e gli effetti cross-media	L'impianto sarà oggetto di manutenzioni programmate e verifiche periodiche volte a mantenere un elevato grado di efficienza	Ok
3) E' BAT identificare gli aspetti di un impianto che influenzano l'efficienza energetica svolgendo un audit. E' importante che l'audit sia coerente con l'approccio ai sistemi (vedi BAT 7)	La progettazione dell'impianto è finalizzata ad ottenere il massimo rendimento energetico. Tale aspetto potrà essere oggetto di verifiche periodiche in futuro.	Ok
4) Durante lo svolgimento degli audit è BAT assicurare che l'audit identifichi i seguenti aspetti: a. tipi ed uso dell'energia;	Si veda punto 3	Ok

b. apparecchiature che utilizzano l'energia; c. possibilità di minimizzare i consumi energetici; d. possibilità di utilizzare fonti alternative di energia a maggiore efficienza; e. possibilità di utilizzare i surplus di energia ad altri processi; f. possibilità di migliorare la qualità del calore		
5) E' BAT utilizzare idonei strumenti o metodologie per assistere all'identificazione e quantificazione delle ottimizzazioni energetiche	Si veda punto 3	Ok
6) E' BAT identificare opportunità di ottimizzazione di recupero energetico tra sistemi all'interno dell'impianto (vedi BAT 7) o anche verso sistemi di parti terze.	La centrale in progetto è in assetto cogenerativo ad alto rendimento per realizzare il massimo recupero energetico e viene realizzata con l'intento di massimizzare il recupero energetico verso lo stabilimento Bunge	Ok
7) E' BAT ottimizzare l'efficienza energetica assumendo un approccio mirato ai sistemi per la gestione dell'energia in impianto. I sistemi che devono essere considerati per l'ottimizzazione sono, per esempio: o unità di processo, o sistemi di riscaldamento, o raffreddamento e generazione del vuoto, o sistemi a motore, o illuminazione, o essiccamento e concentrazione.	Il progetto in esame prevede l'ottimizzazione dei sistemi di gestione dell'energia	Ok
8) E' BAT stabilire indicatori di efficienza energetica: a. identificandoli a livello di impianto e, se necessario, di processo, sistema o unità e misurandone la variazione nel tempo; b. identificando e registrando limiti associati agli indicatori; c. identificando e registrando i fattori che possono causare una variazione dell'efficienza energetica.	Nel Piano di Monitoraggio (Allegato 5 alla domanda di AIA) vengono definiti indicatori di efficienza energetica	Ok
9) E' BAT effettuare una comparazione regolare e sistematica con benchmark di settore (nazionale o locale), se sono disponibili dati validati	Si veda punto 8	Ok
10) E' BAT ottimizzare l'efficienza energetica in fase di progettazione di un nuovo impianto, unità o sistema o di significativi upgrade considerando: a. che la progettazione dell'efficienza energetica deve avvenire nella fase iniziale del progetto; b. che devono essere utilizzate tecnologie	Il progetto dell'impianto ha tenuto conto fin dalle prime fasi progettuali delle possibilità in termini di ottimizzazione dell'efficienza energetica	Ok

efficienti nell'uso dell'energia; c. che può essere necessario acquisire nuovi dati; d. che il lavoro dovrebbe essere eseguito da un esperto energetico; e. l'importanza dell'analisi iniziale dei consumi energetici.		
11) E' BAT cercare di ottimizzare l'uso dell'energia tra più di un processo o sistema all'interno dell'impianto o con parti terze.	Il progetto è finalizzato all'ottimizzazione dell'uso dell'energia all'interno dell'impianto (Cogenerazione)	Ok
12) E' BAT mantenere l'impulso del programma di efficienza energetica usando diverse tecniche, come: a. implementare un ENEMS; b. controllare l'uso dell'energia su valori reali (misurati); c. la creazione di centri di costo/profitto per l'efficienza energetica; d. benchmarking; e. guardare ad esistenti sistemi di gestione; f. usare tecniche di gestione delle modifiche.	L'attenzione verso l'efficienza energetica viene mantenuta attraverso il controllo di consumi e produzione	Ok
13) E' BAT mantenere le competenze in tema di efficienza energetica e sistemi energivori utilizzando tecniche quali: a. assunzione di personale esperto o addestramento del personale; b. consentire allo staff di effettuare specifiche indagini periodiche; c. condividere le risorse tra siti; d. uso di consulenti specializzati per indagini specifiche; e. appaltare funzioni e/o specialisti di sistemi.	Una delle motivazioni alla base della realizzazione della centrale a servizio dello stabilimento Bunge da parte di un soggetto terzo (Enel.si, proponente del progetto) risiede anche nell'esperienza e qualifica del personale del gruppo ENEL in materia di realizzazione e gestione degli impianti. Tale esperienza ha portato alla certificazione come ESCO	Ok
14) E' BAT assicurare che l'effettivo controllo del processo sia attuato mediante tecniche quali: a. sistemi che consentano di assicurare che le procedure siano note e comprese; b. garanzia che i parametri chiave del processo siano identificati, ottimizzati e monitorati; c. registrazione dei parametri.	I parametri relativamente a consumi e produzione vengono costantemente monitorati.	Ok
15) E' BAT svolgere manutenzione in impianto per ottimizzare l'efficienza energetica applicando le seguenti tecniche: a. chiara allocazione delle responsabilità per pianificazione ed esecuzione della manutenzione; b. stabilire un programma di	Il progetto contiene un dettagliato "programma di manutenzione ordinaria", con lo scopo di mantenere sempre le apparecchiature nelle migliori condizioni e massimizzarne il rendimento	Ok

manutenzione; c. supportare la manutenzione con un sistema di registrazione e test diagnostici; d. identificare dalla manutenzione ordinaria, guasti o anomalie possibili perdite di efficienza energetica o dove questa può essere migliorata; e. identificare perdite, strumentazione rotta, guarnizioni che perdono, ecc. che influenzano il controllo dell'energia e provvedere alla riparazione il prima possibile.		
16) E' BAT stabilire e mantenere procedure documentate per monitorare e misurare le caratteristiche chiave di operazioni ed attività che possono avere un impatto significativo sull'efficienza energetica.	L'azienda tiene sotto controllo alcuni indici di prestazione energetica.	Ok
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Combustione		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
17a) Presenza di impianti di cogenerazione	La centrale produce energia elettrica ed energia termica, in assetto di cogenerazione ad alto rendimento.	Ok
17b) Riduzione del flusso di gas emessi dalla combustione riducendo gli eccessi d'aria	Il controllo della combustione avviene tramite un sistema automatizzato chiamato SoLoNox; si tratta di un sistema di combustione lean premix, a bassa emissione a secco (Dry Low Emission - DLE) per il controllo degli ossidi di azoto (NOx)	Ok
17c) Abbassamento della temperatura dei gas di scarico attraverso: • Dimensionamento per il massimo delle prestazioni con un fattore di sicurezza per sovraccarico. • Aumento dello scambio di calore di processo aumentando sia il coefficiente di scambio (ad es. installando dispositivi che aumentino la turbolenza del fluido di scambio termico) oppure aumentando o migliorando la superficie di scambio termico. • Recupero del calore dai gas esausti attraverso un ulteriore processo (per es. produzione di vapore con utilizzo di economizzatori). • Installazione di scambiatori di calore per il preriscaldamento di aria o di acqua o di combustibile, che utilizzino il calore dei fumi esausti. • Pulizia delle superfici di scambio termico dai residui di combustione (ceneri, particolato carbonioso) al fine di mantenere un'alta efficienza di scambio	Il calore dei gas di scarico in uscita dalla turbina viene utilizzato per produrre vapore a 12 barg in un generatore di vapore a recupero (GVR). I gas di scarico hanno una temperatura di 92 °C in quanto il calore viene recuperato in economizzatore. Si prevede inoltre il preriscaldo dell'acqua di reintegro condense mediante recupero del calore dal degasatore.	Ok

termico		
17d) Preriscaldamento del gas di combustione con i gas di scarico, riducendone la temperatura di uscita	Non è applicabile in quanto non significativo dal punto di vista energetico.	Non applicabile
17e) Presenza di bruciatori rigenerativi e recuperativi	Nell'impianto non sono presenti combustibili tali da prevedere l'impiego di bruciatori rigenerativi e recuperativi.	Non applicabile
17f) Sistemi automatizzati di regolazione dei bruciatori al fine di controllare la combustione attraverso il monitoraggio e controllo del flusso d'aria e di combustibile, del tenore di ossigeno nei gas di scarico e la richiesta di calore	Si veda punto 17b)	Ok
17g) Scelta del combustibile che deve essere motivata in relazione alle sue caratteristiche: potere calorifico, eccesso di aria richiesto, eventuali combustibili da fonti rinnovabili. Si fa notare che l'uso di combustibili non fossili è maggiormente sostenibile, anche se l'energia in uso è inferiore.	La caldaia sarà alimentata a metano in quanto è un combustibile "pulito" e disponibile da rete	Ok
17h) Uso di ossigeno come comburente in alternativa all'aria	BAT non applicabile in quanto non sono necessarie elevate temperature di combustione ed il dispendio energetico per la produzione di ossigeno, nonché i problemi di sicurezza connessi al suo impiego, non rendono applicabile questa tecnica.	Non applicabile
17i) Riduzione delle perdite di calore mediante isolamento: in fase di installazione degli impianti prevedere adeguati isolamenti delle camere di combustione e delle tubazioni degli impianti termici, predisponendo un loro controllo, manutenzione ed eventuali sostituzioni quando degradati.	Le camere di combustione e le tubazioni degli impianti termici di nuova realizzazione saranno coibentati. Il piano di manutenzione programmato comprende anche le coibentazioni.	Ok
17j) Riduzione delle perdite di calore dalle porte di accesso alla camera di combustione: perdite di calore si possono verificare per irraggiamento durante l'apertura di portelli d'ispezione, di carico/scarico o mantenuti aperti per esigenze produttive dei forni. In particolare per impianti che funzionano a più di 500°C	La caldaia è alimentata a metano e non ha quindi bocche di fornace.	Non applicabile
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Sistemi a vapore		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**

