

PROVINCIA DI SASSARI
SETTORE VIII – AMBIENTE – AGRICOLTURA
SERVIZIO V – VALUTAZIONI AMBIENTALI, AIA, OPERE IDRAULICHE

PEC

Prot. 009935

Sassari, 21 MAR 2014

Enipower S.p.A.
Piazza Vanoni, 1
20097 – San Donato Milanese (MI)
enipower@pec.enipower.eni.it

Regione Autonoma della Sardegna
Assessorato della Difesa dell'Ambiente
Direzione Generale
Servizio S.A.V.I.
Servizio tutela dell'atmosfera e del territorio
difesa.ambiente@pec.regione.sardegna.it

Assessorato della Difesa dell'Ambiente
Servizio territoriale dell'ispettorato ripartimentale di
Sassari
cfva.sir.ss@pec.regione.sardegna.it

Agenzia regionale del Distretto Idrografico della Sardegna
Servizio tutela e gestione delle risorse idriche, vigilanza sui
servizi idrici e gestione delle siccità
pres.ab.distrettoidrografico@pec.regione.sardegna.it

Assessorato dei Lavori Pubblici
Servizio del Genio Civile di Sassari
llpp.civile.ss@pec.regione.sardegna.it

Assessorato Igiene e Sanità e dell'Assistenza Sociale
san.dgsan@pec.regione.sardegna.it

Assessorato Industria
Direzione Generale
industria@pec.regione.sardegna.it

Assessorato degli Enti locali, finanze e urbanistica
Servizio Tutela paesaggistica per la Provincia di Sassari
uell.urb.tpaesaggio.ss@pec.regione.sardegna.it
Assessorato degli Enti locali, finanze e urbanistica

Dir. Gen. Pianificazione urb. territoriale e vigilanza edilizia
urbanistica@pec.regione.sardegna.it

Sindaco del Comune di Porto Torres
comune@pec.comune.porto-torres.ss.it

Comune di Porto Torres
comune@pec.comune.porto-torres.ss.it

A.R.P.A.S.
Direzione Generale
arpas@pec.arpa.sardegna.it

Dipartimento di Sassari
dipartimento.ss@pec.arpa.sardegna.it

A.S.L. n. 1
Servizio Igiene Pubblica
protocollo.generale@pec.aslsassari.it

Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Sassari
com.sassari@cert.vigilfuoco.it

Consorzio Industriale Provinciale Sassari
protocollo@pec.cipsassari.it

Oggetto: Autorizzazione Integrata Ambientale n. 1/2014

Trasmissione provvedimento autorizzativo

Con riferimento alla pratica in oggetto, si trasmette copia del provvedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale, emesso in data 18/03/2014.

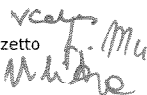
La presente comunicazione viene trasmessa con raccomandata A/R, anticipata via PEC, al proponente ed esclusivamente via PEC agli altri Enti in indirizzo.

Servizio V – Valutazioni Ambientali, AIA e Opere Idrauliche

Resp. Servizio. V. Cabras

Istr. Tec. Per. Ind. G. Muzzetto

Istr. Tec. Ing. N. Sitzia



Il Dirigente

Ing. Antonio Zara





PROVINCIA DI SASSARI

SETTORE VIII – AMBIENTE – AGRICOLTURA

Servizio V – Servizio Valutazioni Ambientali, A.I.A., Opere Idrauliche

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE N. **01** DEL **18/03/2014**

Attività IPPC: 1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW
Proponente: Enipower S.p.A.
Sede Operativa: Zona Industriale La Marinella – 07046 Porto Torres (SS)
Sede Legale: Piazza Vanoni, 1 – 20097 San Donato Milanese (MI)
Gestore: Daniele De Giovanni
Referente IPPC: Pier Giuseppe Bottini

IL DIRIGENTE

VISTO il quadro normativo costituito da:

1. Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., recante "Norme in materia ambientale" e s.m.i.;
2. Direttiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);
3. Direttiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, che modifica e sostituisce la direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
4. Legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.;
5. Decreto del Presidente della Repubblica 11 luglio 2011, n° 157, Regolamento di esecuzione del Regolamento (CE) n. 166/2006 relativo all'istituzione di un Registro Europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE;
6. Decreto del Ministero dell'Ambiente 1 ottobre 2008 - "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione";
7. Decreto Interministeriale del 24/04/2008 concernente "Modalità, anche contabili, e tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal D.Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59, recante attuazione integrale della direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento";
8. Legge 7 agosto 1990, n. 241, e s.m.i. in materia di procedimento amministrativo;
9. Legge Regionale 11/05/2006, n. 4, art. 22, comma 4) che individua la Provincia quale Autorità competente al rilascio delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (A.I.A.);
10. Legge Regionale 12 giugno 2006, n. 9, relativa a "Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali";
11. Linee Guida Regionali in materia di A.I.A., di cui alla delibera della Giunta Regionale 11/10/2006, n. 43/15, nonché il documento Guida alla compilazione della domanda di A.I.A. e relativa modulistica di cui alla determinazione D.S./D.A. n. 1763/II del 16/11/2006;

1/25

12. D.G.R. 5 novembre 2008, n. 60/23, "Modifica e integrazione delle linee guida per la riduzione dell'inquinamento luminoso e conseguente risparmio energetico";

13. D.G.R. 10 dicembre 2008, n. 69/25, "Disciplina degli scarichi di acque reflue";

14. D.G.R. 23 febbraio 2012, n. 9/42, "Direttive regionali in materia di emissioni in atmosfera";

15. Regolamento dei Servizi di Fognatura e Depurazione che il Consorzio Industriale Provinciale Sassari ha adottato con Delibera della Assemblea Generale n. 622 del 07/05/2002;

VISTA la domanda presentata, in qualità di Gestore, dall'Ing. Giovanni Milani alla Provincia di Sassari - Settore Ambiente Agricoltura e acquisita agli atti con prot. n. 30532 del 27.07.2012, finalizzata al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW" ubicato Zona Industriale "La Marinella" - Comune Porto Torres (SS), nonché la documentazione a corredo della domanda;

PRESO ATTO che il Gestore in data 18/07/2012 ha provveduto al pagamento degli oneri istruttori;

RILEVATO che copia della domanda di Autorizzazione Integrata ambientale è stata depositata presso lo sportello IPPC del Settore Ambiente Agricoltura dell'Amministrazione Provinciale di Sassari ai fini della consultazione da parte del pubblico e che non è pervenuta alcuna osservazione;

VISTA la nota prot. n. 32558 del 17.08.2012, con cui questa Provincia comunicava l'avvio del procedimento ai sensi della legge 7 agosto 1990, n. 241, e individuava il nominativo del responsabile del procedimento nella persona di Antonio Zara, Dirigente del Settore VIII - Ambiente Agricoltura;

VISTA altresì la seguente documentazione:

- nota del Gestore prot. n. 31139 del 02/08/2012 con la quale si comunica l'avvenuta pubblicazione in data 26/07/2012 su un quotidiano regionale dell'avviso di cui al comma 3, dell'art. 29-quater del D.Lgs. 152/06;
- nota della Provincia prot. n. 48747 del 24/12/2012 con la quale si indice e si trasmette ai vari enti la convocazione della conferenza dei servizi prevista per il 18/01/2013;
- nota del comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Sassari prot. n. 48955 del 28/12/2012 con la quale si rileva che l'impianto da autorizzare ricade fra le attività soggette alla disciplina di cui al D.Lgs 334/1999, ossia fra quelle a rischio di incidente rilevante;
- nota del Gestore prot. n. 1717 del 16/01/2013 nella quale si comunica la presenza di un refuso nella compilazione della scheda 1 della domanda di A.I.A., confermando l'assoggettabilità dell'impianto alla normativa di cui al D.Lgs 334/1999;
- nota della Provincia prot. n. 7261 del 28/02/2013 con la quale si comunica il mancato svolgimento della conferenza di servizi nell'ambito del procedimento di A.I.A. prevista per il 18/01/2013;
- nota del Gestore prot. 10977 del 27/03/2013 nella quale si comunica la volontà di apportare una modifica progettuale relativa alla tipologia di combustibile della caldaia ausiliaria e contestualmente chiede una proroga dei tempi per la consegna delle integrazioni documentali;
- nota della Provincia prot. n. 13560 del 17/04/2013 con la quale si interrompe il procedimento di A.I.A. e si concede la proroga sino al 31 maggio 2013 per le integrazioni documentali proposte;
- nota del Gestore prot. n. 18728 del 31/05/2013 con la quale trasmette le integrazioni volontarie relative alla modifica del complesso IPPC;
- nota del Gestore prot. n. 19135 del 04/06/2013 con la quale si comunica l'avvenuta pubblicazione in data 31/05/2013 su un quotidiano regionale dell'avviso di cui al comma 3, dell'art. 29-quater del D.Lgs. 152/06;
- nota del Gestore prot. n. 25475 del 22/07/2013 con la quale trasmettono ulteriori integrazioni volontarie relative alla modifica del complesso IPPC;
- nota della Provincia prot. n. 29229 del 02/09/2013 con la quale si indice e si trasmette ai vari enti la convocazione della prima conferenza dei servizi prevista per il 19/09/2013;
- nota della Provincia prot. n. 36251 del 23/10/2013 con la quale si trasmette il verbale della conferenza dei servizi del 19/09/2013, la richiesta di integrazioni e contestualmente si sospendono i tempi del procedimento;

- nota del Gestore rif. AMDE – 115/2013 del 18/12/2013 acclarata al protocollo della Provincia il 09/01/2014 al n. 509 con la quale rispondono alle integrazioni richieste;
- nota della Provincia prot. n. 2689 del 24/01/2014 con la quale si indice e si trasmette ai vari enti la convocazione della seconda conferenza dei servizi prevista per il 12/02/2014;

TENUTO CONTO dei pareri pervenuti presso questo ente nell'ambito della conferenza di servizi:

- nota prot. 31441 del 19/09/2013 con la quale il Servizio Tutela Paesaggistica per la Provincia di Sassari ha comunicato che "non sussista l'obbligo di acquisire l'autorizzazione paesaggistica ai sensi dell'art. 146 del D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i. e non ravvisa ulteriori procedimenti afferenti alle proprie competenze istituzionali";
- nota prot. n. 31559 del 20/09/2013 con cui il Servizio Ispettorato ripartimentale di Sassari del Corpo Forestale e di Vigilanza Ambientale (CFVA) ha comunicato che "i lavori previsti dal progetto in esame non rientrano nell'ambito di applicazione del R.D.L. n. 3267/1923 e della L.R. n. 4/1994 e pertanto non occorrono provvedimenti amministrativi di questo Servizio";

PRESO ATTO della nota prot. n. 34924 del 15.10.2013 con la quale l'ADIS – Servizio tutela e gestione delle risorse idriche, vigilanza su servizi idrici e gestione delle siccità, ha comunicato che il "Canale acqua mare" a servizio dello stabilimento è da considerarsi ascritto alla categoria dei corpi idrici fluviali "temporanei" del tipo "corso d'acqua episodico" con acqua in alveo solo in seguito ad eventi di precipitazione particolarmente intensi, anche meno di una volta ogni cinque anni;

VISTO il Decreto direttoriale concernente il provvedimento finale di adozione ex articolo 14 ter Legge 7 agosto 1990 delle determinazioni conclusive della Conferenza dei Servizi Decisoria relativa al sito di bonifica di interesse nazionale delle "Aree Industriali di Porto Torres" del 17.07.2013 (prot. 4408/TRI/DI/B del 26 luglio 2013) del Ministero dell'Ambiente e della Tutela e del Territorio e del Mare;

VISTA la D.G.R del 17 gennaio 2014 n. 1/44 con la quale si esprime giudizio positivo di compatibilità ambientale con prescrizioni al progetto "Centrale a biomassa di Porto Torres", proponente: Enipower S.p.A;

CONSIDERATO quanto emerso in sede di Conferenza di Servizi tenutasi in data 19/09/2013 presso la sede dell'Assessorato all'Ambiente della Regione Sardegna nell'ambito del procedimento coordinato VIA/A.I.A.;

VISTO il parere dell'ARPAS acquisito con prot. n. 31372 del 19/09/2013;

CONSIDERATO quanto emerso in sede di Conferenza di Servizi tenutasi in data 12/02/2014 presso la sede del Settore Ambiente di questa Provincia;

VISTI:

- il parere dell'ARPAS acquisito con prot. n. 5019 del 12/02/2014 discusso e esplicitato in sede di conferenza di servizi, e il parere prot. n. 5020 del 12/02/2014 concernente osservazioni in merito al PMC presentato dal proponente;
- il parere favorevole espresso dal Comune di Porto Torres presente in conferenza;

VISTA la nota del Gestore del 04/03/2014 acclarata al protocollo della Provincia al n. 7813 del 05/03/2014 con la quale si riporta l'attività di adeguamento alle prescrizioni ricevute in sede di conferenza di servizi, l'aggiornamento e la relativa codifica dei punti di scarico idrico, punti di emissione in atmosfera e nuove sorgenti acustiche;

RILEVATO che il Sindaco del Comune di Porto Torres non ha formulato osservazioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio Decreto n. 1265/34;

PRESO ATTO della nota prot. n. 34476 del 11/10/2013 con la quale la società Versalis S.p.A. dichiara che relativamente alla centrale termoelettrica esistente all'interno dello stabilimento di Porto Torres "si procederà alla fermata della sopra citata centrale termoelettrica non appena la centrale a biomasse sarà avviata ed in regime di marcia commerciale";

PRESO ATTO che il nominativo del Gestore è stato modificato nella persona del Dott. Daniele De Giovanni, come da nota della società Enipower acquisita al protocollo dell'Ente al. n. 4664 del 10/02/2014;

CONSIDERATO che la concessione edilizia da parte del Comune di Porto Torres verrà rilasciata in sede di Autorizzazione Unica di competenza della Regione;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale è stata garantita presso l'Assessorato Ambiente e Agricoltura della scrivente Provincia e

che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora disponibili presso gli uffici del Servizio V° dello stesso Assessorato nonché presso il sito web dell'Amministrazione Provinciale;

RITENUTO di far salve le eventuali autorizzazioni, prescrizioni e concessioni di competenza di altri enti e non sostituite dal presente provvedimento;

VALUTATO che sulla base delle risultanze dell'istruttoria tecnica, l'impianto in progetto può ritenersi conforme ai requisiti della Parte II del D.Lgs 152/2006 per la riduzione e la prevenzione integrate dell'inquinamento;

ATTESO che la competenza all'adozione del presente provvedimento spetta al Dirigente ai sensi dell'art. 107 del Testo Unico delle Leggi sull'Ordinamento degli Enti Locali approvato con D.Lgs. 18/08/2000, n. 267, e dell'art. 35 dello Statuto Provinciale;

APPROVA

Ai sensi della Legge 241/90 e s.m.i. gli esiti della Conferenza di Servizi, tenutasi in data 12/02/2014 presso gli uffici del Settore Ambiente Agricoltura della Provincia di Sassari, e riportati nel verbale allegato al presente provvedimento per farne parte integrante e sostanziale.

AUTORIZZA

l'esercizio del complesso IPPC situato in Zona Industriale La Marinella nel comune di Porto Torres costituito dall'attività di cui all'Allegato VIII alla parte seconda, punto 1.1, del D.Lgs. 152/2006 - "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW" e gestito dalla società Enipower S.p.A, identificata dal C.F. 12958270154, con sede legale in Piazza Vanoni 1 - 20097 San Donato Milanese (MI).

La presente Autorizzazione Integrata Ambientale è riferita al complesso IPPC descritto nell'allegato I e nella documentazione facente parte dell'istanza presentata dal Gestore, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento.

Il Gestore dell'impianto, pena la revoca della presente autorizzazione ai sensi e con le modalità di cui all'art. 28 del presente provvedimento è tenuto al rispetto delle seguenti disposizioni:

DISPOSIZIONI GENERALI

ART. 1 - TIPOLOGIA E POTENZIALITA' DEGLI IMPIANTI AUTORIZZATI

1. L'impianto "CALDAIA A BIOMASSA", le cui sezioni sono rappresentate negli allegati alla Scheda 2 della domanda di AIA, è autorizzato all'esercizio per la produzione di energia elettrica e vapore. La potenza termica di combustione autorizzata è pari a 135 MWt, corrispondenti ad una potenza elettrica installata di 43,57 MWe.

2. L'impianto "CALDAIA AUSILIARIA" alimentata a GPL, le cui sezioni sono rappresentate negli allegati alla Scheda 2 della domanda di AIA, è autorizzato all'esercizio per la sola produzione di vapore tecnologico richiesto dallo stabilimento. La potenza termica di combustione autorizzata è pari 70 MWt.

3. Per l'impianto "CALDAIA A BIOMASSA" è autorizzato l'utilizzo di combustibile erbaceo e ligno-cellulosico di cui alla sezione 4, parte II dell'allegato X, alla parte V del D.Lgs n. 152/06, esclusivamente per le seguenti tipologie:

- b) Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di coltivazioni agricole non dedicate;
- c) Materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura;
- d) Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e di trattamento con aria, vapore o acqua, anche surriscaldata, di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli non contaminati da inquinanti;

In particolare è consentito l'utilizzo limitatamente ai sottoprodotti di cui alla tabella 1.A, sottopunto 2, dell'Allegato 1 al DM 6/7/2012 come di seguito riportato:

"Sottoprodotti provenienti da attività agricola [...] dalla gestione del verde e da attività forestale:

- paglia;
- pula;

- stocchi;
- fieni e trucioli da lettiera;
- residui di campo delle aziende agricole;
- sottoprodotti derivati dall'espianto;
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;
- sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;
- potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato."

4. Non è autorizzato l'utilizzo di effluenti zootecnici.

5. In previsione dell'avvio della filiera locale di coltivazione del cardo, il sottoprodotto ottenuto, da destinarsi come biomassa erbacea in ingresso in caldaia, dovrà avere un contenuto massimo per i seguenti parametri:

Tabella 1

Caratteristiche	Limite (% peso t.q.)
Cloro	2%
Zolfo	0,2%
Ceneri	20%

In relazione al piano previsto dal punto 2.a della D.G.R del 17 gennaio 2014 n. 1/44 e allo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del sistema di trattamento fumi, la Provincia si riserva di definire dei limiti per i parametri caratterizzanti le altre tipologie di biomassa in alimento alla caldaia.

6. Il Gestore è autorizzato ad una produzione massima annua di ceneri, comprensiva di ceneri pesanti e ceneri leggere, pari a un quantitativo di 30.600 t come indicato nella scheda 2 della documentazione A.I.A. (Assetto a regime).

7. Alla data di entrata in esercizio commerciale della "Centrale a biomassa", la centrale termoelettrica ad uso da parte di Versalis nello stabilimento di Porto Torres, dovrà essere fermata. Pertanto, dopo l'entrata in esercizio commerciale, la centrale a biomassa non potrà essere esercitata contestualmente alla centrale termoelettrica esistente.

8. Ogni modifica degli impianti, delle materie prime utilizzate e dei cicli di lavorazione dovrà essere comunicata ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. 152/2006, ovvero viene espressamente fatto divieto di modifiche unilaterali alla gestione dell'impianto ed al suo assetto notificato senza preventivo assenso dell'Autorità competente.

ART. 2 – PRESCRIZIONI VIA

1. Il gestore dell'impianto, pena la revoca della presente autorizzazione ai sensi e con le modalità di cui all'art. 28 del presente provvedimento è tenuto a recepire ed attuare le prescrizioni stabilite nel decreto di compatibilità ambientale deliberato con D.G.R. n. 1/44 del 17 gennaio 2014.

ART. 3 – PRESCRIZIONI MATTM

1. Il Gestore 60 giorni prima dell'avvio dei lavori di costruzione del complesso IPPC, così come concordato in sede di conferenza di servizi, dovrà comunicare a questa Amministrazione e ad ARPAS – Dipartimento Provinciale, lo stato dell'arte del rispetto delle prescrizioni contenute nel Decreto direttoriale concernente il provvedimento finale di adozione delle determinazioni conclusive della Conferenza dei Servizi Decisoria relativa al sito di bonifica di interesse nazionale delle "Aree Industriali di Porto Torres" del 17.07.2013 (prot. 4408/TRI/DI/B del 26 luglio 2013) rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela e del Territorio e del Mare.

2. L'ottemperanza della prescrizione di cui al precedente comma 1 condiziona l'efficacia del presente provvedimento autorizzativo.

ART. 4 – OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE

1. Il Gestore, riguardo la "CALDATA A BIOMASSA", 30 giorni prima dell'avvio dell'impianto è tenuto a trasmettere a questa Amministrazione Provinciale le seguenti comunicazioni:

- data di entrata in esercizio dell'impianto (primo fuoco);
- data presunta di entrata in esercizio commerciale.

Le date comunicate ai sensi del presente comma saranno considerate valide agli effetti di quanto previsto dall'art. 29-decies, comma 1 e 2, del D.Lgs. 152/2006. Tale comunicazione sarà inoltre considerata efficace ai fini della procedura prevista dall'art. 7 comma 2 del presente atto.

2. Il Gestore, riguardo la "CALDAIA A GPL", 30 giorni prima dell'avvio dell'impianto è tenuto a dare comunicazione di quanto previsto dall'art. 29-decies, comma 1 e 2, del D.Lgs. 152/2006.

3. Il Gestore contestualmente alla comunicazione di cui ai commi 1 e 2 dovrà fornire la definizione dei periodi di avvio e di arresto dell'installazione secondo le determinazioni previste nella Decisione della Commissione UE 2012/249/UE e la definizione di minimo tecnico.

4. Il Gestore dovrà trasmettere tempestivamente a questa Amministrazione, non appena acquisita, la Certificazione Prevenzione Incendi rilasciata dal competente Dipartimento dei Vigili del Fuoco.

5. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà trasmettere a questa Amministrazione e ad ARPAS un documento che contenga le seguenti informazioni:

- Piano esecutivo di approvvigionamento delle biomasse, sia quelle di origine locale che quelle residue di importazione extra-regionale, che individui nel dettaglio le aree di provenienza delle biomasse e descriva le modalità di trasporto;
- Piano di accettazione delle biomasse correlato al piano di approvvigionamento, redatto con riferimento alle norme EN 15234 e UNI EN 14961, che garantisca i seguenti criteri:
 - garanzia delle caratteristiche di sottoprodotto per le biomasse in ingresso;
 - garanzia di recupero delle biomasse erbacee da filiera;
 - garanzia della tracciabilità delle biomasse;
 - garanzia che le biomasse siano di esclusiva origine vegetale compatibile con la scelta impiantistica adottata;
 - garanzie sulla composizione delle biomasse anche in relazione alle tecniche colturali adottate
 - la definizione, ai fini dell'accettazione delle biomasse in ingresso all'impianto, di limiti specifici sia relativamente alle caratteristiche di tutte le diverse tipologie di biomassa prevista, sia alla loro composizione chimica, con particolare riferimento al contenuto di cloro e di radionuclidi.
- Protocollo per la movimentazione e approvvigionamento della biomassa, sia erbacea che ligneo-cellulosica, che descriva rigorose procedure operative, all'esterno e all'interno della centrale, atte a minimizzare la produzione di emissioni diffuse.

6. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà presentare la progettazione esecutiva riportante il dettaglio di tutti i dati dimensionali, le caratteristiche delle componenti impiantistiche costituenti le due caldaie accompagnate dai relativi schemi d'impianto, gli elaborati di dettaglio relativi al sistema di captazione degli scarichi, delle aree di deposito dei rifiuti e delle aree di stoccaggio dei materiali e delle biomasse.

7. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà presentare un "Piano di Gestione delle Emergenze" che descriva le possibili anomalie, i possibili malfunzionamenti o eventi accidentali che possano comportare l'entrata in funzione dei dispositivi di sicurezza e/o generare pericoli per l'ambiente e per la salute, le procedure di gestione delle emergenze corredato di opportuni schemi grafici.

8. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà presentare copia dell'autorizzazione allo scarico rilasciata dal Consorzio Industriale Provinciale Sassari.

9. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto relativamente alla produzione di ceneri, dovrà presentare un piano che definisca, nel dettaglio, una campagna di monitoraggio e sperimentazione che preveda, sin dall'avvio della centrale e per la durata di due anni, un'approfondita caratterizzazione delle ceneri prodotte, riferite alla specifica tipologia di biomassa alimentata e suddivise per sezioni di impianto, la verifica dei possibili processi di recupero e riutilizzo, che dovranno comunque essere privilegiati, al fine di minimizzare lo smaltimento in discarica.

10. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto dovrà ripresentare il "Piano di Monitoraggio e Controllo" recependo le prescrizioni contenute nella presente autorizzazione e le osservazioni formulate dall'ARPAS con nota del 12.02.2014 prot. 5020.

11. Il Gestore 120 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto con riferimento al periodo di funzionamento contemporaneo della centrale a biomasse con la centrale termoelettrica esistente, dovrà presentare uno specifico piano di monitoraggio che preveda le modalità di esecuzione di una campagna di misurazione ambientale comprendente anche parametri non monitorati dalle centraline della rete regionale, per es. il PM 2.5, i cui oneri dovranno essere a carico della Società. Il piano dovrà essere valutato dall'ARPAS così come la campagna di misurazione dovrà essere validata dall'ARPAS.

12. Il Gestore 90 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto, con riferimento alle due sezioni di produzione "CALDAIA A BIOMASSA" e "CALDAIA AUSILIARIA", è tenuto a implementare e redigere un protocollo di intesa con ARPA Sardegna affinché questa possa ricevere in telemetria i dati registrati dal CEMS, da acquisire presso il Dipartimento Provinciale di Sassari. I dati relativi al CEMS dovranno essere resi disponibili per il pubblico mediante sito Internet.