18a) Progettazione energetica efficiente e installazione di tubazioni di distribuzione del vapore	Nella progettazione della tubazione di invio del vapore allo stabilimento Bunge si cerca la massima efficienza energetica riducendo per quanto possibile le distanze e prevedendo idonee coibentazioni	Ok
18b) Regolazione dei dispositivi e uso di turbine a contropressione: uso di turbine a contropressione invece di PRV	Non vi sono turbine a vapore nell'isola cogenerativa.	Non applicabile
18c) Migliorare le procedure operative e i controlli delle caldaie	I controlli sulle caldaie sono gestiti nell'ambito della manutenzione programmata	Ok
18d) Usare controlli sequenziali delle caldaie (si applica solo per siti con più di una caldaia)	Nell'impianto in esame non vi sono più caldaie funzionanti in contemporanea.	Non applicabile
18e) Installare serrande di isolamento delle condotte del gas (si applica solo per siti con più di una caldaia)	Si veda punto 18d	Non applicabile
18f) Preriscaldare l'acqua di alimento usando: - calore di recupero; - economizzatori che usano aria di combustione; - acqua di alimento de-aerata per riscaldare le condense; - condensare il vapore usato per strippare e riscaldare l'acqua di alimento tramite scambiatore.	L'acqua osmotizzata di alimento viene preriscaldata tramite uno scambiatore a piastre, sfruttando il calore residuo dell'acqua in uscita dal degasatore. Si prevede inoltre un economizzatore	Ok
18g) Prevenire e rimuovere le incrostature sulle superfici di scambio termico (pulire le superfici di scambio termico delle caldaie)	Si prevengono le incrostazioni tramite l'utilizzo di gas metano e di acqua osmotizzata. Nel corso delle manutenzioni programmate si verificherà anche la necessità di pulizia	Ok
18h) Minimizzare il blowdown delle caldaie migliorando il trattamento dell'acqua. Installare un controllo automatico di Solidi Totali Disciolti	Per minimizzare il blowdown viene utilizzata acqua osmotizzata.	Ok
18i) Aggiungere/ripristinare i refrattari delle caldaie	L'impianto è dotato di refrattari adeguati che saranno oggetto di periodica verifica e, se necessario, manutenzione	Ok
18j) Ottimizzare lo sfiato del degasatore	Lo sfiato è regolato mediante una valvola	Ok
18k) Minimizzare le perdite di breve ciclo delle caldaie	Non sono previsti cicli brevi della caldaia	Ok
18l) Effettuare manutenzione delle caldaie	Le manutenzioni sulla caldaia sono gestite nell'ambito della manutenzione programmata	Ok
18m) Ottimizzare il sistema di distribuzione del vapore	Il sistema è dotato di adeguato isolamento, dimensione delle tubazioni e minimizzazione delle distanze	Ok
18n) Isolare il vapore dalle linee non utilizzate	Non vi sono linee non utilizzate	Non applicabile
18o) Isolamento delle condotte di distribuzione del vapore e delle condotte di ritorno del condensato	Le condotte sono isolate	Ok

18p) Predisporre un programma di controlli e riparazioni per gli scarichi di condensa	Le manutenzioni sugli scarichi di condensa sono gestite nell'ambito della manutenzione programmata	Ok
18q) Raccogliere e riportare il condensato alla caldaia per riutilizzo	Il ritorno delle condense dallo stabilimento Bunge viene reintegrato e riutilizzato	Ok
18r) Riutilizzare il vapore di flash (usare condensato ad alta pressione per avere una bassa pressione del vapore)	Il vapore di flash viene generato ed utilizzato nello stabilimento Bunge	Non applicabile
18s) Recuperare energia dal blowdown delle caldaie	Non viene recuperata energia termica perché il contenuto energetico non è significativo.	Non applicabile
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Recupero di calore		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
19) E' BAT mantenere l'efficienza degli scambiatori di calore: **a.** monitorandola periodicamente **b.** prevenendo o rimuovendo la sporcizia	È attuato un programma di manutenzione programmata e periodica	Ok
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Cogenerazione		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
20) E' BAT cercare possibilità di cogenerazione, sia internamente che esternamente allo stabilimento	La centrale produce energia elettrica ed energia termica, in assetto di cogenerazione ad alto rendimento, cedendo sia il calore prodotto, come vapore, che l'energia elettrica allo stabilimento Bunge.	Ok
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Alimentazione elettrica		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**

21) E' BAT incrementare il fattore di potenza in accordo con le specifiche del distributore di energia elettrica usando le seguenti tecniche: • Installare condensatori sui circuiti AC per diminuire la magnitudo della potenza reattiva • Minimizzare le attività svolte al minimo o con motori a basso carico • Evitare le attività di apparecchiature svolte sopra il voltaggio nominale • Quando si sostituiscono i motori, usare motori energeticamente efficienti	L'impianto elettrico è progettato e realizzato in modo da ottenere la più elevata efficienza applicando tutte le BAT indicate.	Ok
22) E' BAT controllare la fornitura di energia per armoniche ed applicare filtri, se necessario		Non applicabile
23) E' BAT ottimizzare l'efficienza della fornitura di energia elettrica usando tecniche come: • Assicurare che i cavi abbiano dimensioni adeguate alla potenza richiesta • Mantenere i trasformatori in linea ad un carico sopra il 40-50% della potenza nominale • Usare trasformatori ad alta efficienza • Posizionare le apparecchiature con alta richiesta di energia più vicino possibile alla sorgente di potenza (ad es. trasformatore)	L'impianto elettrico è progettato e realizzato in modo da ottenere la più elevata efficienza applicando, per quanto possibile, tutte le BAT indicate.	Ok
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Motori elettrici		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
24) E' BAT ottimizzare i motori elettrici nel seguente ordine: ○ Ottimizzare l'intero sistema di cui il motore è parte ○ Ottimizzare il motore nel sistema in relazione al nuovo carico richiesto applicando una o più delle seguenti tecniche: • Usare motori efficienti energeticamente (EEM) • Corretto dimensionamento dei motori • Installare sistemi a velocità variabile • Installare trasmissioni/riduzioni ad alta efficienza • Usare l'accoppiamento diretto ove possibile, cinghie sincrone o cinghie a V dentate invece di cinghie a V, marce elicoidali invece di	• Le macchine maggiormente energivore prevedono l'impiego di inverter • Le aziende di manutenzione coinvolte saranno certificate • È stato predisposto un programma di manutenzione • I motori di nuova installazione saranno ad alta efficienza	Ok

marce a strisciamento • Riparare i motori mantenendo l'efficienza energetica o sostituire con EEM • Riavvolgimento: evitare il riavvolgimento e sostituire con EEM, o usare riavvolgitori certificati • Controllo della qualità della potenza • Lubrificazione, taratura, manutenzione ○ Una volta ottimizzati i sistemi che consumano energia, ottimizzare i motori (non ancora ottimizzati) secondo i criteri seguenti: • dare priorità alla sostituzione dei motori non ottimizzati che sono in esercizio per oltre 2000 ore l'anno con motori a efficienza energetica (EEMs) • dotare di variatori di velocità (VSDs) i motori elettrici che funzionano con un carico variabile e che per oltre il 20% del tempo di esercizio operano a meno del 50% della loro capacità e sono in esercizio per più di 2000 ore l'anno.		
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Sistemi ad aria compressa (CAS)		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
25) E' BAT ottimizzare i sistemi ad aria compressa (CAS) mediante : • Progettazione complessiva del sistema, comprendendo sistemi a multi-pressione • Upgrade dei compressori • Migliorare il raffreddamento, l'essiccamento e la filtrazione • Riduzione delle perdite di pressione per frizione (per esempio aumentando il diametro delle condotte) • Miglioramento dei motori (controllo della velocità) • Uso di sofisticati sistemi di controllo • Recupero del calore per utilizzi in altre funzioni • Uso di aria di raffreddamento esterna a prese di aspirazione • Stoccaggio dell'aria compressa vicino agli utilizzatori ad alta fluttuazione • Riduzione delle perdite • Sostituzione frequente dei	I sistemi ad aria compressa saranno progettati con criteri di alta efficienza	Ok

filtri		
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Sistemi di pompaggio		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
26) E' BAT ottimizzare i sistemi di pompaggio usando le seguenti tecniche: • Evitare il sovradimensionamento quando si scelgono le pompe • Combinare la corretta scelta della pompa al corretto motore per il compito assegnato • Corretta progettazione del sistema di condotte • Controllo e regolazione dei sistemi • Spegnere le pompe non necessarie • Usare motori a velocità variabile • Usare pompe multiple • Regolare manutenzione. Dove la manutenzione non pianificata diventa eccessiva, controllare le cavitazioni, usura o se la pompa è di tipo errato • Minimizzare il numero di valvole e curve pur mantenendo una agevole operatività e possibilità di manutenzione • Evitare di usare troppe curve nel sistema di distribuzione • Controllare che il diametro delle condotte non sia troppo piccolo	I sistemi di pompaggio sono progettati e realizzati in modo da ottenere la più elevata efficienza. Si prevede, in particolare: – manutenzione periodica; – installazione di inverter; – ridondanza delle apparecchiature.	Ok
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Riscaldamento, ventilazione e condizionamento dell'aria (HAVC)		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
27) E' BAT ottimizzare i sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento usando tecniche come: o Per il riscaldamento, BAT 18 e 19 o Per le pompe, BAT 26 o Per raffreddamento e scambiatori di calore, ICS e BAT 19 o Per HVAC, le tecniche: o Ventilazione differenziata per le diverse aree • Ottimizzare numero, forma e dimensione prese d'aria • Usare ventilatori ad alta efficienza e ben dimensionati • Considerare la ventilazione a doppio flusso	I sistemi HVAC sono progettati e realizzati in modo da ottenere la più elevata efficienza. Sono comunque di entità limitata sia come numero che come dimensioni, essendo previsti per l'ufficio e le sale quadri / trasformatore	Ok

• Progettazione del sistema: le condotte sono di dimensione sufficiente; condotte circolari; evitare lunghi percorsi ed ostacoli come curve e sezioni ristrette • Ottimizzare i motori elettrici e installare VSD • Usare sistemi a controllo automatico. Integrarli con il sistema di gestione tecnica centralizzato. • Filtri dell'aria nelle condotte e recupero di calore da arie esauste • Ridurre i fabbisogni di riscaldamento / raffreddamento tramite: isolamento degli edifici; infissi efficienti; riduzione delle infiltrazioni di aria; chiusura automatica delle porte; destratificazione; abbassamento della temperatura durante i periodi non produttivi; riduzione del set point per il riscaldamento ed innalzamento per il raffreddamento • Migliorare l'efficienza del sistema di riscaldamento mediante: recupero di calore; pompe di calore; sistemi di riscaldamento locale con temperature inferiori nelle aree non occupate • Migliorare l'efficienza dei sistemi di raffreddamento mediante l'uso del raffreddamento libero • Interrompere o ridurre la ventilazione ove possibile • Assicurare che il sistema sia a tenuta • Controllare che il sistema sia bilanciato • Ottimizzare la gestione dei flussi dì aria • Ottimizzare la gestione dei filtri dell'aria		
Efficienza energetica nei sistemi, processi, attività o strumenti che usano energia Illuminazione		
BAT	**Posizione ditta**	**Adeguamento**
28) E' BAT ottimizzare i sistemi di illuminazione artificiale usando tecniche quali: • Indentificare i requisiti del sistema di illuminazione sia in termini di intensità che di spettro in relazione all'uso;	L'impianto elettrico dell'illuminazione sarà progettato e realizzato in modo da ottenere la più elevata efficienza.	Ok

• Progettare spazi ed attività al fine di massimizzare l'uso della luce naturale • Selezionare apparecchi e lampade in relazione ai requisiti specifici per l'uso cui sono destinati • Usare sistemi di gestione e controllo delle luci, quali sensori di presenza, timer, … • Addestrare il personale all'uso delle luci in maniera efficiente		

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

L'analisi dei BRef applicabili ha mostrato la coerenza del progetto proposto rispetto alle BAT considerate (documenti Bref applicabili), che sono state assunte quale base progettuale e che risultano quindi applicate, con la sola eccezione di alcune tecnologie ritenute non applicabili per la tipologia di impianto in progetto.
Ad oggi Enel.si non è dotata di un proprio Sistema di Gestione Ambientale (SGA) conforme alla norma ISO 14001:2015 relativo al sito in oggetto, e viene pertanto preso a riferimento il SGA di Enel.si srl, certificato ai sensi della norma ISO 14001:2015 con certificato 9191ENS3 del 13/04/2017.

Per quanto riguarda altri interventi di miglioramento, tenendo in considerazione anche quanto proposto dell'azienda, si ritiene opportuno specificare il Piano che segue.

1. **Entro un anno dalla messa a regime e collaudo definitivo** la ditta deve estendere il campo di applicazione del proprio SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001:2015, al sito di cui alla presente autorizzazione.
2. **Entro 3 mesi** dal rilascio del presente provvedimento deve essere predisposta una procedura di gestione dello scarico delle acque meteoriche presenti nei bacini di contenimento, che preveda anche il controllo dello stato delle valvole di scarico.
3. In considerazione della temperatura indicata in uscita dal camino E1, emerge la possibilità che possa crearsi un pennacchio da detto camino. Si ritiene opportuno che la ditta effettui una valutazione sulla possibilità che tale fenomeno possa concretizzarsi, indicando le possibili soluzioni, con i relativi costi e benefici, per innalzare la temperatura dei fumi. Tale valutazione deve essere effettuata **entro 3 mesi** dal rilascio del presente provvedimento.
4. **Entro 3 mesi** dalla messa in esercizio dell'impianto di cui alla presente autorizzazione, deve essere predisposta una procedura/istruzione operativa che riprenda tutto ciò che è previsto al verificarsi di condizioni prevedibili che comportino emissioni eccezionali; tale procedura/istruzione operativa che dovrà far parte del sistema di gestione ambientale, dovrà essere emessa, verificata e validata con le opportune prove sull'impianto in oggetto entro tre mesi dalla messa in esercizio.
5. Il D.Lgs 152/06, così come modificato dal D.Lgs 46/2014 in recepimento della Direttiva 2010/75/UE (Direttiva IED), prevede all'art. 29 sexies, comma 6 bis, che, 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 necessaria l'integrazione del Piano di Monitoraggio. Al fine di individuare le modalità e le frequenze per adempiere a tale previsione si richiede di trasmettere entro il termine di 4 anni dall'entrata in vigore del D.Lgs. 46/14 (*11/04/2018)* ad ARPAE SAC di Ravenna, una proposta contenente modalità di svolgimento, frequenze e parametri, relativi a specifici controlli per le acque sotterranee e per il suolo, con l'indicazione, se del caso, delle modalità di valutazione sistematica del rischio di contaminazione. Tale proposta sarà valutata e sarà conseguentemente aggiornata l'AIA.

   Qualora non pervenga tale proposta, l'AIA verrà aggiornata d'ufficio con l'indicazione delle frequenze stabilite all'art. 29-sexies, comma 6-bis e delle modalità di controllo definite in conformità alle metodologie di riferimento adottate nel settore.

   In merito a tale obbligo, si ricorda che il MATTM, nella circolare del 17/06/2015, ha chiarito che la documentazione di cui all'articolo 3, comma 2 del DM 272/2014, opportunamente validata dall'autorità competente, può costituire una valutazione sistematica del rischio di contaminazione e pertanto può giustificare la definizione di diverse modalità o più ampie frequenze per i controlli su acque sotterranee e sottosuolo. Qualora codesta Azienda intenda avvalersi di tale possibilità, dovrà provvedere a produrre istanza volontaria di modifica non sostanziale contenente la richiesta di validazione della documentazione di cui all'articolo 3, comma 2 del DM 272/2014, nonché ogni altro elemento utile a valutare le diverse modalità e frequenze proposte, con riferimento anche alle sostanze non pericolose.
6. Come disposto all'art. 32 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del **Piano Aria Integrato Regionale (PAIR2020)**, adottato con DGR n. 1180 del 21/07/2017, entro 6 mesi dalla sua approvazione con deliberazione dell'Assemblea Legislativa n. 115 del 11/04/2017 (cioè **entro il 11/10/2017**), dovrà essere previsto l'eventuale adeguamento alle disposizioni in esso contenuto, con particolare attenzione alle misure in materia di attività produttive di cui all'art. 19 delle stesse NTA.

D2) CONDIZIONI GENERALI E SPECIFICHE 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 nello svolgimento delle attività nel sito produttivo in oggetto; 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 di modifica dell'AIA, sarà 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 sotto paragrafi della sezione D del presente allegato, 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'impianto deve essere gestito nel rispetto di quanto riportato al paragrafo C3, in relazione alle BAT applicabili allo stesso, secondo tutte le procedure di carattere gestionale di cui l'azienda è attualmente dotata (SGA di Enel.si srl) e di cui si doterà in futuro.

D2.3) Comunicazioni e requisiti di notifica e informazione

Come previsto dal D.Lgs 152/06 e successive modifiche, art. 29-sexies, e dalla normativa regionale, deve essere redatta **annualmente** una relazione descrittiva del monitoraggio effettuato ai sensi del Piano di Monitoraggio, contenente la verifica di conformità rispetto ai limiti puntuali ad alle prescrizioni contenute nel presente atto autorizzativo. La relazione dovrà essere inviata **entro il 30 aprile dell'anno successivo**, ad ARPAE ed al Comune di Ravenna.
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, 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", si comunica che a partire dal mese di aprile 2011, **lo strumento obbligatorio per l'invio dei report annuali degli impianti IPPC è il portale IPPC-AIA**; il caricamento sul portale dei file elaborati dai gestori deve avvenire con le modalità riportate nell'allegato 1 di detta determinazione e sostituisce la trasmissione cartacea agli enti sopra richiamati.
Una volta disponibili saranno forniti al gestore i modelli standard per il reporting dei dati. Fino a quel momento i dati del monitoraggio vengono forniti sulla base di formati standard eventualmente già in uso ovvero su modelli predisposti dal gestore stesso.

Il gestore deve comunicare ad ARPAE SAC ed ARPAE ST, nel più breve tempo possibile (entro la mattina del giorno lavorativo successivo a quello in cui si verifica l'evento), mediante fax ed in forma elettronica (PEC) i seguenti eventi:

1. superamento di un valore limite relativo ad una misurazione puntuale. La comunicazione deve essere effettuata nel più breve tempo possibile e devono essere ottemperate le eventuali prescrizioni specifiche riportate nell'autorizzazione;
2. avarie, guasti, anomalie che richiedono la riduzione di attività e/o fermata dell'impianto ed il ripristino di funzionalità successivo a tali eventi;
3. eventi non prevedibili conseguenti ad incidenti/anomalie che possano causare emissioni accidentali in aria, acqua e suolo e con potenziali impatti sull'ambiente;
4. guasti, anomalie dei dispositivi di depurazione o interruzioni di funzionamento conseguenti a manutenzioni ordinarie e/o straordinarie degli stessi di durata superiore a 1 ora anche se non producono superamenti dei limiti emissivi.

Deve essere data opportuna comunicazione (come regolamentato nei paragrafi successivi) dell'avvio, messa a regime e collaudo della nuova centrale di cogenerazione, nel rispetto delle tempistiche legate alla cessazione dell'attività della centrale esistente ed alla sua dismissione, come regolamentate nell'AIA n. 2805 del 01/06/2017 rilasciata a Bunge Italia spa.

D2.4) EMISSIONI IN ATMOSFERA (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

D2.4.1 Aspetti generali

I valori limite di emissione e le prescrizioni che la Ditta è tenuta a rispettare sono 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;
- 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;
- Migliori Tecniche Disponibili individuate sulla base dei criteri citati al precedente paragrafo C;
- 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, anche migliorando il rendimento dei dispositivi di depurazione ed abbattimento.

D2.4.2 Emissioni Convogliate

Per le emissioni in atmosfera provenienti dalla centrale di cogenerazione, i limiti e le prescrizioni che la Ditta Enel.si srl è tenuta a rispettare sono di seguito indicati.

Limiti emissioni

I limiti risultano i seguenti, in condizione di "normale funzionamento" così come definito nel D.Lgs. n. 152/06 e smi: il numero delle ore in cui l'impianto è in funzione, con l'esclusione dei periodi di avviamento e di arresto (art. 268 definizioni bb) cc)) e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi, salvo quanto diversamente stabilito dalle normative adottate ai sensi dell'art. 271, comma 3, o della autorizzazione (art. 271, comma 14 e art. 273, comma 8 del D.Lgs. n. 152/06).