13. Il Gestore, come previsto al p.to 16 della D.G.R. n. 1/44 del 2014, dovrà presentare entro 12 mesi dal ricevimento della presente autorizzazione un piano di monitoraggio ante-operam di tutte le componenti ambientali.

14. Contestualmente alla comunicazione di cui ai comma 1 e 2 del presente articolo, si prescrive la georeferenziazione definitiva, con coordinate espresse in Gauss-Boaga, di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici presenti nel complesso IPPC, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale.

MATRICI AMBIENTALI

ART. 5 – EMISSIONI IN ATMOSFERA E SISTEMI DI ABBATTIMENTO

CALDAIA A BIOMASSA

1. Sono autorizzate le emissioni in atmosfera di tipo convogliato provenienti dalla caldaia a biomassa e dalle sezioni d'impianto ad essa connesse, identificate con le sigle E1, E3, E4, E5, E6, E7, E8, E9, E10, E12, E13 e E14 per un totale di n. 12 punti di emissione, così come descritto nella planimetria All. 2C e nello schema unifilare della documentazione della domanda di A.I.A..

2. E' autorizzato il punto di emissione E16 proposto dal Gestore in recepimento della prescrizione della delibera di compatibilità ambientale D.G.R. n. 1/44 del 17.01.2014, punto 6d. In merito a questo aspetto il Gestore, entro 120 giorni dal ricevimento del presente provvedimento, dovrà presentare informazioni relative al sistema di aspirazione e abbattimento. La Provincia si riserva di procedere d'ufficio all'aggiornamento dell'A.I.A. stabilendo prescrizioni specifiche e limiti di emissione su tale punto.

Tabella 2 – Punti di emissione caldaia a biomassa

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x – y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E1		Camino caldaia alimentata a biomassa	Continua	7	50	Cycloni, reattore a bicarbonato di sodio, filtri a maniche sistema SCR per abbattimento NO _x
E3		Silo cippato	Discontinua	0,19	26,5	Filtro depolveratore
E4		Silo cippato	Discontinua	0,19	26,5	Filtro depolveratore
E5		Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Discontinua	0,18	23,5	Filtro depolveratore
E6		Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Discontinua	0,18	23,5	Filtro depolveratore
E7		Silo ceneri leggere da cycloni	Discontinua	0,18	22,5	Filtro depolveratore
E8		Silo ceneri leggere da cycloni	Discontinua	0,18	22,5	Filtro depolveratore

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x - y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E9		Silo bicarbonato	Discontinua	0,18	28	Filtro depolveratore
E10		Degasatore caldaia a biomassa	Discontinua	---	5,5	---
E12		Generatore Diesel emergenza	Discontinua	0,06	3,5	---
E13		Sfiato cassa olio turbina	Discontinua	---	---	---
E14		Guardia idraulica soluzione ammoniacale	Discontinua	---	---	---
E16		Sistema aspirazione magazzino automatizzato		---	---	---

3. I sistemi di abbattimento installati a presidio dei punti di emissione del complesso IPPC, descritto nell'allegato I del presente provvedimento, dovranno essere realizzati e gestiti in conformità ai criteri stabiliti dal *Bref Reference Document on Best Available Techniques in Large Combustion Plants, Emissions from Storage*.

4. I punti di emissione E3, E4, E5, E6, E7, E8, E9, E10, E12, E13, E14 benché risultino essere non significativi da un punto di vista emissivo, sono sottoposti alle seguenti prescrizioni:

- sui punti di emissione E3, E4, E5, E6, E7, E8 e E9 dovranno essere installati idonei sistemi di abbattimento delle polveri che dovranno essere mantenuti secondo la frequenza indicata dal fornitore. Tale attività dovrà essere registrata su apposito registro di cui al successivo art. 20;
- per i punti di emissione E10, E12, E13 e E14 trattandosi di punti di emissione non significativi, si prende atto della tecnologia e non si indicano limiti specifici, tuttavia dovranno essere eseguite idonee manutenzioni al fine di contenere le emissioni.

5. Il sistema di trattamento fumi a presidio del punto di emissione **[E1]** (Cicloni, reattore a bicarbonato di sodio, sistema SCR per abbattimento NO_x, filtri a maniche), come descritto negli elaborati dell'allegato 2I della domanda di A.I.A., dovrà essere integrato come proposto dal Gestore con:

- un sistema di ossidazione catalitica da inserire a monte del sistema SCR, al fine di raggiungere un livello emissivo di CO pari a 200 mg/Nm³ come media oraria e 100 mg/Nm³ come media giornaliera;
- la predisposizione di un sistema di abbattimento per i microinquinanti organici a carboni attivi.

6. Per il punto di emissione **[E1]** dovrà essere installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni CEMS in grado di analizzare:

- NO_x
- SO₂
- Polveri
- Monossido di Carbonio (CO)
- Biossido di Carbonio (CO₂)
- Carbonio Organico Totale (COT)
- HCl
- NH₃
- HF

Si dovranno inoltre monitorare in continuo anche i seguenti parametri:

- Portata volumetrica secca;
- Tenore di ossigeno;
- Umidità;
- Pressione;
- Temperatura.

L'architettura del CEMS dovrà essere conforme a quanto previsto nell'allegato VI alla parte V del D.Lgs n. 152/06 così come gli analizzatori scelti e sottoposti a tarature e verifiche periodiche implementando un sistema di gestione del CEMS con requisiti conformi alle regole tecniche di settore.

I dati giornalieri dovranno essere memorizzati su files e archiviati a cura del Gestore; tali dati saranno tenuti a disposizione degli organi di controllo.

I dati del CEMS dovranno essere trasmessi on line ad ARPAS Dipartimento di Sassari.

7. Il punto di emissione **[E1]**, dovrà essere dotato di apposito bocchello di prelievo, realizzato e posizionato in conformità alle norme UNI o UNI-EN, per l'effettuazione dei campionamenti e dovranno essere resi accessibili al personale di vigilanza e controllo attraverso sistemi di accesso a norma di legge anche per quanto concerne la sicurezza.

8. In aggiunta al CEMS il Gestore dovrà effettuare il campionamento e le analisi dei seguenti composti:

- metalli pesanti come riportato alla sezione 6, parte II, dell'allegato 2 alla parte V del D.Lgs 152/06;
- IPA, PCB, PCT;
- PCDD/PCDF;
- caratterizzazione granulometrica delle polveri emesse.

Le frequenze delle analisi, relativamente ai primi anni di esercizio della centrale a biomassa, sono stabilite dall'art. 10 del presente provvedimento e, successivamente a tale periodo, dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

9. Il Gestore così come concordato in conferenza di servizi, in merito ai parametri PCDD/PCDF, almeno 90 giorni prima dell'avvio dell'impianto dovrà presentare una proposta per un sistema di campionamento in continuo la cui adeguatezza ed efficacia sarà valutata da ARPAS.

10. Il Gestore così come concordato in conferenza di servizi, almeno 90 giorni prima dell'avvio dell'impianto dovrà presentare un protocollo volto a valutare le prestazioni del sistema di abbattimento tramite idonee verifiche in uscita dalla caldaia e all'ingresso di ciascuno stadio del trattamento fumi.

11. Sulla base dei risultati del monitoraggio questa Amministrazione potrà provvedere ad un aggiornamento dell'A.I.A. con riferimento ai Valori Limite di Emissione e ad eventuali ulteriori prescrizioni.

12. I punti di emissione dovranno avere l'identificazione, con scritta a vernice indelebile, del numero dell'emissione e del diametro del camino, laddove previsto, sul relativo manufatto.

13. La periodicità della manutenzione agli impianti di aspirazione e abbattimento deve corrispondere alle modalità e le tempistiche riportate nella scheda tecnica di manutenzione del costruttore. In ogni caso dovrà essere tale da garantire in tutte le condizioni di funzionamento, l'efficienza e l'efficacia dei sistemi stessi nonché il rispetto dei limiti di emissione fissati nella Tabella 4 dell'art. 6 del presente atto.

14. Relativamente al punto di emissione **[E1]** il Gestore all'atto della progettazione esecutiva dovrà considerare le seguenti disposizioni:

- i punti di prelievo per i controlli manuali sul punto di emissione **[E1]** dovranno essere tali da non creare interferenze fluidodinamiche e/o interferire con i rilievi delle sonde/dispositivi dedicate/i al sistema di monitoraggio in continuo dell'emissione e dovranno essere collocati a valle del CEMS;
- dovrà essere resa disponibile una presa telefonica per contattare la sala controllo e prese per l'alimentazione elettrica della strumentazione;

- i punti di prelievo dovranno essere dotati idonei dispositivi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata minima di 300 kg e adatto a trasportare strumenti della lunghezza di 3 m;
- la postazione di lavoro deve permettere la movimentazione di sonde della lunghezza di 3 m.

15. In caso di anomalia di funzionamento e/o guasto dei sistemi di abbattimento e/o in caso di emissioni in atmosfera accidentali non prevedibili il Gestore dovrà sospendere l'esercizio degli impianti se l'anomalia o il guasto può determinare un pericolo per la salute umana e dovrà darne comunicazione entro 8 ore dall'avvenimento alla Provincia di Sassari, all'ARPAS Dipartimento di Sassari e al Comune di Porto Torres.

ART. 6 – EMISSIONI IN ATMOSFERA E SISTEMI DI ABBATTIMENTO

CALDAIA A GPL

1. Sono autorizzate le emissioni in atmosfera di tipo convogliato provenienti dalla caldaia di riserva e integrazione a GPL e dalle sezioni d'impianto ad essa connesse, identificate con le sigle E2, E11, E15, per un totale di n. 3 punti di emissione, così come descritto nella planimetria All. 2C e nello schema unifilare della documentazione della domanda di A.I.A..

Tabella 3 – Punti di emissione caldaia GPL

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x - y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E2		Camino caldaia ausiliaria a GPL	Continua	3,14	30	---
E11		Degasatore caldaia ausiliaria	Discontinua	---	4,9	---
E15		Torcia fredda di emergenza GPL	Discontinua	0,008	36	---

2. Il sistema di combustione utilizzato in caldaia, descritto nell'allegato I del presente provvedimento, dovrà essere realizzato e gestito in conformità ai criteri stabiliti dal *Bref Reference Document on Best Available Techniques in Large Combustion Plants*.

3. Relativamente alle emissioni provenienti da E11 ed E15, trattandosi di punti di emissione non significativi, si prende atto della tecnologia e non si indicano limiti specifici, tuttavia dovranno essere eseguite idonee manutenzioni al fine di contenere le emissioni.

4. Per il punto di emissione **[E2]** dovrà essere installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni CEMS in grado di analizzare:

- NO_x
- SO₂
- Polveri
- Monossido di Carbonio (CO)

Si dovranno inoltre monitorare in continuo anche i seguenti parametri:

- Portata volumetrica secca;
- Tenore di ossigeno;
- Umidità;
- Pressione;
- Temperatura.

L'architettura del CEMS dovrà essere conforme a quanto previsto nell'allegato VI alla parte V del D.Lgs n. 152/06 così come gli analizzatori scelti e sottoposti a tarature e verifiche periodiche implementando un sistema di gestione del CEMS con requisiti conformi alle regole tecniche UNI EN di settore.

I dati giornalieri dovranno essere memorizzati su files e archiviati a cura del Gestore; tali dati saranno tenuti a disposizione degli organi di controllo.

I dati del CEMS dovranno essere trasmessi on line ad ARPAS Dipartimento di Sassari.

5. I punti di emissione dovranno avere l'identificazione, con scritta a vernice indelebile, del numero dell'emissione e del diametro del camino, laddove previsto, sul relativo manufatto.

6. La periodicità della manutenzione dell'impianto deve corrispondere alle modalità e le tempistiche riportate nella scheda tecnica di manutenzione del costruttore. In ogni caso dovrà essere tale da garantire in tutte le condizioni di funzionamento, l'efficienza e l'efficacia del sistema di combustione nonché il rispetto dei limiti di emissione fissati nella Tabella 5 dell'art. 8 del presente atto.

7. In caso di anomalia di funzionamento e/o guasto dei sistemi di abbattimento e/o in caso di emissioni in atmosfera accidentali non prevedibili il Gestore dovrà sospendere l'esercizio degli impianti se l'anomalia o il guasto può determinare un pericolo per la salute umana e dovrà darne comunicazione entro 8 ore dall'avvenimento all'ARPAS Dipartimento di Sassari, alla Provincia di Sassari e al Comune di Porto Torres.

ART. 7 - EMISSIONI IN ATMOSFERA - LIMITI AUTORIZZATI CALDAIA A BIOMASSA

Tabella 4 - Punti di emissione e relativi Valori Limite di Emissione

Sigla identificativa Emissione	Origine	Parametro	Valore Limite di Emissione (mg/Nm³)	Tenore di O₂ (%)
		NO _x	170	
			200 media oraria	
		SO ₂	50 media giornaliera	
			200 media oraria	
		CO	100 media giornaliera	
E1	Camino caldaia alimentata a biomassa	Polveri	5	6
		COT	15	
		HCl	25	
		NH ₃	5	
		HF	5	
		Diossine e furani	0,1 ng TEq/Nm ³	
		IPA	0,1	
		Cd	0,1	
		As+NI	0,5	
E3	Silo cippato	Polveri	10	---
E4	Silo cippato	Polveri	10	---
E5	Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Polveri	10	---
E6	Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Polveri	10	---
E7	Silo ceneri leggere da cicloni	Polveri	10	---
E8	Silo ceneri leggere da cicloni	Polveri	10	---
E9	Silo bicarbonato	Polveri	10	---

Sigla identificativa Emissione	Origine	Parametro	Valore Limite di Emissione (mg/Nm ³)	Tenore di O ₂ (%)
E10	Degasatore caldaia a biomassa	---	---	---
E12	Generatore Diesel emergenza	---	---	---
E13	Sfiato cassa olio turbina	---	---	---
E14	Guardia idraulica soluzione ammoniacale	---	---	---
E16	Sistema ventilazione magazzino automatizzato	Polveri	---	---

1. La valutazione della conformità dei valori misurati ai Valori Limite di Emissione fissati nella Tabella 4 dovrà avvenire secondo i criteri stabiliti nell'Allegato VI alla Parte Quinta del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.

2. Ai sensi dell'art. 269, comma 6) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., per l'emissione afferente al camino denominato **[E1]**, il Gestore a seguito della comunicazione di cui al c. 1 dell'art. 4 del presente atto dovrà procedere alla verifica delle emissioni in atmosfera secondo la seguente procedura:

- a) Terminata la fase di avvio, messa a punto e collaudo dell'impianto il Gestore procede alla **messa a regime** effettuando almeno tre controlli delle emissioni del nuovo impianto, a partire dalla data di messa a regime dello stesso in un periodo di 10 giorni, dei quali uno il primo giorno, uno l'ultimo e uno in un giorno intermedio scelto dal Gestore:
- ◆ Le emissioni **per i parametri non controllati in continuo** si considereranno conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive, e riferita ciascuna a un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera i Valori Limite di Emissione.
 - ◆ Le emissioni per **i parametri controllati in continuo**, si considereranno conformi ai valori limite se nessuna delle medie di 24 ore supera i valori limite di emissione e se nessuna delle medie orarie supera i limiti di emissione di un fattore superiore a 1,25. Per tali emissioni, ai fini della conformità, il Gestore può concordare con ARPAS Dipartimento di Sassari un protocollo alternativo sulla base delle procedure individuate nel Manuale di Gestione del CEMS.
- b) Entro sessanta giorni dalla data di esecuzione dei prelievi il Gestore è tenuto a trasmettere, tramite PEC, indirizzata alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, i dati rilevati.
- c) Nel caso in cui la data ultima fissata per la messa a regime non sia rispettata, il gestore deve darne comunicazione preventiva, a mezzo PEC, alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, indicando le motivazioni e la data stimata.

3. Entro 6 mesi dall'avvio dell'impianto, il Gestore dovrà predisporre il Manuale di Gestione del CEMS in cui, oltre a riportare i contenuti minimi previsti nella guida tecnica redatta da ISPRA n. 87/2013, dovrà concordare con ARPAS Dipartimento di Sassari l'intervallo di confidenza per ciascun parametro monitorato; inoltre dovranno essere predisposti dei format di comunicazione, all'ARPAS Dipartimento di Sassari e alla Provincia di Sassari, di anomalie nella conduzione dell'impianto e di avarie del sistema CEMS. Il Manuale CEMS che dovrà essere inviato ad ARPAS Dipartimento di Sassari e alla Provincia di Sassari, verrà acquisito come parte integrante della presente A.I.A.; eventuali revisioni e/o modifiche dovranno essere comunicate all'autorità competente.

4. A far data dalla messa a regime il Gestore dovrà provvedere alla trasmissione on line dei dati del CEMS ad ARPAS Dipartimento di Sassari.

5. A far data dalla messa a regime, deve essere individuato univocamente il Minimo Tecnico dell'impianto, tale indicazione dovrà essere riportata nel Manuale CEMS.

6. Il Gestore, in considerazione del periodo massimo previsto dalla norma che fissa in 18 mesi il tempo intercorrente fra la data di entrata in esercizio e la data di esercizio commerciale, dovrà effettuare almeno due campagne di misurazione per i parametri non in continuo i cui dati dovranno essere trasmessi ad ARPAS Dipartimento di Sassari e alla Provincia di Sassari entro 60 giorni dal campionamento. I valori dei parametri misurati in continuo dovranno, in ogni caso, iniziare ad essere trasmessi almeno sei mesi dopo l'avvio dell'impianto.

12/25

7. I limiti di emissione di cui alla tabella 4 del presente articolo si applicano ai periodi di normale funzionamento. In ogni caso le quantità emesse e misurate in continuo per ogni evento di avvio e spegnimento dovranno essere registrate e costituiranno elemento del reporting annuale. Le quantità emesse dovranno essere riportate sia per singolo evento di avvio/spegnimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua e andranno quindi, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno).

ART. 8 - EMISSIONI IN ATMOSFERA – LIMITI AUTORIZZATI

CALDAIA A GPL

Tabella 5 – Punti di emissione e relativi Valori Limite di Emissione

Sigla identificativa Emissione	Origine	Parametro	Valore Limite di Emissione (mg/Nm ³)	Tenore di O ₂ (%)
E2	Camino caldaia ausiliaria a GPL	NO _x	100	
		SO ₂	5	3
		CO	50	
		Polveri	5	
E11	Degasatore caldaia ausiliaria	---	---	---
E15	Torcia fredda di emergenza GPL	---	---	---

1. La valutazione della conformità dei valori misurati ai Valori Limite di Emissione fissati nella Tabella 4 dovrà avvenire secondo i criteri stabiliti nell'Allegato VI alla Parte Quinta del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. in base ai quali le emissioni si considereranno conformi ai valori limite se la concentrazione.

2. Ai sensi dell'art. 269, comma 6) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., per l'emissione afferente al camino denominato **[E2]**, il Gestore a seguito della comunicazione di cui all'art. 4 c. 2 del presente atto dovrà procedere alla verifica delle emissioni in atmosfera secondo la seguente procedura:

- a) Terminata la fase di avvio, messa a punto e collaudo della caldaia a GPL il Gestore procede alla messa a regime. Le emissioni per i parametri controllati in continuo, si considereranno conformi ai valori limite se nessuna delle medie di 24 ore supera i valori limite di emissione e se nessuna delle medie orarie supera i limiti di emissione di un fattore superiore a 1,25. Per tali emissioni, ai fini della conformità, il Gestore può concordare con ARPAS di Sassari un protocollo alternativo sulla base delle procedure individuate nel Manuale di Gestione del CEMS.
- b) Entro sessanta giorni dalla data di messa a regime del nuovo impianto il gestore è tenuto a trasmettere, tramite PEC, indirizzata alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, i dati rilevati.
- c) Nel caso in cui la data ultima fissata per la messa a regime non sia rispettata, il gestore deve darne comunicazione preventiva, a mezzo PEC, alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, indicando le motivazioni e la data stimata.
- d) I valori dei parametri misurati in continuo dovranno, in ogni caso, iniziare ad essere trasmessi almeno sei mesi dopo l'avvio dell'impianto.

3. Entro 6 mesi dall'avvio dell'impianto, il Gestore dovrà predisporre il Manuale di Gestione del CEMS in cui, oltre a riportare i contenuti minimi previsti nella guida tecnica redatta da ISPRA n. 87/2013, dovrà concordare con ARPAS Dipartimento di Sassari l'intervallo di confidenza per ciascun parametro monitorato; inoltre dovranno essere predisposti dei format di comunicazione, all'ARPAS Dipartimento di Sassari e alla Provincia di Sassari, di anomalie nella conduzione dell'impianto e di avarie del sistema CEMS. Il Manuale CEMS che dovrà essere inviato ad ARPAS e alla Provincia, verrà acquisito come parte integrante della presente A.I.A.; eventuali revisioni e/o modifiche dovranno essere comunicate all'autorità competente.

4. A far data dalla messa a regime il Gestore dovrà provvedere alla trasmissione on line dei dati dello CEMS ad ARPAS Dipartimento di Sassari.

5. A far data dalla messa a regime, deve essere individuato univocamente il Minimo Tecnico dell'impianto, tale indicazione dovrà essere riportata nel Manuale CEMS.

6. I limiti di emissione di cui alla tabella 5 del presente articolo si applicano ai periodi di normale funzionamento. In ogni caso le quantità emesse e misurate in continuo per ogni evento di avvio e spegnimento dovranno essere registrate e costituiranno elemento del reporting annuale. Le quantità emesse dovranno essere riportate sia per singolo evento di avvio/spegnimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua e andranno quindi, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno)

ART. 9 - EMISSIONI DIFFUSE E ODORIGENE IN ATMOSFERA

1. Dovranno essere previste, come rappresentato dal Gestore, delle opportune coperture con teli impermeabili, atte a minimizzare l'erosione eolica, il dilavamento meteorico, oltre che la contaminazione della stessa biomassa.

2. Dovranno essere previsti tutti gli accorgimenti necessari a evitare la dispersione di polveri, quali ad esempio la minimizzazione dei tempi di sostituzione delle maniche filtranti e di movimentazione delle materie prime, delle materie ausiliarie, dei rifiuti prodotti, oltre alla pulizia dell'area dello stabilimento.

3. Gli impianti dovranno essere gestiti evitando per quanto possibile che si generino emissioni diffuse, applicando quanto previsto dall'Allegato V, parte quinta del D.Lgs. 152/06.

4. Al fine di limitare le emissioni fuggitive derivanti da flange, guarnizioni, saracinesche ecc., dovrà essere predisposto e attuato un idoneo piano di controllo e manutenzione degli impianti, finalizzato al mantenimento degli stessi in perfetta efficienza e al tempestivo ripristino delle eventuali anomalie riscontrate.

5. Al fine di valutare l'eventuale impatto delle ipotetiche emissioni odorigene il Gestore dovrà effettuare un monitoraggio entro 180 giorni dall'avvio dell'impianto.

6. Ove, a seguito del Monitoraggio di cui al comma 5 si evidenziassero elementi di criticità riconducibili a emissioni odorigene dallo stabilimento, il Gestore sarà tenuto a presentare, entro ulteriori sei mesi, un piano di possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi.

ART. 10 - EMISSIONE IN ATMOSFERA - AUTOCONTROLLI

1. Considerata la variabilità della tipologia di biomassa in alimentazione alla caldaia, il Gestore dovrà procedere al controllo dell'emissione **[E1]**, al fine di avere un chiaro quadro emissivo, nelle condizioni di esercizio più gravose, secondo le frequenze di seguito indicate:

- CIPPATO: per i primi due anni di esercizio, calcolati a far data dalla messa in esercizio commerciale della caldaia, la frequenza degli autocontrolli dovrà essere quadrimestrale.
- SOTTOPRODOTTI ERBACEI: per il primo anno di esercizio, a far data dalla messa in esercizio commerciale con tale esclusiva alimentazione anche non continuativo, e calcolati a partire dal primo utilizzo in caldaia di tale tipologia di biomassa, gli autocontrolli dovranno essere svolti ogni quattro mesi.
- MIX CIPPATO/SOTTOPRODOTTI ERBACEI: per il primo anno di esercizio, a far data dalla messa in esercizio commerciale con tale mix di alimentazione, anche non continuativo e calcolati a partire dal primo utilizzo in caldaia di tale tipologia di alimentazione, gli autocontrolli dovranno essere svolti ogni quattro mesi.

Complessivamente tali controlli dovranno produrre un set di autocontrolli che comprende n. 6 determinazioni legate alla sola alimentazione a cippato, 3 a sola alimentazione con sottoprodotti erbacei e 3 con alimentazione del mix cippato/sottoprodotti erbacei.

2. Il Gestore dovrà comunicare, con un preavviso di almeno 15 giorni, la data e l'ora previste per i campionamenti a questa Provincia e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, onde permettere la pianificazione dei sopralluoghi di competenza.

3. Ai sensi dell'art. 271 comma 20) del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il gestore dovrà provvedere a comunicare alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e ad ARPAS Dipartimento di Sassari le difformità eventualmente rilevate in merito agli autocontrolli di competenza entro 24 ore dall'accertamento. Le emissioni per i parametri non controllati in continuo si considereranno conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive, e riferita ciascuna a un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera i Valori Limite di Emissione.

4. Per la verifica dei limiti si fa riferimento a quanto riportato nel Piano di Monitoraggio allegato al presente provvedimento.