Punto di emissione E1 - CENTRALE TERMOELETTRICA – Linea di cogenerazione principale (TG + GVR-PC – fase 3.1)

Portata massima [Nm^3/h]	132.000
Altezza minima [m]	33
Durata [h/d]	24
Diametro [m]	1,5
Temperatura [°C]	92
Concentrazione massima ammessa inquinanti [mg/Nm^3]	
NO_x	55
CO	60

Punto di emissione E2 - CENTRALE TERMOELETTRICA – Linea di riserva (CR – fase 3.2)

Portata massima [Nm^3/h]	22.000
Altezza minima [m]	33
Durata [h/d]	24
Diametro [m]	1,2
Temperatura [°C]	140
Concentrazione massima ammessa inquinanti [mg/Nm^3]	
Polveri	5
NO_x	150
SO_x	35

Per tale emissione i limiti per polveri, NOx ed SOx si intendono comunque rispettati a condizione che la Ditta utilizzi come combustibile gas metano.

Punto di emissione E3 - CENTRALE TERMOELETTRICA – Camino di by-pass (in avviamento o emergenza TG)

Altezza minima [m]	20
Diametro [m]	1,8
Temperatura [°C]	516

Si prende atto della presenza delle seguenti emissioni considerate non significative:

- E4 ed E5, **emissioni caldaie alimentate a metano a servizio della cabina di decompressione di 1° stadio del gas metano,** alimentate a metano, di potenza termica nominale di 102,3 kW ciascuna e pertanto costituiscono emissioni scarsamente rilevanti ai sensi dell'art. 272 D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.;
- E6 **emissione caldaia alimentata a metano a servizio della cabina di decompressione di 2° stadio del gas metano,** alimentata a metano, di potenza termica nominale di 35 kW e pertanto costituisce una emissione scarsamente rilevante ai sensi dell'art. 272 D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.

Tali emissioni devono comunque rispettare i limiti previsti dalla DGR 1769/2010, allegato 4.34 per i parametri polveri, NOx, SOx e CO.

Prescrizioni

1. Deve essere comunicato l'avvio di ciascuna delle fasi previste dal cronoprogramma allegato all'Atto d'obbligo stipulato tra Enel.si srl e Bunge Italia spa (Rep. 45122 Racc. 27103 del 06/04/2017), con particolare attenzione alla messa in esercizio del nuovo impianto di cogenerazione.
2. Come previsto dal cronoprogramma allegato all'Atto d'obbligo stipulato tra Enel.si srl e Bunge Italia spa (Rep. 54122 Racc. 27103 del 06/04/2017, **entro 3 mesi** dall'installazione e messa in esercizio del nuovo impianto di cogenerazione (centrale termoelettrica), per i punti di emissione E1 ed E2 devono essere espletate le procedure di **messa a regime** previste dall'art. 269, comma 5, parte Quinta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. In tal senso la Ditta deve provvedere ad effettuare almeno tre autocontrolli alle emissioni a partire dalla data fissata per la messa a regime per un periodo di 10 giorni.
3. **Entro 18 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Unica**, di cui la presente AIA costituisce un endoprocedimento, devono essere concluse le fasi di collaudo del nuovo impianto di cogenerazione, comprensive della messa a regime prevista al punto precedente.
4. Sul punto di emissione E1 deve essere installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), conforme a quanto definito in allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06 e smi; i parametri da monitorare sono NOx, CO, Temperatura, Pressione, O_2 ed Umidità.
5. Sul punto di emissione E2 deve essere installato un sistema di rilevatori in continuo dei parametri Temperatura, O_2 e CO.
6. I punti di emissione E1 ed E2 non potranno mai funzionare contemporaneamente, in quanto la caldaia di riserva afferente ad E2, entra in funzione esclusivamente in caso di indisponibilità della linea di cogenerazione principale, afferente ad E1.
7. La Ditta è tenuta ad annotare le manutenzioni che dovranno essere effettuate, con frequenza almeno annuale, sugli impianti afferenti a punti di emissione E1, E2, E4, E5 ed E6.
8. Il periodo di utilizzo della caldaia di riserva (back-up) afferente al punto di emissione E2 e l'attivazione del camino di by pass afferente al punto di emissione E3, devono essere registrati e riportati nel report annuale previsto al paragrafo D2.3 precedente.
9. Come previsto dal cronoprogramma allegato all'Atto d'obbligo stipulato tra Enel.si srl e Bunge Italia spa (Rep. 54122 Racc. 27103 del 06/04/2017), entro un mese dalla conclusione della fase di collaudo (vedi punto 3 precedente) del nuovo impianto di cogenerazione realizzato e gestito da Enel.si srl, la centrale termica esistente di Bunge deve essere fermata e devono essere avviate le operazioni di smantellamento e dismissione, anche del relativo punto di emissione E1 (come prescritto nel relativo provvedimento di AIA n. 2805 del 01/06/2017 rilasciato a Bunge Italia spa). Allo scopo Enel.si srl è tenuta a comunicare a Bunge Italia spa la conclusione di tali attività.
10. **Entro 6 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Unica**, di cui la presente AIA costituisce un endoprocedimento, deve essere presentato lo Stato Avanzamento Lavori, da aggiornare con frequenza semestrale, rispetto alla realizzazione e messa a regime degli impianti, da trasmettere ad ARPAE SAC ed ST.

11. Per quanto riguarda l'attività di monitoraggio deve essere applicato e rispettato quanto riportato di seguito relativamente agli oggetti del controllo e alle periodicità e durate dei monitoraggi.

Monitoraggio e controllo

Emissione	Parametri	Frequenza	Registrazione
E1	NO_x	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.
	CO	annuale	
E2	NOx	trimestrale	
	Polveri	-	
	SOx	-	
E1, E2, E4, E5, E6	Manutenzione degli impianti afferenti	annuale	Apposito registro (vedi Requisiti di notifica specifici)

Per il punto di emissione E2, per i parametri Polveri ed SOx, i limiti si intendono comunque rispettati, in quanto viene utilizzato gas metano come combustibile.

Requisiti di notifica specifici

La data, l'orario, il risultato delle misure di autocontrollo, le caratteristiche di funzionamento nel corso dei prelievi, dovranno essere annotati su un apposito registro con pagine numerate e bollate dal Servizio Territoriale di ARPAE Ravenna e firmato dal responsabile dell'impianto, a disposizione degli organi di controllo competenti.
In caso di emissioni in atmosfera accidentali non prevedibili dovrà essere data comunicazione a mezzo fax nel più breve tempo possibile ad ARPAE ST, e comunque nel rispetto di quanto stabilito nella relativa procedura di emergenza del SGA.
In caso di incidenti che prevedano l'attivazione del Piano di Emergenza Interno, la comunicazione agli enti competenti deve essere effettuata secondo quanto previsto nel piano stesso, anche nel rispetto di quanto stabilito nella relativa procedura di emergenza del SGA.
Con sufficiente anticipo, devono essere comunicate ad ARPAE ST le date previste per gli autocontrolli/campionamenti delle emissioni in atmosfera.

D2.4.3 Emissioni diffuse

L'attività non determina l'insorgere di emissioni diffuse.

D2.4.4 Emissioni fuggitive

Le uniche emissioni fuggitive potenzialmente presenti in impianto sono legate a flange e a valvole della linea di adduzione e distribuzione del gas metano, valutabili in via generale come del tutto non significative a fini ambientali, sia per numerosità che per entità.

D2.4.5 Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

La nuova centrale di cogenerazione ha diverse condizioni di funzionamento eccezionale, durante le quali possono verificarsi emissioni eccezionali, per cui risulta fondamentale, ai fini del controllo dell'installazione, la loro gestione e comunicazione all'autorità competente:

1. periodo transitorio fino alla messa a regime;
2. avviamento della turbina a gas;
3. normale spegnimento del turbogeneratore;
4. minimo tecnico della turbina: è la condizione minima (carico minimo nominale) di funzionamento della turbina per la quale si è in grado di garantire il rispetto dei limiti emissivi, se il funzionamento scende al di sotto del 50% del carico minimo nominale, le emissioni sono da considerare eccezionali;
5. attivazione post combustore con turbogas attiva;
6. attivazione post combustore senza turbogas;
7. fase di spegnimento post combustore;
8. gestione delle condizioni diverse da quelle di normale funzionamento: nelle principali emergenze in condizioni operative prevedibili avviene una fermata improvvisa della richiesta di vapore che fa azionare gli organi di emergenza per l'arresto rapido del turbogas di cogenerazione, la conseguente apertura delle valvole di sicurezza e l'intervento del by-pass dei fumi.

Il periodo transitorio, fino alla conclusione della fase di collaudo del nuovo impianto di cogenerazione (comprensivo della messa a regime), risulta essere di fondamentale importanza, in quanto ad essa è legato il fine vita della centrale esistente di Bunge; infatti come riportato nell'AIA n. 2805 del 01/06/2017, rilasciata a Bunge Italia spa, "*Entro un mese dalla conclusione della fase di collaudo del nuovo impianto di cogenerazione realizzato e gestito da Enel.si srl, la centrale termica esistente di Bunge deve essere fermata e devono essere avviate le operazioni di smantellamento e dismissione, anche del relativo punto di emissione E1. Il funzionamento e la gestione di tale nuovo impianto sono regolamentate attraverso*

opportuna autorizzazione AIA, come attività funzionalmente e tecnicamente connessa all'installazione di Bunge Italia spa." In proposito si veda quanto riportato nelle prescrizioni riportate al paragrafo D2.4.2 precedente.

Prescrizioni
In riferimento alle condizioni di funzionamento precedentemente elencate, la ditta è tenuta alla comunicazione anticipata del verificarsi delle stesse, all'Autorità Competente, in particolare ARPAE ST, al fine di mettere a conoscenza della possibilità del verificarsi di emissioni eccezionali, al di fuori dei limiti autorizzati al paragrafo D2.4.2.
La definizione dei passaggi e delle sequenze di azioni/attività da mettere in campo per far fronte alle condizioni prevedibili diverse da quelle di normale funzionamento, sono descritte e regolamentate nella procedura/istruzione operativa prevista nel Piano di Miglioramento, paragrafo D1.1, punto 4.

D2.5) EMISSIONI IN ACQUA (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali
Nella Centrale in esame si prevede la realizzazione di tre distinte reti fognarie e tre punti di scarico finali, ossia:

1. rete acque reflue industriali (scarico finale **S1**) costituite da:
   1.a. reflui da spurghi ciclo termico, raccolti nel serbatoio blowdown e raccolta drenaggio (Fase 3 e Fase 2), scarico parziale S1/b;
   1.b. reflui da produzione acqua osmotizzata (Fase 1), scarico parziale S1/a;
2. rete acque reflue domestiche derivanti dai servizi igienici (scarico finale **S1**);
3. rete acque meteoriche di dilavamento dell'area della centrale (scarichi finali **S2** ed **S3**).