5. I rapporti di prova relativi agli autocontrolli, contenenti le indicazioni relative alle condizioni di marcia, dovranno essere prodotti in originale o in copia resa conforme, timbrati e firmati da professionista abilitato, dovranno essere trasmessi alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, entro 60 giorni dall'esecuzione dei campionamenti. I dati numerici e i risultati dei rapporti di prova dovranno essere presentati anche in formato elettronico elaborabile (.xls, .ods o .csv).

ART. 11 – RETE FOGNARIA E SCARICHI DEL COMPLESSO IPPC

1. Il Gestore in riferimento alla rete fognaria e agli scarichi del complesso IPPC, così descritto nell'allegato I del presente provvedimento, dovrà ottemperare alle seguenti prescrizioni:

- a) le acque piovane dilavanti tutte le coperture dei fabbricati, strade e piazzali dovranno essere separate fra acque di prima e seconda pioggia.
 - le acque di prima pioggia dovranno essere pre-trattate nelle due vasche di raccolta previste in impianto e successivamente inviate a trattamento attraverso i punti di scarico S5 e S6.
 - le acque di seconda pioggia potranno essere scaricate nel Canale Acqua Mare nei punti di scarico S10, S11.
- b) le acque di processo provenienti da spurghi di caldaia e ciclo termico dovranno essere pre-trattate inviandole ad apposita vasca di raccolta previo recupero termico, portandole ad una temperatura di 40°C. Tali acque dovranno essere successivamente inviate nella rete dell'impianto di trattamento consortile nel punto S12. Non è consentito l'utilizzo di acqua grezza per il cosiddetto attemperamento.
- c) le acque sanitarie provenienti dagli uffici dovranno essere scaricate nella rete dell'impianto di trattamento consortile nel punto S7.
- d) le acque di raffreddamento provenienti dal condensatore turbina a vapore e dal raffreddamento a ciclo chiuso potranno essere scaricate nel Canale Acqua Mare ai punti S3 e S4, rispettando quanto previsto alla tabella 3, allegato 5 alla parte III del D.Lgs 152/06. La temperatura allo scarico non dovrà superare i 35°C.

2. In riferimento alla realizzazione delle reti di cui al punto 1 precedente, esse non potranno avere collegamenti fra loro.

3. La rete acque meteoriche dovrà essere dotata di vasche di raccolta per le acque di prima pioggia. Le vasche opportunamente dimensionate, dovranno essere dotate di un misuratore di portata e di un sistema di svuotamento differito prevedendo un sistema di esclusione delle acque di seconda pioggia che ne consenta una gestione separata.

4. Lo scarico dei reflui nella rete consortile gestita dal CIPS, S5 – S6 – S7 - S12, dovrà essere conforme a quanto previsto dalla autorizzazione all'immissione in fognatura consortile rilasciata dal Consorzio Industriale Provinciale di Sassari. In ogni caso il Gestore dovrà accertare la conformità dei valori di emissione immediatamente a valle delle vasche dedicate al pre-trattamento delle acque di prima pioggia o/e di processo e non al punto di immissione in rete consortile. Non è consentita la diluizione.

5. Ad esclusione degli scarichi S10 ed S11, per i quali è previsto un sistema di monitoraggio in linea, gli scarichi finali specificati in tabella 7 dovranno essere dotati di un adeguato sistema di pozzetti di ispezione e prelievo facilmente accessibili, tali da consentire l'agevole svolgimento delle attività di controllo. Detti punti dovranno essere identificati e segnalati con apposita cartellonistica e nelle integrazioni previste dal comma 6 art. 4, del presente atto, il Gestore dovrà darne evidenza nelle planimetrie di dettaglio.

6. Il Gestore dell'impianto dovrà segnalare ogni eventuale incidente, avaria od altro evento eccezionale che possa modificare, qualitativamente e quantitativamente, le caratteristiche degli scarichi entro 8 ore dall'avvenimento al Gestore del depuratore consortile di Porto Torres, all'ARPAS Dipartimento di Sassari, alla Amministrazione Provinciale e al Comune di Porto Torres.

7. In caso di anomalie, guasti o altri eventi eccezionali che possano modificare, qualitativamente e quantitativamente, le caratteristiche degli scarichi, il Gestore dovrà provvedere ad attuare tempestivamente il "Piano di Gestione delle Emergenze" e darne comunicazione ai medesimi soggetti e con le medesime modalità indicate al punto precedente.

8. Sono autorizzati gli scarichi di seguito riportati:

Tabella 6 – Scarichi finali e parziali

Sigla identificativa scarico	Coordinate Geografiche (E – N)	Descrizione	Corpo idrico ricevente
S3		Scarico acqua mare da condensatore turbina a vapore	Canale Acqua-Mare
S4		Scarico acqua mare da raffreddamento ciclo chiuso	Canale Acqua-Mare
S5		Acque meteoriche di prima pioggia da vasca area impianto	Fognatura oleosa consortile
S6		Acque meteoriche di prima pioggia da vasca area stoccaggi	Fognatura oleosa consortile
S7		Scarico acqua sanitaria	Fognatura consortile
S10		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area impianto	Canale Acqua-Mare
S11		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area stoccaggi	Canale Acqua-Mare
S12		Acque di processo	Fognatura oleosa consortile
S13*		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area impianto	Fognatura oleosa consortile
S14*		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area stoccaggi	Fognatura oleosa consortile

* Le vasche meteoriche di seconda pioggia ubicate in area impianto ed in area stoccaggi sono dotate di sistemi di campionamento e monitoraggio in linea. In caso di superamento dei limiti ammessi dalla Delib. G.R. n.69/25 del 10.12.2008, le acque **non** saranno inviate nel canale acqua mare ma convogliate nella fognatura oleosa consortile.

ART. 12 – EMISSIONI IDRICHE - AUTOCONTROLLI

1. Per la determinazione analitica dei parametri di cui alla tabella 7 si dovrà ricorrere ad un campionamento medio composito nelle tre ore per tutti i parametri. Per questi dovranno essere effettuati tre campionamenti istantanei nell'arco delle tre ore da analizzare separatamente e, nei rapporti di prova, dovranno essere riportati i risultati delle analisi dei singoli campionamenti e il valore medio-ponderato sulla base delle portate registrate.

Tabella 7 – Parametri analitici da sottoporre a controllo nei reflui

Parametro	Unità di misura	Note	Parametro	Unità di misura	Note
Portata	m ³ /h	Per tutti gli scarichi	Arsenico	mg/l	
Temperatura	°C	"	Bario	"	"
pH	-	"	Boro	"	"
Conducibilità	µS/cm	"	Cadmio	"	"
Materiali grossolani	-	"	Cromo III	"	"
BOD ₅	mg O ₂ /l	"	Cromo VI	"	"
COD	mg O ₂ /l	"	Manganese	"	"
COT		"	Mercurio	"	"
Materiali sedimentabili	mg/l	"	Nichel	"	"
Materiali in sospensione totali	mg/l	"	Piombo	"	"
Silicati	"	"	Rame	"	"

Parametro	Unità di misura	Note	Parametro	Unità di misura	Note
Fosfati	"	"	Selenio	"	"
Ferro	"	"	Stagno	"	"
Azoto totale	"	"	Zinco	"	"
Azoto nitrico	"	"	Cianuri totali	"	"
Azoto nitroso	"	"	Cloro attivo libero	"	per S3 e S4
Azoto ammoniacale	"	"	Cloruri	"	"
Idrocarburi totali	"	"	IPA	"	"
Fluoruri	"	"	Pesticidi clorurati	"	"
Alluminio	"	"	Pesticidi fosforati	"	"

Nota: in caso di scarico nei punti S13 e S14, si applicano i controlli previsti dalla presente tabella.

2. Per la frequenza e la determinazione dei parametri di cui alla Tabella 7 si dovrà far riferimento a quanto previsto nel "Piano di monitoraggio e controllo" validato da ARPAS e approvato da questa Amministrazione Provinciale.

3. Per l'effettuazione degli autocontrolli dovranno essere utilizzati i metodi normati. Tali metodi dovranno essere riportati nel PMC e ad essi dovranno essere associati, ove necessario, i corrispondenti metodi di estrazione e/o preparazione e i riferimenti per la stima dell'incertezza di misura. Potranno essere utilizzati metodi alternativi, preventivamente concordati con l'ARPAS, a condizione che garantiscano prestazioni equivalenti in termini di sensibilità, accuratezza e precisione.

4. I parametri analitici oggetto dell'autocontrollo nonché le frequenze di controllo potranno essere aggiornati alla luce degli esiti delle analisi eseguite nel primo anno di esercizio.

5. Si prescrive per gli scarichi S3 e S4, relativamente allo scarico dell'acqua mare di raffreddamento, il monitoraggio dei parametri previsti dall'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.. Il Gestore dovrà altresì prevedere l'installazione di un misuratore di portata e di temperatura in continuo i cui dati dovranno essere acquisiti e registrati in impianto.

6. I rapporti di prova relativi agli autocontrolli dovranno essere prodotti in originale o in copia resa conforme, timbrati e firmati da professionista abilitato, dovranno essere trasmessi alla Provincia di Sassari, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari, entro 60 giorni dall'esecuzione dei campionamenti. I dati numerici e i risultati dei rapporti di prova dovranno essere presentati anche in formato elettronico elaborabile (.xls, .ods o .csv).

ART. 13 - AREE E DISPOSITIVI STOCCAGGIO MATERIE PRIME

1. Le materie prime ausiliarie e i materiali dovranno essere stoccati nelle aree e nei dispositivi (serbatoi, silos, big bags, fusti, porta-feed) individuati nell'Allegato 2e della domanda di A.I.A. e descritti nell'allegato I del presente provvedimento.

2. Le aree e i dispositivi di stoccaggio dovranno essere realizzati e gestiti in conformità ai criteri stabiliti dal *Bref Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage* (July 2006). In particolare le aree e i dispositivi dovranno rispondere ai seguenti criteri:

- i serbatoi, a tenuta stagna e impermeabilizzati, dovranno possedere adeguati requisiti di resistenza meccanica e chimica in relazione alle proprietà chimico fisiche e di pericolosità dei materiali contenuti e dovranno avere idonea colorazione;
- i serbatoi dovranno essere dotati di dispositivi atti a rendere sicure e agevoli le operazioni di riempimento, svuotamento, movimentazione e ispezione;
- i serbatoi dovranno riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% della loro capacità e dovranno essere posti su supporti in modo da evidenziare eventuali perdite;
- al fine di garantire il contenimento di potenziali sversamenti dei liquidi stoccati, i serbatoi dovranno essere contenuti all'interno di un bacino di contenimento di capacità pari ad almeno il 30% della capacità complessiva di stoccaggio e comunque, almeno pari al 110% del volume del serbatoio di maggiore capacità;
- i dispositivi di stoccaggio dovranno essere chiaramente identificati e contrassegnati con etichette o targhe ben visibili indicanti lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei

17/25

materiali stoccati, nonché le norme di comportamento per la manipolazione e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente;

- tutte le aree dedicate alle operazioni di carico e scarico, stoccaggio e movimentazione delle materie prime ausiliarie dovranno essere pavimentate, impermeabilizzate, cordolate e dotate di adeguate pendenze e di una rete di drenaggio e captazione delle acque meteoriche e di lavaggio.

3. Le aree dedicate al deposito del combustibile non pavimentate dovranno essere gestite e mantenute secondo criteri di cautela e prevenzione di eventuali contaminazioni del suolo.

4. In caso di sversamenti accidentali, la pulizia delle superfici interessate dovrà essere tempestivamente eseguita con idonei materiali inerti assorbenti, in relazione alla tipologia di materiali sversati. I materiali residui derivati dalle predette operazioni dovranno essere smaltiti in conformità alla vigente normativa sui rifiuti.

ART. 14 - EMISSIONI SONORE

1. Dovranno essere adottate adeguate misure di contenimento delle emissioni sonore dell'impianto IPPC, tra cui la scelta delle apparecchiature, dei materiali dei fabbricati, l'isolamento fonoassorbente delle apparecchiature più rumorose e, ove tecnicamente possibile, l'installazione in ambiente confinato.

2. Il Gestore deve recepire le osservazioni riportate dall'ARPAS Dipartimento di Sassari nel parere del 12/02/2014 prot. n. 5019 e discusse in conferenza di servizi, provvedendo a modificare la valutazione dei limiti di emissione riferendoli al complesso IPPC e non al perimetro dell'intero stabilimento.

3. In assenza di una classificazione acustica del territorio comunale, dovranno essere rispettati i limiti di immissione previsti dal D.P.C.M. 14/11/1997 per la "Zona esclusivamente industriale" nella quale l'area di centrale ricade in base al P.R.G. del Comune di Porto Torres. Qualora il Comune di Porto Torres dovesse dotarsi di tale strumento dovranno essere rispettati i valori limite di immissione stabiliti dalla Zonizzazione Acustica Comunale, redatta ai sensi dell'art. 6 della Legge 447/95.

4. Entro sei mesi dall'avvio del complesso IPPC, il Gestore è tenuto a effettuare la valutazione di Impatto Acustico, secondo quanto disposto dall'art. 8 della Legge 447/95 e dalle Direttive Regionali di cui alla Deliberazione R.A.S. n. 62/9 del 14/11/2008, e ad aggiornarla periodicamente con cadenza almeno triennale, ovvero a seguito di modifiche significative ai fini delle emissioni sonore delle attività, così come stabilito nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

ART. 15 - GESTIONE RIFIUTI

1. La gestione dei rifiuti prodotti nel complesso IPPC, di cui i principali CER sono riportati nella seguente Tabella 8, dovrà essere effettuata nel rispetto delle prescrizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs. 152/2006, e in particolare le condizioni previste all'art. 183, comma 1, lettera *bb* relative al deposito temporaneo.

2. Il deposito temporaneo dei rifiuti dovrà essere attuato nelle aree indicate nella planimetria di cui all'allegato 2e alla domanda di A.I.A., parte integrante della presente autorizzazione.

3. Nel deposito temporaneo rifiuti le aree dedicate ai rifiuti destinati allo smaltimento dovranno essere separate da quelle preposte ai rifiuti destinati al recupero.

4. Tutte le aree di deposito e le aree di sosta/manovra dei mezzi dovranno essere ben delimitate. Dovranno essere realizzate su superfici impermeabili, dotate di adeguate pendenze, delimitate da cordoli o da bacini di contenimento e, ove necessario, dotate di copertura.

5. Le aree di deposito dei rifiuti dovranno essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica ben visibile indicante, denominazioni, codici, stato fisico e caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati, nonché le norme di comportamento per la manipolazione e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente.

6. Tutti i contenitori dovranno essere contrassegnati con etichette o targhe ben visibili per dimensione e collocazione indicanti la classificazione, lo stato fisico, la tipologia e la pericolosità dei rifiuti stessi.

7. La movimentazione e l'imballaggio dei rifiuti dovrà avvenire nel rispetto delle norme tecniche e conformemente alle disposizioni relative al loro trasporto.

8. Qualora a seguito della messa in esercizio degli impianti si dovesse rilevare la produzione di ulteriori rifiuti o i C.E.R. riportati in Tabella 8 dovessero risultare non idonei, il Gestore dovrà comunicarlo a questa amministrazione per le necessarie valutazioni.

9. In merito alla gestione delle ceneri prodotte dal complesso IPPC, questa Amministrazione si riserva di valutare ulteriori prescrizioni a seguito delle risultanze delle campagne di Monitoraggio previste dal comma 9 art. 4 del presente provvedimento.

40

Tabella 8 – Rifiuti prodotti

Codice CER	Descrizione rifiuto	Stato fisico	Quantità annua prodotta regime (t/anno)	Fasi/ Impianti di provenienza (rif.to: Scheda 1)	Area Stoccaggio	Disposit. stoccaggio	Destinazione Finale
100101	Ceneri pesanti da combustione biomassa	Solido non polverulento	16200	1	AS-6/DT2	Cassoni scarrabili	R13, D15 (+)
100118*	Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, contenenti sostanze pericolose (ceneri da filtri a maniche)	Solido polverulento	8850	2	50-S-001A-B	Silos	D15
100103	Ceneri leggere di torba e di legno non trattato (ceneri leggere da cicione)	Solido polverulento	5550	2	50-S-002A-B	Silos	R13, D15 (+)
100122	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie, contenenti sostanze pericolose	Fangoso palabile	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/ contenitori (cassoni) tendonati	D15
130208*	Olio esausto	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/bulk	R13
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori (cassoni) scoperti o telonati	R13
150103	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	...	R13
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori (cassoni) scoperti o telonati	D15
150202*	Absorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
150203	Absorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Cassoni scarrabili	D15
160303*	Rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160305*	Rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	2	DT1	Fusti/big bags	R13, D15 (+)
161001*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Cisterna	D15
161002	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Cisterna	D15
161105*	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
170106*	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15

Codice CER	Descrizione rifiuto	Stato fisico	Quantità annua prodotta regime (t/anno)	Fasi/Impianti di provenienza (rif.to: Scheda 1)	Area Stoccaggio	Disposit. stoccaggio	Destinazione Finale
170203	Plastica	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	R13
170204*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
170402	Alluminio - lamierini	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/fusti	R13
170405	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/fusti	R13
170407	Ferro e acciaio (metallo misto)	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/fusti	R13
170409*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/fusti	D15
170411	Cavi elettrici	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	R13
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Big bags	D15
200101	Carta e cartone	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati	R13

(#) Rifiuti non impiegati direttamente nel processo ma legati all'attività di manutenzione, bonifica o demolizione di impianti o parti di essi e pertanto possono variare in tipologia ed in quantità.

(+) L'esatto destino delle ceneri prodotte potrà essere definito solo a valle di una loro classificazione a fronte di adeguate caratterizzazioni chimiche.

ART. 16 – PROTEZIONE DEL SUOLO E DELLE ACQUE SOTTERRANEE

1. Analogamente a quanto prescritto per le aree dedicate alla movimentazione e allo stoccaggio di materiali e rifiuti, le aree dei reparti produttivi dovranno essere dotate di pavimentazione impermeabile con cordolo perimetrale di contenimento opportunamente dimensionato per contenere eventuali spandimenti.
2. Dovrà essere garantita la costante pulizia delle aree di movimentazione, produzione e stoccaggio.
3. Il Gestore dovrà segnalare tempestivamente agli Enti competenti ogni eventuale incidente o altro evento eccezionale che possa causare inquinamento del suolo.
4. Al fine di garantire un adeguato livello di protezione della falda, il Gestore dovrà valutare eventuali impatti collegati alla gestione del complesso IPPC oggetto dell'autorizzazione e accertare che questi non interferiscano con la bonifica definitiva della falda stessa. Inoltre dovrà essere garantito un costante monitoraggio delle acque sotterranee. Il monitoraggio potrà anche essere condotto alla società Syndial S.p.A sul piezometro che insiste sull'area.

ART. 17 – SICUREZZA E NORME ANTINCENDIO

1. Il complesso IPPC dovrà essere dotato di sistema antincendio conforme alle norme tecniche del settore e alle indicazioni del CPI rilasciato dal competente comando dei Vigili del Fuoco.
2. Nella gestione del complesso IPPC oggetto della presente autorizzazione, dovranno essere rispettate tutte le prescrizioni in materia di igiene e sicurezza sul lavoro stabilite dalla normativa vigente.

ART. 18 – ALTRE PRESCRIZIONI AMBIENTALI

1. Al fine di contribuire al risparmio energetico e alla riduzione dell'inquinamento luminoso, l'impianto di illuminazione esterna delle aree d'intervento dovrà essere realizzato nel rispetto dei criteri e delle disposizioni di cui alla DGR 60/23 del 2008.
2. Compatibilmente con le esigenze progettuali dovrà essere realizzata una barriera verde perimetrale alle aree di pertinenza dell'impianto, attraverso la messa a dimora di specie arboree e arbustive autoctone sempreverdi, in modo da costituire una schermatura utile a limitare l'impatto visivo, acustico e atmosferico.
3. Al fine di ridurre l'utilizzo di risorsa idrica, dovranno essere messi in atto tutti gli accorgimenti e le tecnologie che consentano di ottimizzare e, ove possibile, riutilizzare, i reflui di impianto, sia di processo che di origine meteorica.

ART. 19 - GESTIONE E MANUTENZIONE DEGLI IMPIANTI

1. Le attività del complesso IPPC dovranno essere condotte in modo tale da garantire, in condizioni di normale esercizio, il rispetto dei limiti stabiliti nella presente autorizzazione e da prevenire e minimizzare l'impatto ambientale in tutte le condizioni di funzionamento previste nel "*Piano di Gestione delle Emergenze*" tramite l'applicazione delle relative procedure.
2. Le operazioni di manutenzione parziale e totale del complesso IPPC in tutte le sue componenti (sistema abbattimento fumi, servizi ausiliari, rete fognaria, aree e dispositivi di stoccaggio del combustibile, aree e dispositivi di deposito relativi a rifiuti, materie prime) dovranno essere eseguite con frequenza tale da mantenere costante l'efficienza delle stesse.

ART. 20 – REGISTRI DI IMPIANTO

1. Dovrà essere predisposto per ciascun impianto facente parte del complesso IPPC un apposito registro, con pagine numerate e firmate dal Responsabile dell'impianto, in cui dovrà essere annotato quanto di seguito specificato:

- quantitativi mensili di combustibile biomassa (suddiviso per tipologia) e GPL utilizzato in impianto;
- quantitativi mensili di materie prime ausiliarie utilizzate;
- quantitativi mensili di energia e vapore prodotto;
- quantitativi mensili di rifiuti prodotti e gestiti, distinti per codice CER e loro caratterizzazione e destinazione finale;
- quantitativi mensili di energia consumata per usi interni;

- interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria e relativa data riguardanti il sistema trattamento fumi e i sistemi di filtrazione dei diversi silos presenti in impianto;
- guasti, malfunzionamenti, interruzioni di funzionamento relativi agli impianti produttivi e ai sistemi di abbattimento degli inquinanti, con indicazione di orario e durata dell'evento, delle cause presumibili e delle azioni intraprese per il ripristino;
- data, ora e risultati dei controlli richiesti dalla presente autorizzazione, con allegati i rapporti di prova, nonché le caratteristiche di marcia degli impianti produttivi e dei sistemi di abbattimento degli inquinanti nel corso dei prelievi.

2. Detti registri dovranno essere resi disponibili ogni qualvolta ne venga fatta richiesta dagli Organi di Controllo.

ART. 21 - ALTRI OBBLIGHI DI COMUNICAZIONE

1. Il Gestore è tenuto a trasmettere a questa Provincia, al Comune di Porto Torres e all'ARPAS Dipartimento di Sassari entro il 30 aprile di ogni anno, una relazione descrittiva, relativa all'anno precedente, del monitoraggio effettuato ai sensi di quanto riportato nel Piano di Monitoraggio e Controllo e che evidenzia la conformità dell'esercizio del complesso IPPC alle condizioni prescritte nell'A.I.A.; tale relazione, da presentare sia in formato cartaceo che digitale, dovrà contenere:

- risultati degli autocontrolli sulle emissioni in atmosfera, odorigene e sonore, nei reflui e nelle acque sotterranee, correlabili ai rapporti di prova ad essi relativi, in formato elettronico tale da permettere l'elaborazione dei dati;
- ore di funzionamento degli impianti;
- consumi di energia;
- consumi e provenienza della risorsa idrica;
- consumi di materie prime e loro caratteristiche, compresi i risultati analitici sulla biomassa in ingresso;
- quantitativi annui di rifiuti prodotti e gestiti, distinti per codice CER e loro caratterizzazione e destinazione finale;
- malfunzionamenti degli impianti, manutenzioni ordinarie e straordinarie e interventi impiantistici realizzati;
- analisi dell'eventuale evoluzione della filiera produttiva locale in relazione alle biomasse erbacee residuali di interesse per la centrale;
- risultati delle attività di ricerca miranti alla individuazione di nuovi processi e materie prime e ausiliarie a basso grado di pericolosità;
- analisi relativa al recepimento delle prescrizioni e delle misure di mitigazione previste.

2. Il Gestore è tenuto a trasmettere a questa Provincia e al Ministero dell'Ambiente, tramite l'ISPRA, entro il 30 aprile di ogni anno, la comunicazione di cui all'art. 29-undecies del D.Lgs 152/06 s.m.i. e all'art. 4 del D.P.R. 11 luglio 2011 n° 157 con i contenuti, le modalità e il formato stabiliti dall'allegato II del medesimo D.P.R..

DISPOSIZIONI FINALI

ART. 22 - DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

1. Il Gestore sarà tenuto a comunicare, con preavviso non inferiore a 6 mesi, la data di fine esercizio delle attività autorizzate e a predisporre un opportuno piano di dismissione del sito ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale, con relativo cronoprogramma. Il piano di dismissione dovrà in particolare tenere conto delle problematiche legate ai seguenti aspetti:

- bonifica e ripristino delle condizioni del sito, con sistemazione dell'area in oggetto, compatibilmente con quanto previsto dalla pianificazione locale;
- gestione delle apparecchiature dismesse e delle scorte di magazzino.

ART. 23 - DURATA DELL'A.I.A.

1. La presente autorizzazione ha durata di 5 anni decorrenti dalla data di rilascio. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del D.Lgs 152/2006, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata a questa amministrazione sei mesi prima della citata scadenza.

ART. 24 - RIESAME DELL'A.I.A.

1. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., la presente autorizzazione sarà soggetta a riesame qualora si verificino le sottoindicate condizioni:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto sia tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentano una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richieda l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni legislative comunitarie o nazionali lo esigano.