1. **Acque reflue industriali:** la rete acque reflue industriali recapita in una vasca di raccolta per il rilancio a depurazione presso l'adiacente depuratore di SAI srl (**scarico finale S1**) mediante tubazione su pipe rack.
2. **Acque reflue domestiche:** le acque reflue domestiche vengono gestite unitamente alle acque reflue industriali, confluendo presso lo scarico S1, previo passaggio in disoleatore e fossa Imhof per un pretrattamento.
3. **Acque meteoriche:** consente la separazione delle acque di prima e seconda pioggia.
Una volta riempita la vasca di prima pioggia si attiva il bypass per l'invio delle acque di seconda pioggia (ossia quelle eccedenti i primi 5 mm di precipitazione) ad una vasca di stoccaggio per il rilancio allo scarico finale. Ad evento meteorico concluso, le acque di prima pioggia verranno rilanciate entro 72 ore presso l'impianto SAI srl per potere essere trattate, mediante tubazione dedicata su pipe rack (**scarico S2**).
Le acque di seconda pioggia vengono invece inviate, ad evento meteorico in corso, allo scarico (**scarico S3**) presso il recettore finale mediante tubazione dedicata su pipe rack che va ad innestarsi nell'esistente condotto utilizzato da Bunge per lo scarico delle acque meteoriche di dilavamento nel Canale Magni.
L'innesto è a valle dell'esistente punto di campionamento di Bunge.

La planimetria di riferimento relativamente agli scarichi idrici è l'elaborato denominato "Planimetria rete fognaria" 2015PCS-Y-PR-CI-04-Rev03 del 06/06/2017, presentata con nota integrativa PGRA/2017/8060 del 12/06/2017.

Limiti
Per quanto riguarda i reflui industriali e domestici, diretti all'impianto di trattamento di SAI srl tramite lo scarico **S1**, in considerazione dell'origine dello scarico e in relazione a quanto stabilito con SAI srl, attraverso l'omologa di accettazione che dovrà essere formalizzata, i parametri per i quali saranno da rispettare i limiti definiti nella stessa omologa sono i seguenti:

Sostanza pericolosa	Limite di rilevabilità	Valore limite di emissione
pH	1-12	4-11
COD	15 (mg/l)	1500 (mg/l)
Cloruri	50 (mg/l)	3500 (mg/l)
Solfati	50 (mg/l)	5000 (mg/l)
Fosforo totale	0,05 (mg/l)	10 (mg/l)
Solidi sospesi totali	10 (mg/l)	200 (mg/l)
Azoto totale	10 (mg/l)	50 (mg/l)
Azoto ammoniacale	1 (mg/l)	30 (mg/l)
Tensioattivi totali	0,2 (mg/l)	4 (mg/l)
Solventi organici aromatici	0,01 (mg/l)	0,2 (mg/l)
Idrocarburi totali	0,05 (mg/l)	100 (mg/l)

Piombo	0,02 (mg/l)	0,2 (mg/l)
Arsenico	0,01 (mg/l)	0,5 (mg/l)
Cadmio	0,001 (mg/l)	0,02 (mg/l)
Cromo totale	0,01 (mg/l)	2 (mg/l)
Nichel	0,01 (mg/l)	2 (mg/l)
Rame	0,01 (mg/l)	0,1 (mg/l)
Zinco	0,05 (mg/l)	0,5 (mg/l)

Tabella 1 – Scarico S1

Per quanto riguarda le acque di prima pioggia, scaricate all'impianto di trattamento di SAI srl tramite lo scarico S2, in considerazione dell'origine dello scarico e in relazione a quanto stabilito con SAI srl, attraverso l'omologa di accettazione che dovrà essere formalizzata, i parametri per i quali saranno da rispettare i limiti definiti nella stessa omologa sono i seguenti:

Sostanza pericolosa	Limite di rilevabilità	Valore limite di emissione
pH	1-12	6-10
COD	15 (mg/l)	1000 (mg/l)
Cloruri	50 (mg/l)	2000 (mg/l)
Solfati	50 (mg/l)	1500 (mg/l)
Fosforo totale	0,05 (mg/l)	10 (mg/l)
Solidi sospesi totali	10 (mg/l)	300 (mg/l)
Azoto totale	10 (mg/l)	30 (mg/l)
Azoto ammoniacale	1 (mg/l)	20 (mg/l)
Tensioattivi totali	0,2 (mg/l)	4 (mg/l)
Idrocarburi totali	0,05 (mg/l)	10 (mg/l)
Piombo	0,02 (mg/l)	0,2 (mg/l)
Arsenico	0,01 (mg/l)	0,5 (mg/l)
Cadmio	0,001 (mg/l)	0,02 (mg/l)
Cromo totale	0,01 (mg/l)	2 (mg/l)
Nichel	0,01 (mg/l)	2 (mg/l)
Rame	0,01 (mg/l)	0,1 (mg/l)
Zinco	0,05 (mg/l)	0,5(mg/l)

Tabella 2 – Scarico S2

Si prende atto dello scarico **S3** delle acque meteoriche di seconda pioggia in acque superficiali (Canale Magni), per il quale non si indicano limiti specifici.

Prescrizioni

Il conferimento di acque reflue industriali, delle acque di prima pioggia inviate a SAI srl, e delle acque di seconda pioggia scaricate in corpo idrico superficiale, deve essere effettuato nel rispetto delle seguenti condizioni e prescrizioni.

1) Non appena sottoscritta l'omologa di accettazione deve essere trasmessa ad ARPAE SAC ed ST.
2) Gli scarichi **S1** ed **S2** derivanti dalle attività di Enel.si, verso l'impianto di trattamento finale esterno di SAI srl, devono rispettare i limiti e/o le prescrizioni fissati dal gestore dell'impianto di trattamento stesso, al fine di garantire la compatibilità con il processo di trattamento. Tali condizioni di scarico sono definite nell'omologa che deve essere sottoscritta da Enel.si srl e SAI srl.
3) A seguito della comunicazione di messa in esercizio dell'impianto in oggetto, deve essere effettuata un'analisi conoscitiva delle acque scaricate come seconda pioggia attraverso il punto di scarico S3, in occasione di almeno due eventi meteorici che ne determinino l'attivazione, ricercando gli stessi parametri previsti dall'attività di monitoraggio per lo scarico S2; le risultanze analitiche di tale analisi devono essere trasmesse ad ARPAE ST per una opportuna valutazione; sulla base delle stesse verrà valutato se mantenere o meno il monitoraggio, nonché la sua eventuale periodicità ed il profilo analitico da ricercare.
4) Nel caso si verifichino imprevisti tecnici che modifichino provvisoriamente il regime e la qualità degli scarichi, deve esserne data immediata comunicazione ad ARPAE.

Monitoraggio e controllo

Punto di scarico/campionamento	Sostanza pericolosa	UdM	Frequenza	Modalità di registrazione
S1	Portata	m^3	Giornaliera	Registro

	pH	mg/l	Semestrale	Certificati di analisi emessi dal laboratorio da tenere a disposizione degli organi di controllo. I dati sono da riportare ed elaborare nel report annuale. Le operazioni di campionamento devono essere riportate in apposito verbale di prelievo, in cui annotare tutte le informazioni inerenti le modalità del prelievo stesso.
	COD	mg/l		
	Cloruri	mg/l		
	Solfati	mg/l		
	Fosforo totale	mg/l		
	Solidi sospesi totali	mg/l		
	Azoto ammoniacale	mg/l		
S2	Portata	m^3	Giornaliera	Registro
	pH	mg/l	Semestrale	Certificati di analisi emessi dal laboratorio da tenere a disposizione degli organi di controllo. I dati sono da riportare ed elaborare nel report annuale. Le operazioni di campionamento devono essere riportate in apposito verbale di prelievo, in cui annotare tutte le informazioni inerenti le modalità del prelievo stesso.
	COD	mg/l		
	Colruri	mg/l		
	Solfati	mg/l		
	Fosforo totale	mg/l		
	Solidi sospesi totali	mg/l		
	Azoto ammoniacale	mg/l		
	Idrocarburi totali	mg/l		

Requisiti di notifica specifici

Non appena sottoscritta, deve essere trasmessa ad ARPAE SAC ed ST l'omologa che definisce le condizioni di scarico a SAI srl attraverso i punti S1 ed S2.

Ogni eventuale variazione strutturale che modifichi permanentemente il regime o la qualità degli scarichi dovrà essere comunicata ad ARPAE.

D2.6) EMISSIONI NEL SUOLO (aspetti generali, limiti, requisiti di notifica specifici, monitoraggio, prescrizioni)

Aspetti generali

L'attività in oggetto non prevede nessuna emissione nel suolo. Potenziali impatti su suolo e sottosuolo potrebbero derivare da sversamenti e perdite accidentali delle sostanze ausiliarie utilizzate per il ciclo produttivo (ad esempio per il funzionamento dell'impainto di trattamento delle acque ad osmosi, e per il nomrale funzionamento degli impianti di produzione energia):

- antincrostante (Antiscalant);
- sodiometabisolfito;
- deossigenante;
- alcalinizzante;
- olio lubrificante.

Tutte le sostanze sopra elencate vengono stoccate in cisternette o fusti, ognuna dotata di opportuno bacino di contenimento e posizionate sotto apposite tettoie.

Prescrizioni

I serbatoi, le cisternette e i fusti devono essere dotati di idonei bacini di contenimento, i cui scarichi delle eventuali acque meteoriche devono essere mantenuti normalmente chiusi.

Monitoraggio

In merito al monitoraggio e controllo delle possibili emissioni nel suolo, si rimanda a quanto riportato al punto 5 del Piano di Adeguamento e Miglioramento, paragrafo D1 della sezione D precedente.

Requisiti di notifica specifici
Nessun requisito di notifica specifico.

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

Prescrizioni

1. **Entro 6 mesi** dalla messa in esercizio dei nuovi impianti deve essere effettuata la rilevazione strumentale dei limiti di immissione sonora ai ricettori e al contorno dello stabilimento. Le modalità di rilevamento e misurazione da adottare sono quelle previste dal DPR 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e misurazione dell'inquinamento acustico". Gli esiti di tale verifica devono essere trasmessi ad ARPAE ST ed allegati al report annuale di riferimento.
2. Nell'ambito delle attività di manutenzione periodica e programmata, devono essere previsti, almeno sulle sorgenti sonore identificate nella documentazione di impatto acustico allegata alla domanda di AIA, con **cadenza almeno semestrale**, interventi rivolti alle strutture affinché mantengano inalterata la massima efficienza ed inalterati i livelli di pressione sonora.
3. La Ditta è tenuta ad intervenire tempestivamente in caso di avaria funzionale avvertibile da sopralluoghi per controlli visivi e uditivi.

Monitoraggio e controllo

Attività	Frequenza	Registrazione
Manutenzione periodica programmata sulle sorgenti sonore	Almeno semestrale	Annotazione su apposito registro da tenere a disposizione dell'autorità di controllo
Verifica strumentale	Triennale	Elettronica o cartacea, da allegare al report annuale dell'anno di riferimento, come previsto al paragrafo D2.3

Requisiti di notifica specifici

In occasione della verifica strumentale da effettuare con periodicità triennale, con un anticipo di almeno 15 giorni rispetto all'avvio delle rilevazioni, deve essere data comunicazione ad ARPAE.

D2.8) GESTIONE DEI RIFIUTI (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali

La classificazione e gestione dei rifiuti deve avvenire secondo i criteri del D.Lgs 152/06 e smi, anche attraverso l'utilizzo di determinazioni di carattere analitico.
I materiali di scarto prodotti dallo stabilimento devono essere preferibilmente recuperati direttamente nel ciclo produttivo. Qualora ciò non fosse possibile, i corrispondenti rifiuti dovranno essere consegnati a ditte esterne autorizzate per il loro recupero ovvero, in subordine, il loro smaltimento.
Il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui consegna i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni, nonché a gestire i rifiuti secondo quanto previsto dal successivo paragrafo.

Prescrizioni

Per tutte le tipologie di rifiuti prodotti, in attesa del conferimento a terzi per le opportune operazioni di recupero/smaltimento, è consentito il deposito temporaneo nelle preposte aree individuate nel sito, purché attuato in conformità a quanto previsto dall'art. 183, comma 1, lettera bb) del D.Lgs. n. 152/06 e smi ovvero nelle procedure gestionali individuate dalle MTD.
Per tale attività di deposito viene individuato quale modalità di gestione, il criterio quantitativo/volumetrico.
In particolare, tale deposito temporaneo non dovrà generare in alcun modo contaminazioni delle acque e del suolo; 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 (compresi quelli a matrice oleosa) 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.

Monitoraggio

Si riportano le seguenti indicazioni per i rifiuti prodotti

Aspetto ambientale	Monitoraggio	Frequenza	Modalità di registrazione
Aree di stoccaggio rifiuti e registro rifiuti	Verifica dell'idoneità delle aree di stoccaggio	Quadrimestrale	Su apposito registro/foglio di lavoro
Rifiuti prodotti (pericolosi e non pericolosi)	Quantitativi distinti per tipologia (pericolosi e non pericolosi)	Annuale	Registrazione in formato elettronico o cartaceo. Report annuale come previsto al paragrafo D2.3

Requisiti di notifica specifici
Non sono previsti requisiti di notifica specifici.

D2.9) ENERGIA (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali
La nuova centrale di cogenerazione si configura come attività accessoria e tecnicamente rispetto all'installazione di Bunge Italia spa a servizio della quale funziona.
Si tratta, come già descritto in precedenza, di una centrale costituita da una linea principale per la produzione di energia elettrica e vapore e di una linea di back up per la sola produzione di vapore, per una potenza termica totale, in condizioni di picco, pari a 44,20 MWt.
La realizzazione e l'attivazione di detta centrale sostituiscono la centrale esistente attualmente autorizzata a Bunge Italia spa, che deve essere dismessa e smantellata, non appena chiuse le procedure di messa a regime e collaudo (entro un mese) a garanzia dell'approvvigionamento di energia elettrica e termica per l'installazione adiacente dedicata alla lavorazione di semi oleosi di Bunge.
Una parte dell'energia prodotta viene destinata all'autoconsumo, in particolare per le utenze della nuova centrale si prevede una potenza per autoconsumo pari al 5% di quella elettrica installata, quindi pari a 275 kWe, mentre una parte del vapore viene utilizzato per il suo corretto funzionamento, per la Fase 2, ossia il degasatore, per un quantitativo variabile tra 1,8 e 2 t/h, a seconda che si lavori in condizioni di esercizio o in condizioni di picco (vedi punto 6 Bilancio energetico, paragrafo C2, sezione C precedente).

Il gestore, attraverso gli strumenti gestionali in suo possesso, deve utilizzare in modo ottimale l'energia, con particolare riguardo alle MTD.
Nell'intero impianto in esame si individuano sia utenze termiche che elettriche: consumi di energia elettrica e di combustibili quali metano. Non si individuano limiti e prescrizioni specifici, ma si riportano nel seguito le attività di monitoraggio.

Monitoraggio

Parametro	Frequenza	Modalità di registrazione
Energia elettrica prodotta (MWh/anno)	Mensile	Registrazione in formato elettronico o cartaceo, resoconto da riportare nel Report annuale come previsto al paragrafo D2.3
Energia elettrica ceduta a Bunge (MWh/anno)		
Energia elettrica ceduta in rete, in caso di eccedenza di produzione (MWh/anno)		
Vapore ceduto a Bunge (t/anno)		

D2.10) Consumi idrici (aspetti generali, limiti, prescrizioni, monitoraggio, requisiti di notifica specifici)

Aspetti generali
Il consumo idrico è imputabile per la quasi totalità al funzionamento dell'impianto di acqua osmotizzata (destinata allo stabilimento Bunge) o per reintegro del ciclo termico.
Il gestore, attraverso gli strumenti gestionali in suo possesso, deve utilizzare in modo ottimale la risorsa idrica, con particolare riguardo alle MTD.

Monitoraggio

Approvvigionamento idrico	Frequenza	Modalità di registrazione
Consumo acqua potabile (m^3/anno) – acquedotto civile	Semestrale	Registrazione in formato elettronico o cartaceo, resoconto da riportare nel Report annuale come previsto al paragrafo D2.3
Consumo acqua da acquedotto	Mensile	

industriale (m^3/anno) - Hera		

D2.11) MATERIE PRIME, SOSTANZE DI SERVIZIO/AUSILIARIE E PRODOTTI FINITI

Aspetti generali
La materia prima è costituita da gas metano prelevato dalla rete nazionale, mentre le sostanze di servizio/ausiliarie sono costituite da:
- antincrostante (Antiscalant);
- sodiometabisolfito;

per il funzionamento dell'impianto di trattamento acqua ad osmosi (produzione acqua osmotizzata);
- deossigenante;
- alcalinizzante;
- olio lubrificante;

per il funzionamento degli impianti di produzione di energia termica.
Tutte le sostanze sono detenute e stoccate come riportato al paragrafo D2.6 precedente, al fine di assicurare il confinamento di eventuali perdite, nel caso di eventi accidentali, e un loro corretto smaltimento.
Tra i prodotti, oltre all'energia ed al vapore considerati al paragrafo D2.9 precedente, si considera l'acqua osmotizzata prodotta nel nuovo impianto gestito da Enel.si, ma destinata in gran parte agli impianti di Bunge Italia spa.

Prescrizioni
1. I serbatoi e i fusti devono essere dotati di idonei bacini di contenimento; gli scarichi delle acque meteoriche presenti nei bacini devono essere normalmente mantenuti chiusi.

Monitoraggio
E' previsto il controllo dei consumi di metano, energia elettrica e sostanze di servizio/ausiliarie, secondo le seguenti indicazioni.

Materia prima/sostanza	Frequenza	Modalità di registrazione
Cosumo di metano (m^3/anno)	mensile	Registrazione in formato elettronico o cartaceo, resoconto da riportare nel Report annuale come previsto al paragrafo D2.3
Consumo di energia elettrica (kWh/anno)	mensile	
Chemicals per gestione caldaie (t/anno)	annuale	
Chemicals per gestione impainto ad osmosi (t/anno)	annuale	
Olio lubrificante (t/anno)	annuale	
Acqua osmotizzata ceduta a Bunge (t/anno)	mensile	

D2.12) Campi elettromagnetici
Aspetti generali
Il generatore turbogas da 6,75 MWe, produce al massimo 5,5 MWe, è connesso con una linea a 3,6 kV ad un trasformatore elevatore in MT da 8 MVA. Da tale trasformatore (tensione di esercizio pari a 6,3/15 kV) parte una linea interrata da 15 kV, di collegamento verso la cabina elettrica esistente di Bunge, di lunghezza pari a 200 m circa.
Per quanto riguarda le Distanze di Prima Approssimazione (DPA) previste da Enel.si, si stima una DPA pari a 3 m per quanto riguarda il locale con il trasformatore elevatore e una DPA pari a 2 m per la linea elettrica interrata.

Prescrizioni
Tenuto conto della normativa vigente, all'interno delle DPA sopra indicate non deve essere permessa la permanenza di persone superiore alle 4 ore giornaliere.

D2.13) INDICATORI DI PERFORMANCE
Il monitoraggio delle performances ambientali permette il controllo delle prestazioni dell'impianto e l'adozione di interventi nel caso in cui si riscontrino scostamenti dai valori ottimali identificati per l'impianto stesso.
Nella tabella seguente si riportano gli indicatori di prestazione ambientale individuati dal gestore come significativi per il monitoraggio del processo e della sua performance ambientale.

ASPETTO AMBIENTALE	**INDICATORE**	**FREQUENZA MISURA**	**REPORTING**
Consumi e scarichi	Acqua prelevata/energia prodotta	Annuale	Report annuale

idrici	(m^3/MWh)		
	Acqua scaricata/energia prodotta (m^3/MWh)	Annuale	Report annuale
	Acqua scaricata/acqua prelevata (m^3/m^3)	Annuale	Report annuale
Energia	Energia prodotta/metano consumato (MWh/Sm^3)	Annuale	Report annuale
	En Elettrica ceduta/En. Elettrica prodotta (MWh/MWh)	Annuale	Report annuale

I valori degli indicatori di performance ambientale sopra riportati sono determinati su base annua, il loro calcolo è accompagnato da una analisi del trend. I dati sono resi disponibili alle autorità di controllo e comunque sempre inseriti nel Report annuale, prendendo a riferimento gli ultimi tre anni di esercizio, effettuando le opportune valutazioni/commenti in merito, con particolare riferimento anche agli eventuali scostamenti rispetto agli anni precedenti.