ART. 25 - MODIFICA DELL'IMPIANTO O VARIAZIONE DEL GESTORE

1. Ai sensi dell'art. 29 nonies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., il Gestore è tenuto a comunicare a questa Provincia eventuali progetti di modifica del complesso IPPC. Qualora le modifiche risultino sostanziali, il Gestore dovrà inviare una nuova domanda di autorizzazione corredata da una relazione contenente un aggiornamento delle informazioni di cui art. 29 ter, commi 1 e 2 del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.

2. Il Gestore è tenuto a comunicare a questa Provincia l'eventuale variazione nella titolarità della gestione dell'impianto ai sensi dell'art. 29 nonies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.

ART. 26 - ONERI DI CONTROLLO

1. Il Gestore è obbligato al pagamento all'ARPAS della tariffa relativa alle attività di controllo, secondo quanto previsto dal Decreto Ministeriale 24 aprile 2008. La quietanza della prima annualità dovrà essere versata secondo le indicazioni dell'ARPAS e allegata alla comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del D.Lgs 152/2006. Ai fini dei successivi controlli annuali programmati, e riportati nel Piano di monitoraggio, la tariffa relativa ai controlli dovrà essere pagata entro il 30 gennaio relativamente all'anno in corso.

2. Il Gestore dovrà elaborare la proposta di calcolo della tariffa controlli utilizzando il foglio di calcolo excel presente nel sito web ARPAS e secondo quanto contenuto nel D.M. 24/4/2008 (allegati IV e V) e dovrà trasmetterla a questa Amministrazione e all'ARPAS (Direzione Tecnico Scientifica e Dipartimento di competenza) che procederà alla validazione del calcolo.

3. Il mancato pagamento della tariffe dovute determinerà l'applicazione delle misure di cui all'art. 29-decies del D.Lgs 152/2006 e il pagamento della sanzione di cui all'art. 29-quattordices del D.Lgs 152/2006.

ART. 27 - ALTRI OBBLIGHI

1. Il Gestore è tenuto alla osservanza delle condizioni indicate nel presente provvedimento e nei suoi allegati, nonché al rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs 152/2006 e alle Linee guida regionali in materia di A.I.A..

2. Il Gestore dovrà adeguarsi ad eventuali integrazioni e/o modifiche normative in materia ambientale ed igienico sanitaria che dovessero entrare in vigore successivamente al rilascio della presente autorizzazione.

4. Ai sensi dell'art. 29-decies, comma 5, del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. il Gestore dovrà fornire tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa al complesso IPPC autorizzato, per prelevare i campioni e per raccogliere qualsiasi informazione necessaria ai fini della protezione ambientale.

5. Il Gestore, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 3, del D.Lgs 152/2006, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, è tenuto a informare tempestivamente questa Provincia e l'ARPAS sull'evento incidentale, nonché a comunicare i risultati sui controlli delle emissioni relative all'impianto.

6. Copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento, dei risultati del controllo delle emissioni richieste dalle condizioni del presente provvedimento, dei registri di impianto dovrà essere conservata all'interno dell'impianto.

ART. 28 - INOSSERVANZA PRESCRIZIONI E SANZIONI

1. L'attività di vigilanza, verifica e controllo sulla conformità dell'attività svolta alle condizioni e prescrizioni contenute nel presente provvedimento sono esercitate da questa amministrazione provinciale e dal Dipartimento Provinciale di Sassari dell'ARPAS.

2. Qualora vengano riscontrate inosservanze sulle prescrizioni autorizzatorie e situazioni di non conformità nella conduzione dell'attività autorizzata e, in particolare, caso di:

- Omissione della comunicazioni di cui all'art. 29-decies, comma 1, del D.Lgs 152/2006;
- Mancata trasmissione dei dati ambientali;
- Mancato pagamento della tariffe sui controlli.

si procederà ai sensi di quanto stabilito dell'art. 29-decies, comma 9, del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., secondo la gravità delle infrazioni:

- a) alla diffida, assegnando un termine entro il quale devono essere eliminate le irregolarità;
- b) alla diffida e contestuale sospensione dell'attività autorizzata, per un tempo determinato, qualora si manifestino situazioni di pericolo per l'ambiente;
- c) alla revoca dell'A.I.A. e alla chiusura degli impianti del complesso autorizzato, in caso di mancato adeguamento alle prescrizioni imposte con la diffida e in caso di reiterate violazioni che determinino situazioni di pericolo e di danno per l'ambiente.

3. Nei casi di accertate violazioni delle condizioni di esercizio del complesso IPPC autorizzato verranno applicate le sanzioni previste dall'art. 29-quattordices del D.Lgs 152/2006, salvo che il fatto costituisca reato ed in tal caso ne verrà informata la competente Autorità Giudiziaria.

ART. 29 - AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del D.Lgs 152/2006 non sostituisce nessuna autorizzazione precedente in quanto trattasi di nuovo impianto.

2. La presente autorizzazione non esime il Gestore dal munirsi di tutte le eventuali ulteriori autorizzazioni di competenza di altri Enti.

ART. 30 - RICORSO.

1. Avverso la presente Autorizzazione è ammesso ricorso al TAR Sardegna nel termine perentorio di 60 giorni dalla data di ricevimento del presente atto o al Capo dello stato entro 120 giorni.

ART. 31 - RINVII

1. Per quanto non esplicitamente previsto nelle prescrizioni sopra esposte la società autorizzata dovrà osservare il rispetto delle normative vigenti.

2. Per quanto non esplicitamente disciplinato o illustrato negli articoli che precedono viene fatto riferimento agli Allegati I, II e III al presente provvedimento, di cui costituiscono parte integrante e sostanziale.

ART. 32 - ACCESSO PUBBLICO ALLE INFORMAZIONI

1. Ai sensi degli artt. 29-quater, comma 13, e 29-decies, comma 2, del D.Lgs 152/2006, copia del presente provvedimento e dei dati ambientali relativi al Piano di Monitoraggio e Controllo saranno messi a disposizione del pubblico presso il sito internet della Provincia di Sassari, nonché presso gli uffici dell'Amministrazione Provinciale siti in Sassari, via L. Auzzas, 7, Loc. Balduca

Servizio V - Valutazioni Ambientali, A.I.A., Opere Idrauliche

Resp. Servizio. V. Cabras

Istr. Tec. Ing. N. Sitzia

Per.Ind. Gavina Muzzetto

IL DIRIGENTE

Ing. Antonio Zara



1. PREMESSA

Nel presente allegato sono riportate le informazioni relative al progetto, oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, denominato "Centrale a Biomasse - Comune di Porto Torres", presentato dalla società *Enipower S.p.A.*

Servizio V - Valutazioni Ambientali, AIA e Opere Idrauliche

Resp. Servizio. V. Cabras *V. Cabras*

Istr. Tec. P. Ind. G. Muzzetto *G. Muzzetto*

Istr. Tec. Ing. N. Sitzia *N. Sitzia*

IL DIRIGENTE
Ing. Antonio Zara

Antonio Zara





ALLEGATO I (A.I.A. n. 01 del 18/03/2014)

1. PREMESSA

Nel presente allegato sono riportate le informazioni relative al progetto, oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, denominato "Centrale a Biomassa di Porto Torres", presentato dalla società *Eni Power S.p.A.* Il progetto si propone di realizzare un complesso costituito da una Centrale alimentata a biomasse vegetali solide e da una caldaia di riserva alimentata a GPL da installare nel sito produttivo di Porto Torres (SS).

Le informazioni qui contenute sono tratte dalla documentazione presentata dal Gestore, parte integrante degli atti istruttori del procedimento.

L'intervento, che rientra tra le attività IPPC di cui all'allegato VIII alla parte II punto 1.1 del D.Lgs 152/2006 "Impianto di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW", è relativo ad una nuova Centrale alimentata a biomasse vegetali solide.

Il progetto si inserisce in un'iniziativa di investimento più ampia che ha la finalità di riconvertire gli stabilimenti dell'esistente sito petrolchimico, basati sulla produzione di etilene e derivati da materie prime fossili, e trasformarli progressivamente in un polo produttivo e di ricerca nell'ambito della "Chimica Verde".

Il progetto *Polo Verde* è stato stato oggetto del *Protocollo di Intesa per la "Chimica Verde" a Porto Torres* siglato il 26 maggio 2011 tra società interessate all'area, Presidenza del Consiglio e Ministeri, enti locali e parti sociali. Le finalità principali del protocollo sono quelle di favorire la riconversione industriale del sito petrolchimico di Porto Torres in un polo di produzione di materiali "Biodegradabili" che costituisca volano per la ripresa dell'economia locale del comparto chimico e di quelli collegati dell'agricoltura, della ricerca e dell'innovazione e di accelerare gli interventi di bonifica ambientale.

L'impianto è stato dimensionato prendendo in considerazione sia la disponibilità futura di biomassa derivante dalla filiera agro-industriale prevista per lo sviluppo della Chimica Verde, oppure in alternativa e/o ad integrazione quella proveniente dalle attività agricole tradizionali (residui di cereali, ramaglie di potatura dei fruttiferi, della vite e dell'olivo) e dalla gestione del patrimonio forestale, sia i fabbisogni di vapore ed energia elettrica degli impianti che saranno operativi nella configurazione a regime (2016).

Il fabbisogno di energia previsto per gli impianti futuri sarà infatti così ripartito tra le varie società coinsediate nello stabilimento:

	VAPORE	ENERGIA ELETTRICA
Impianti Matrica fase 3	45 t/h	25 MW
Impianti Versalis e servizi connessi	30 t/h	18 MW
Totale	75 t/h	43 MW

É inoltre stata individuata come attività tecnicamente connessa l'area dedicata allo stoccaggio della biomassa.

Il progetto proposto è stato sottoposto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. e della Delibera Regionale D.G.R. n. 24/23 del 23 aprile 2008 (oggi sostituita dalla Delib.G.R. n. 34/33 del 7 agosto 2012), che si è conclusa con il parere di compatibilità ambientale alla realizzazione espresso dalla D.G.R. n. 1/44 del 17.01.2014.

2. GENERALITÀ SUL COMPLESSO IPPC

Vengono di seguito schematizzate le informazioni generali sul complesso IPPC oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale:

Attività IPPC:

- **Codice attività: 1.1**

Impianto di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW

- **Capacità produttiva**

1. "CALDAIA A BIOMASSA" con potenza termica di combustione pari a 135 MWt, corrispondenti ad una potenza elettrica installata di 43,57 MWe.

2. "CALDAIA AUSILIARIA" alimentata a GPL con potenza termica di combustione pari a 70 MWt.

- **Numero di addetti**

50

- **Classificazione NACE**

Codice NACE: 11.40 (35.11 del Regolamento CE 1893/2006) - Processi di combustione in centrali elettriche e industria

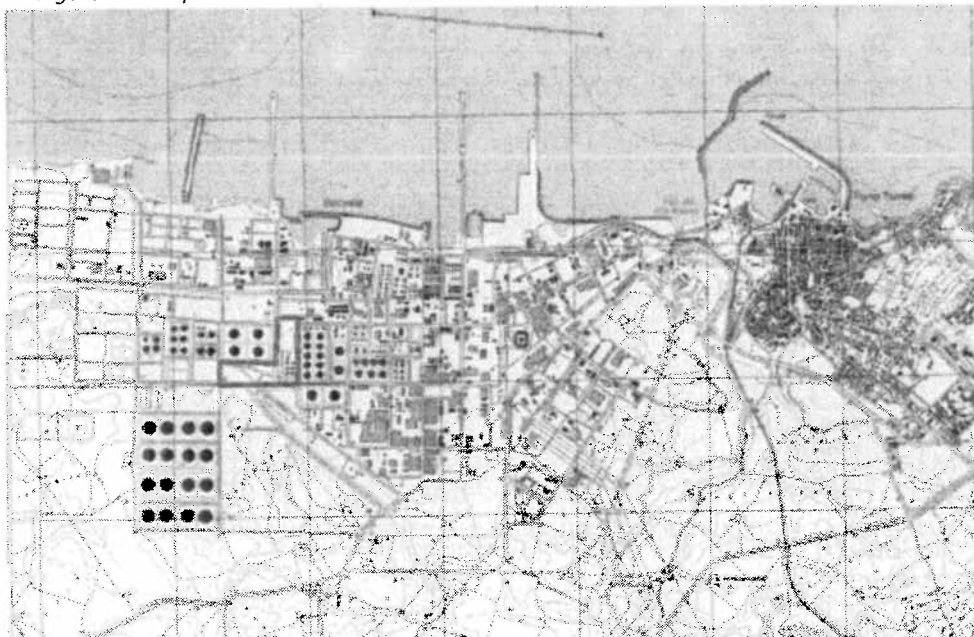
- **Classificazione NOSE-P**

Codici NOSE: 101.02 - Processi di combustione >50 e <300 MW (Intero gruppo)

3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

L'attività IPPC 1.1 in progetto insisterà nella Zona Industriale "La Marinella" del Comune di Porto Torres, facente parte dell'area di sviluppo industriale del Consorzio Industriale Provinciale CIP-SS, delimitata a nord dalla linea di costa che si affaccia sul golfo dell'Asinara, ad est dal Rio Mannu e ad ovest dallo stagno di Pilo.