D2.14) PREPARAZIONE ALL'EMERGENZA

Con riferimento al Sistema di Gestione Ambientale (SGA) che la Ditta adotterà, tutte le emergenze dovranno essere gestite secondo le procedure individuate nel suddetto Sistema, compresa la preparazione del personale; **a tale scopo con cadenza annuale andrà aggiornato il SGA**.
In caso di identificazione di nuove situazioni di emergenza o a seguito di eventi incidentali effettivamente occorsi, dovrà essere valutata la necessità di aggiornamento del Piano di Emergenza Aziendale inserito nel SGA.

In caso di emergenza ambientale, il gestore deve immediatamente provvedere agli interventi di primo contenimento del danno informando dell'accaduto ARPAE, telefonicamente o via fax; successivamente il gestore è tenuto ad effettuare gli opportuni interventi di bonifica.

D2.15) GESTIONE DEL FINE VITA DEGLI IMPIANTI

Aspetti generali

Enel.si Srl e Bunge Italia spa hanno firmato in data 29 Febbraio 2016 un Contratto di Prestazione Energetica (EPC, Energy Performance Contract) che prevede la realizzazione, da parte di Enel.si della centrale di cogenerazione, oggetto del presente provvedimento, a servizio dello stabilimento Bunge, e la sua gestione per i successivi 11 anni (o 90.000 ore di funzionamento della turbina) con vendita diretta dei vettori energetici (Energia Elettrica e Termica) a Bunge.
Per tutta la durata contrattuale l'impianto di cogenerazione rimarrà quindi di proprietà di Enel.si e costituirà l'unica fonte di produzione di vapore a 12 bar dello stabilimento Bunge (che non sarà quindi dotato di propri sistemi di produzione di vapore ridondanti) e funzionerà connesso in parallelo con la rete elettrica nazionale tramite il punto di scambio col distributore locale (e-distribuzione).
Il contratto prevede infatti l'esercizio della centrale di cogenerazione per una durata di 11 anni oppure 90.000 ore di funzionamento della turbina.
Al termine della validità del contratto si configurano tre differenti scenari:
1. **Rinnovo contrattuale tra Enel.si e Bunge Italia spa**; in tal caso l'impianto continuerà ad essere gestito da Enel.si nelle medesime condizioni definite dall'esistente contratto;
2. **Acquisizione dell'impianto da parte di Bunge spa**; qualora Bunge dovesse riscattare l'impianto da Enel.si, si farà carico dell'esercizio e della completa gestione della Centrale. In tal caso si dovrà provvedere ad inviare tempestiva comunicazione a tutte le Autorità interessate per i seguiti di competenza;
3. **Dismissione dell'impianto**; in tal caso si provvederà a trasmettere una specifica comunicazione alle Autorità Competenti, in particolare ad ARPAE in qualità di Autorità Competente in materia di AIA, e a dare attuazione a tutti gli interventi previsti nel Piano di dismissione e ripristino dell'impianto, il quale dovrà contenere almeno le seguenti attività/operazioni, definite in un cronoprogramma:

- progettazione delle opere di dismissione e smantellamento dell'impianto esistente;
- rimozione di tutti i rifiuti provvedendo ad un corretto loro recupero e/o smaltimento;
- svuotamento, bonifica e recupero/smaltimento dei box di stoccaggio, vasche, serbatoi, contenitori, stoccaggi rifiuti, reti di raccolta acque (canalette, fognature, ecc…);
- pulizia di tutta l'area dell'installazione con spurgo ed igienizzazione di tutte le tubazioni esistenti, della pavimentazione dei capannoni e delle aree impermeabilizzate esterne;
- riempimento con sabbia di eventuali vasche e tubazioni parzialmente o totalmente interrate;
- eventuale demolizione e recupero delle strutture fuori terra (apparecchiature, serbatoi e tubazioni);
- messa in sicurezza del sito (rimozione dei basamenti rialzati oltre il piano campagna, ripristino pavimentazione, etc.).

Da un punto di vista strettamente legato alle apparecchiature meccaniche che si prevede di installare, la vita utile attesa dell'impianto si attesta sui **20 anni**, con la previsione di una significativa manutenzione straordinaria delle strumentazioni dopo circa 10 anni di esercizio.

Prescrizioni

In previsione del fine vita degli impianti devono essere rispettate anche le seguenti prescrizioni.

1) All'atto della cessazione dell'attività, o di parte di questa, il sito su cui insiste lo stabilimento o una parte di impianto, dovrà essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale, tenendo conto delle potenziali fonti permanenti di inquinamento del suolo e del sottosuolo ovvero degli eventi accidentali che potrebbero essersi manifestati durante l'esercizio.
   In ogni caso il gestore dovrà provvedere a:
   a) lasciare il sito in sicurezza;
   b) svuotare vasche, serbatoi, contenitori, reti di raccolta acque reflue (canalette, fognature, ecc...), pipeline, ecc, provvedendo ad un corretto recupero ovvero smaltimento del contenuto;
   c) rimuovere tutti i rifiuti provvedendo ad un corretto recupero ovvero smaltimento degli stessi.

   A questo scopo deve essere previsto un Piano di dismissione e ripristino dell'impianto, il quale dovrà contenere almeno le seguenti attività/operazioni, definite in un cronoprogramma:
   - progettazione delle opere di dismissione e smantellamento dell'impianto esistente;
   - rimozione di tutti i rifiuti provvedendo ad un corretto loro recupero e/o smaltimento;
   - svuotamento, bonifica e recupero/smaltimento dei box di stoccaggio, vasche, serbatoi, contenitori, stoccaggi rifiuti, reti di raccolta acque (canalette, fognature, ecc…);
   - pulizia di tutta l'area dell'installazione con spurgo ed igienizzazione di tutte le tubazioni esistenti, della pavimentazione dei capannoni e delle aree impermeabilizzate esterne;
   - riempimento con sabbia di eventuali vasche e tubazioni parzialmente o totalmente interrate;
   - eventuale demolizione e recupero delle strutture fuori terra (apparecchiature, serbatoi e tubazioni);
   - messa in sicurezza del sito (rimozione dei basamenti rialzati oltre il piano campagna, ripristino pavimentazione, etc.).
2) Ai sensi dell'art. 29-sexies, comma 9-quinquies, lettera e) del D.Lgs n. 152/2006 e smi, al momento della cessazione definitiva delle 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 futuro), 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 svolte.

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 valutazione della corretta applicazione delle procedure di carattere gestionale;
- la 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;
- la raccolta dei dati ambientali richiesti ai fini delle periodiche comunicazioni alle autorità competenti.

La documentazione presentata costituente il Piano di Monitoraggio è vincolante al fine della presentazione dei dati relativi alle attività indicate nel presente allegato per le singole matrici monitorate. Qualsiasi variazione in relazione alle metodiche analitiche, strumentazione, modalità di rilevazione, ecc... dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità competente e ad ARPAE ST: tale comunicazione costituisce domanda di modifica del Piano di Monitoraggio, da comunicare e valutare ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs 152/06 e smi.
Tutte le verifiche analitiche e gestionali svolte in difformità a quanto previsto dalla presente AIA verranno considerate non accettabili e dovranno essere ripresentate nel rispetto di quanto sopra indicato.
Gli impianti dovranno essere eserciti secondo le procedure di carattere gestionale, eventualmente inserite nel SGA, opportunamente modificate, ove necessario, secondo quanto stabilito nel presente provvedimento.
Si ritiene opportuno ed indispensabile evidenziare la necessità di adeguati interventi di manutenzione degli impianti comprese le strutture responsabili di emissioni sonore, di formazione del personale e di registrazione delle utilities.

Il gestore deve attuare il Piano di Monitoraggio e Controllo rispettando frequenza, tipologia e modalità dei diversi parametri da controllare.

Il gestore è tenuto a mantenere in efficienza i sistemi di misura relativi al Piano di Monitoraggio e Controllo, provvedendo periodicamente alla loro manutenzione e alla loro riparazione nel più breve tempo possibile.

Il gestore deve assicurarsi di entrare in possesso degli esiti analitici degli autocontrolli eventualmente previsti, in tempi ragionevoli, compatibili con i tempi tecnici necessari all'effettuazione delle analisi stesse. È inoltre tenuto 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 all'allegato 3 della DGR 87/2014; i rapporti andranno conservati e mantenuti a disposizione degli organi di controllo competenti.

ARPAE può effettuare il controllo programmato in contemporanea agli autocontrolli del Gestore. **A tal fine lo stesso dovrà comunicare tramite fax, raccomandata AR, PEC o altro ad ARPAE ST (Distretto territorialmente competente), con sufficiente anticipo (15 giorni), le date previste per gli autocontrolli/campionamenti inerenti il rumore e le emissioni in atmosfera**.

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 andranno allegati; l'andamento degli indicatori di efficienza 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 della autorizzazione, sulla base delle normative tecniche e delle normative vigenti sulla sicurezza ed igiene del lavoro.
In particolare devono essere soddisfatti i requisiti di seguito riportati.

Punto di prelievo: attrezzatura e collocazione (riferimento metodi UNI 10169 – UNI EN 13284-1)

Ogni emissione deve essere numerata ed identificata univocamente con scritta indelebile in prossimità del punto di prelievo. 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 10169 e UNI EN 13284-1; 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 (m)	N° punti di prelievo	lato minore (m)	N° punti di prelievo	
fino a 1 m	1	fino a 0,5 m	1 al centro del lato	
da 1 m a 2 m	2 (posizionati a 90°)	da 0,5 a 1 m	2 punti	al centro dei segmenti uguali in cui è suddiviso il lato
superiore a 2 m	3 (posizionati a 60°)	superiore a 1 m	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 sopportabile. 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 ostacolino 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:

Quota superiore a 5 m	sistema manuale di sollevamento delle apparecchiature utilizzate per i controlli (es: carrucola con fune idonea) provvista di idoneo sistema di blocco
Quota superiore a 15 m	sistema di sollevamento elettrico (argano o verricello) provvisto di sistema frenante

Limiti di Emissione ed Incertezza delle misurazioni

I valori limite di emissione espressi in concentrazione, salvo diversamente disposto dall'autorizzazione, sono stabiliti con riferimento al funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose e si intendono stabiliti come media oraria. Per la verifica di conformità ai limiti di emissione si dovrà quindi far riferimento a misurazioni o campionamenti della durata pari ad un periodo temporale di un'ora di funzionamento dell'impianto produttivo nelle condizioni di esercizio più gravose. Nel caso di misurazioni discontinue eseguite con metodi automatici che utilizzano strumentazioni a lettura diretta, la concentrazione deve essere calcolata come media di almeno 3 letture consecutive e riferita, anche in questo caso, ad un'ora di funzionamento dell'impianto produttivo nelle condizioni di esercizio più gravose.

Ai fini del rispetto dei valori limite autorizzati, i risultati analitici dei controlli/autocontrolli eseguiti devono riportare indicazione del metodo utilizzato e dell'incertezza della misurazione 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 in prossimità del valore limite di emissione e 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") che indicano per metodi di campionamento e analisi di tipo manuale un'incertezza pari al 30% del risultato e per metodi automatici un'incertezza pari al 10% del risultato. Sono fatte salve valutazioni su metodi di campionamento ed analisi caratterizzati da incertezze di entità maggiore preventivamente esposte/discusse con l'autorità di controllo.

Il risultato di un controllo è da considerare superiore al valore limite autorizzato quando l'estremo inferiore dell'intervallo di confidenza della misura (cioè l'intervallo corrispondente a "Risultato Misurazione ± Incertezza di Misura") risulta superiore al valore limite autorizzato.

Per quanto riguarda la valutazione dei valori limite di emissione relativamente alle misurazioni discontinue, se non diversamente espresso nell'AIA, i valori limite di emissione si intendono rispettati se nessuno dei valori medi misurati durante il periodo di campionamento di 1 ora supera il rispettivo limite di emissione.

La valutazione viene eseguita previa sottrazione dell'incertezza di misura, nel caso in cui, per uno stesso inquinante, vengano eseguite più misurazioni pari almeno al periodo minimo prescritto, ogni singolo risultato deve rispettare la condizione precedentemente esposta.

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; altri metodi possono essere ammessi solo se preventivamente concordati con l'Autorità Competente sentita l'Autorità Competente per il Controllo (ARPA).

Metodi manuali di campionamento e analisi di emissioni

Parametro/Inquinante	Metodi indicati
Criteri generali per la scelta dei punti di misura e campionamento	UNI 10169 e UNI EN 13284-1
Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati	UNI 10169
Determinazione dei gas di combustione (CO, CO_2, O_2)	UNI 9968 analizzatori celle elettrochimiche, IR, FTIR
Determinazione della concentrazione di CO	UNI 99699 UNI EN 15058 analizzatori celle elettrochimiche, IR, FTIR
Determinazione delle polveri totali	UNI EN 13284-1 UNI 10263
Determinazione di SO_2	UNI 10393 UNI 10246-1 UNI 9967 UNI 10246-2 UNI EN 14791 ISTISAN 98/2 (allegato I DM 25/08/2000)

	analizzatori celle elettrochimiche, IR, FTIR
Determinazione NOx	ISTISAN 98/2 (allegato I DM 25/08/2000) UNI 9970 UNI 10878 UNI EN 14792 analizzatori celle elettrochimiche, IR, FTIR

D3.1.2) Emissioni in acqua

Modalità operative

Enel.si stipula per la nuova centrale di cogenerazione un apposito Regolamento con la società SAI srl, con il quale vengono definite le modalità operative, le competenze e la regolamentazione dei singoli flussi di scarico, compresa la gestione di eventuali anomalie ed emergenze, nonchè l'identificazione dei punti di consegna e i valori di immissione che tali flussi di scarico devono rispettare per l'accettazione all'impianto di trattamento SAI.

Per quanto riguarda i flussi inviati verso l'impianto di depurazione della Società SAI, il campionamento avviene secondo quanto disciplinato dal Regolamento stipulato tra le due società.

Le attività di campionamento devono avvenire in sicurezza nel rispetto del D.Lgs. n. 81/08 e s.m.i.; deve inoltre essere resa disponibile, se necessaria, idonea attrezzatura (DPI) per gli operatori degli organi controllo.

Accessibilità e caratteristiche del punto di prelievo

I punti di prelievo ai fini del controllo degli scarichi devono essere idonei al prelevamento di campioni delle acque reflue (conforme alla normativa tecnica prevista in materia). Essi devono essere mantenuti costantemente accessibili, a disposizione degli organi di vigilanza. Su di essi deve essere garantita una periodica attività di manutenzione e sorveglianza per mantenere una costante efficienza del sistema.

Anche i pozzetti di ispezione, idonei al prelevamento di campioni delle acque di scarico (conforme alla normativa tecnica prevista in materia), devono essere mantenuti costantemente accessibili, a disposizione degli organi di vigilanza. Su di essi deve essere garantita una periodica attività di manutenzione e sorveglianza per mantenere una costante efficienza del sistema.

Saranno inoltre adottati tutti gli accorgimenti atti ad evitare impaludamenti o ristagni di acque reflue nei corpi recettori onde impedire o evitare al massimo esalazioni moleste o sviluppo di insetti.

Metodiche, verifica di conformità e rispetto dei limiti

Per ogni misura di inquinante e/o parametro di riferimento effettuata allo scarico, sia in maniera continua che periodica, 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 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 Decreto legislativo n. 152/2006 e smi;
- Manuale n° 29/2003 APAT/IRSA-CNR;
- Metodi normati emessi da Enti di formazione UNI/Unichim/UNI EN, ISO, ISS (Istituto Superiore Sanità), Standard Methods for the examination of water and waste water (APHA-AWWA-WPCF).

Parametro	**Metodica analitica**
ph	US EPA Method 150.1 S.M. 4500-HB APAT IRSA CNR 2060
COD	US EPA Method 410.4 S.M. 5220 C APAT IRSA CNR 5130
Cloruri	APAT IRSA CNR 4020 EPA 9056A
Solfati	APAT IRSA CNR 4020 EPA 9056A
Fosforo	EPA Method 365.5 APAT IRSA CNR 4110 A2
SST	US EPA Method 160.2 SM 2540 D

	APAT IRSA CNR 2090 B
Azoto ammoniacale	US EPA Method 350.2 SM 4500 NH3 APAT IRSA CNR 4030 C
Idrocarburi totali	UNI EN ISO 9377-2:2000 APAT IRSA 5160 B2

Il criterio decisionale per l'analisi di conformità al valore limite di emissione, in funzione dell'intervallo di confidenza della misura (cioè l'intervallo corrispondente a "Risultato della Misurazione ± Incertezza di Misura") è il seguente

- il risultato di un controllo risulta CONFORME quando l'estremo superiore dell'intervallo di confidenza della misura risulta inferiore al valore limite autorizzato (VLE);
- il risultato di un controllo risulta CONFORME quando l'estremo superiore dell'intervallo di confidenza della misura risulta superiore al VLE ma la misura rilevata è sotto il VLE;
- Il risultato di un controllo è da considerarsi NON conforme, quando l'estremo inferiore dell'intervallo di confidenza della misura risulta inferiore al VLE e la misura rilevata è sopra il VLE; in questo caso si dovrà procedere ad una analisi di conformità del risultato come indicato nella linea guida ISPRA 52/2009 "L'analisi di conformità con i valori di legge: il ruolo dell'incertezza associata a risultati di misura"
- Il risultato di un controllo risulta NON conforme quando l'estremo inferiore dell'intervallo di confidenza della misura risulta superiore al VLE.

ARPAE ST per la valutazione dei propri dati analitici si è dotata di una specifica Linea Guida: "Criterio decisionale per l'analisi di conformità ad un limite di legge in funzione dell'incertezza di misura" (LG 20/DT).

D3.1.3) Rifiuti

Metodiche, verifica di conformità e rispetto dei limiti

Le tipologie di rifiuti prodotti non sono direttamente collegate al processo e sono di tipo standard, le cui quantità totali prodotte/smaltite per tipologia di codice CER sono comunicate nel rapporto annuale.

D3.2) Autocontrolli, controlli programmati e loro costo

La regolamentazione degli autocontrolli per le diverse matrici ambientali inserite nel Piano di Monitoraggio che l'azienda deve attuare, con le frequenze, le metodiche, ecc... è riportata nei paragrafi precedenti.
Per quanto riguarda, invece, i controlli programmati, effettuati dall'organo di vigilanza (ARPA), si ritiene adeguata una periodicità di controllo **triennale** con visita ispettiva mirata a:

- verifica delle varie matrici ambientali ed indicatori di prestazione ambientale dell'impianto;
- verifica della corretta applicazione del Piano di Adeguamento e Miglioramento;
- controllo delle attività di monitoraggio generali previste per tutte le matrici identificate e del loro corretto svolgimento attraverso l'acquisizione e l'analisi di:
  - ➔ dati relativi al controllo degli aspetti energetici;
  - ➔ dati relativi al consumo di risorse idriche, materie prime di servizio e/o ausiliarie, rifiuti recuperati e dati relativi ai prodotti finiti;
  - ➔ modalità con cui vengono effettuati gli scarichi, anche ricorrendo ad eventuale prelievo; verifica delle manutenzioni e controllo delle analisi effettuate sulle acque reflue;
  - ➔ 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;
  - ➔ 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.
  - ➔ 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.

La periodicità riportata è da ritenersi indicativa e comunque da valutarsi anche in base alle risultanze contenute nei report periodici che il gestore è tenuto a fornire come stabilito nella presente AIA.
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.

Le spese occorrenti per le attività di controllo programmato da parte dell'Organo di Vigilanza (ARPAE ST) previste nel Piano di Controllo dell'impianto, oltre alla verifica del Piano di Adeguamento, 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 Decreto Ministeriale 24 aprile 2008 "Modalità, anche contabili, e tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante attuazione integrale della direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento" e smi, come modificato ed adeguato dalla Delibera di Giunta Regionale n. 1913 del 17/11/2008 e sue successive modifiche (Delibera di Giunta Regionale n. 155 del 16/02/2009 e Delibera di Giunta Regionale n. 812 del 08/06/2009).
Il versamento dovrà essere effettuato a favore di ARPAE secondo le modalità opportunamente comunicate dalla stessa.

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, cambi di materie prime o di prodotti, 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.

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 intende affidare le attività di cui sopra al fine di garantire il rispetto delle prescrizioni specifiche inerenti al monitoraggio ambientale e al monitoraggio e controllo dell'impianto. Tale accertamento dovrà essere effettuato verificando anche il possesso, da parte dei laboratori, di certificazioni rilasciate da Enti accreditati per le attività richieste.

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.

Si attesta che il presente documento è copia conforme dell'atto originale firmato digitalmente.