Figura 1 - Inquadramento territoriale



63



Il territorio è quasi completamente pianeggiante, qualche asperità è presente a sud dell'insediamento industriale.

L'area dista circa 24 km dall'aeroporto di Alghero - Fertilia ed è ubicata in prossimità del porto industriale di Porto Torres. Il sito è ben collegato con la principale via di trasporto dell'Isola la S.S. n. 131 "Carlo Felice", che permette di raggiungere facilmente gli altri porti sardi.

Di seguito sono riportati i dati relativi alla superficie del complesso IPPC e i dati catastali dell'area interessata dagli interventi:

Tabella 1 - Superficie complesso IPPC

Totale	Superficie dell'impianto [m ²]		
	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
101.940	19.810	24.100	65.950

Tabella 2 - Dati catastali

Tipo di superficie	Dati catastali	
	Numero del foglio	Particella
Industriale	11	340 parte, 316 parte, 329 parte, 354, 107

L'area destinata agli interventi oggetto dell'autorizzazione ricade all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Porto Torres, istituito con l'articolo 14 della Legge 31 luglio 2002 n. 179 e la cui perimetrazione è stata individuata con il Decreto del Ministero dell'Ambiente del 7 febbraio 2003 e successivamente ampliata con il Decreto del Ministero dell'Ambiente del 3 agosto 2005.

Le aree indicate in tabella 2 sono state già nella disponibilità di Enipower in seguito alla consegna effettuata da Syndial in data 12.04.2012 a fronte di una stipula di contratto di comodato sottoscritto in data 14.02.2012 e scaduto in data 30.06.2012, al fine dell'esecuzione delle indagini geognostiche e rilievi topografici. In data 20.07.2012 fra Enipower e Syndial è stato sottoscritto un contratto

292

preliminare di compravendita, con il quale Syndial è impegnata nelle attività di bonifica del sito mentre Enipower realizzerà la nuova centrale elettrica.

La società Syndial S.p.A, titolare del procedimento di bonifica dei suoli e della falda, ha avviato a partire dal 2004 nell'area SIN di sua pertinenza una serie di attività preliminari alla bonifica, comprendenti la caratterizzazione dei terreni e delle acque di falda oltre alla conseguente elaborazione dell'analisi di rischio sanitaria ed ambientale ai sensi della normativa vigente, approvata dagli enti competenti in data 11 gennaio 2011.

Contestualmente Syndial ha portato avanti le attività di messa in sicurezza di emergenza mediante realizzazione di barriera idraulica e sistema di raccolta del surnatante.

Il Progetto operativo di bonifica della falda è stato presentato agli enti in data 30 luglio 2010 e in data 30.09.2010 il progetto Basic Ingegneristico dell'impianto Trattamento Acque di falda (TAF). I progetti citati sono stati approvati dal MATTM in conferenza di servizi decisoria in data 14.10.2011 ed è stato emesso in data 08.11.2011 il Decreto d'Urgenza concernente la definitiva approvazione dei progetti citati.

Con il *Decreto direttoriale concernente il provvedimento finale di adozione ex articolo 14 ter Legge 7 agosto 1990 delle determinazioni conclusive della Conferenza dei Servizi Decisoria relativa al sito di bonifica di interesse nazionale delle "Aree Industriali di Porto Torres" del 17.07.2013* (prot. 4408/TRI/DI/B del 26 luglio 2013) il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha ritenuto riutilizzabile l'area in oggetto per l'esercizio dell'impianto, subordinando la restituzione all'uso al rispetto delle condizioni indicate nel verbale allegato al Decreto stesso.

Tutte le attività di messa in opera e di esercizio degli impianti dovranno garantire l'assenza di interferenze con il Progetto operativo di bonifica delle acque di falda.

4. INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO

Il progetto preso in esame si propone di realizzare un complesso costituito da una Centrale alimentata a biomasse vegetali solide con potenza termica di combustione pari a 135 MWt, corrispondenti ad una potenza elettrica installata di 43,57 MWe, e da una caldaia di riserva alimentata a GPL con potenza termica di combustione pari a 70 MWt..

La Centrale a combustibile vegetale sarà alimentata dalla futura biomassa residuale definita come sottoprodotto derivante dalla filiera agro-industriale prevista per lo sviluppo della Chimica Verde, oppure in alternativa e/o ad integrazione da quella proveniente dalle attività agricole tradizionali (residui di cereali, ramaglie di potatura dei fruttiferi, della vite e dell'olivo) e/o dalla gestione del patrimonio forestale e opererà in regime di cogenerazione.

Gli impianti destinati all'autoproduzione dovranno coprire i fabbisogni di vapore ed energia elettrica degli impianti che saranno operativi nella configurazione a regime (2016).

4.1. Il progetto in relazione alla programmazione comunitaria

La Direttiva 2009/28/CE muove dall'intento virtuoso di diffondere tra gli Stati membri un maggiore ricorso all'energia da fonti rinnovabili, congiuntamente all'introduzione di politiche volte a conseguire una maggiore efficienza e risparmio energetici quali contributi necessari a conseguire gli obiettivi del Protocollo di Kyoto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e degli ulteriori impegni assunti a livello comunitario ed internazionale nella riduzione delle emissioni in atmosfera dei gas ad effetto serra oltre il 2012. Altresì, è espressamente dichiarato nella Direttiva l'intento di utilizzare gli strumenti normativi incentivanti la produzione di energia rinnovabile per perseguire ulteriori importanti traguardi comunitari, quali una maggiore sicurezza e diversificazione nell'approvvigionamento energetico comunitario, nazionale e locale; la diminuzione delle distanze di trasporto dell'energia e la riduzione della dispersione energetica; il raggiungimento di nuovi progressi tecnologici, il fiorire di nuovi modelli imprenditoriali improntati alla green economy ed alla valorizzazione delle risorse disponibili localmente e

AG

la creazione di nuove opportunità occupazionali, specialmente nelle zone rurali e/o marginali, dove sono più complessi l'approvvigionamento energetico e l'attuazione di politiche di sviluppo tecnologico e sociale.

Coerenti con tali obiettivi diretti ed indiretti, sono le raccomandazioni relative alla sostenibilità ambientale dell'utilizzo delle biomasse solide e gassose per la produzione di energia elettrica, il riscaldamento ed il raffrescamento [COM(2010)], quali il divieto generale di approvvigionare la biomassa in aree forestali ad alto contenuto di carbonio o presso ambiti di rilevante valore ecologico e la trasparenza nell'approvvigionamento della biomassa e nella certificazione del beneficio raggiunto in termini di diminuzione totale delle emissioni di gas serra attraverso tutta la filiera produttiva dell'energia.

Anche la Politica Agricola Comune (PAC) promuove la valorizzazione delle biomasse residuali e/o dedicate di origine agricola per la produzione di energia rinnovabile, quale opportunità di integrazione/supporto al reddito agricolo, intervenendo con l'esenzione dall'obbligo di ritiro (set aside) delle superfici impiegate nella coltivazione di biocombustibili e incentivandone con regimi di aiuto l'aumento delle superfici massime dedicate a livello comunitario, pur all'interno dei criteri di rispetto della biodiversità ed evitando in alcun modo di provocare disequilibri di domanda ed offerta nel mercato dei prodotti alimentari.

In questo ambito si inserisce il protocollo di intesa per la "Chimica verde" a Porto Torres, del quale la centrale cogenerativa a biomasse solide è parte integrante. Nella fattispecie, l'impianto termoelettrico proposto è destinato a fornire l'energia termica e una parte dell'energia elettrica agli impianti destinati alla produzione di intermedi chimici e bioplastiche a partire da olio vegetale, di proprietà di Matrica, in attuazione a quanto previsto dal suddetto protocollo di intesa. Una quota dell'energia sarà, inoltre, fornita agli impianti residuali di Versalis Europa presenti anch'essi all'interno dello stabilimento petrolchimico di Porto Torres.

Il progetto valutato si fonda sull'utilizzo della biomassa residuale di cardo, in coltivazione industriale per l'approvvigionamento di granella secondo i fabbisogni delle attività bio-chimiche di Matrica, che ne estrae l'olio vegetale. Allo stato attuale, così come stabilito anche dalla D.G.R del 17 gennaio 2014 n. 1/44 di V.I.A. non è stato definito un chiaro sistema di approvvigionamento della biomassa volta a soddisfare la parziale richiesta di oli vegetali per gli impianti di Matrica e di conseguenza la totale richiesta di Enipower che dovrebbe recuperare gli scarti di lavorazione in regime di sottoprodotto.

Il Proponente dichiara che la centrale, inoltre, è progettata affinché i propri fabbisogni in biomassa possano essere soddisfatti attraverso l'approvvigionamento di più di un tipo di biomassa, senza che questo ne infici i rendimenti energetici e le performance ambientali; nella fattispecie, oltre alle paglie residuali di cardo possono essere utilizzati altri biocombustibili solidi, quali altre tipologie di residui di origine agricola, legnosi (ramaglie di potatura fruttiferi e aree verdi) ed erbacei (paglie di cereali estivi ed autunno-vernini), ma anche biomassa residuale di origine forestale.

4.2. Il progetto in relazione alla programmazione nazionale

La Direttiva 2009/29/CE attribuisce all'Italia l'obiettivo vincolante al 2020 di coprire il 17% dei propri consumi lordi di energia con energia da fonti rinnovabili. L'Italia, recependo l'obbligo procedurale di redigere un Piano di Azione Nazionale (PAN), ha delineato le traiettorie di sviluppo al 2020 della produzione di energia rinnovabile, nonché ha presentato il dettaglio delle strategie che intende adottare per il raggiungimento del suddetto obiettivo. In particolare, come da indicazione della Direttiva, sono stati fissati gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili nei seguenti settori:

- Riscaldamento e raffreddamento: 15,83% del consumo lordo nazionale al 2020 in questo settore (corrispondenti a 9.520 ktoe);
- Elettricità: 28,97% (9.112 ktoe);
- Trasporti: 10,06% (2.530 ktoe).

Il PAN sottolinea che la promozione del comparto delle biomasse dovrà essere organica, individuando misure volte ad incrementarne la disponibilità e lo sfruttamento ed indirizzandone l'impiego non soltanto alla sola generazione elettrica, ma a forme più convenienti ai fini della copertura degli utilizzi finali,

ovvero la produzione di calore per il soddisfacimento delle utenze termiche attraverso la cogenerazione.

In linea con gli obiettivi intermedi e finali per ogni settore, i Decreti e le Leggi nazionali che si sono susseguite per la definizione degli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili hanno maggiormente valorizzato forme di energia rispetto ad altre, piuttosto che premiato progetti e tecnologie a maggiore efficienza e/o caratterizzati da contenuti programmatici di più ampia portata e ricaduta sul tessuto economico e sociale regionale e locale e più efficaci nel perseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni e nel raggiungimento degli standard internazionali di sostenibilità ambientale.

In questo quadro normativo, il Proponente qualifica la Centrale come impianto di produzione energia elettrica e termica da fonte rinnovabile, che potrà partecipare ad un mercato regolato il quale, per la produzione di energia elettrica, prevede il riconoscimento da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) di un premio (variabile) ad integrazione del prezzo unico (PU) che consente una tariffa incentivante costante per l'energia elettrica netta prodotta e ceduta alla rete di trasmissione nazionale.

In particolare il sistema di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per gli impianti a biomasse solide di taglia superiore a 5 MWe, prevede:

- Premio per la quota parte di energia elettrica prodotta in cogenerazione ad alto rendimento;
- Premio sulla produzione di energia elettrica per gli impianti che raggiungono, in esercizio, limiti emissivi inferiori a determinati livelli di soglia, differenziati in base alla potenza termica dell'impianto.

4.3. Il progetto in relazione alla programmazione regionale

All'atto della presentazione del progetto il Proponente relaziona l'intervento con il Piano Energetico Ambientale della Sardegna (PEARS) adottato con D.G.R. n. 34/13 del 2.8.2006. Il Piano tuttavia non essendo stato approvato non ha acquisito efficacia nell'ambito della pianificazione energetica regionale.

Un riferimento certo è altresì contenuto nel D.M. Sviluppo 15 Marzo 2012 "Definizione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)" il quale all'art. 3 stabilisce come obiettivo finale vincolante al 2020 per la nostra Regione una quota di produzione da FER pari al 17,8%.

Il Proponente dichiara che il contributo della centrale al raggiungimento degli obiettivi obbligatori attribuiti alla Regione Sardegna, in materia di quota di consumo di energia da fonti rinnovabili (FER) sul consumo finale lordo regionale al 2020, è così rappresentato:

Tipologia di Fer	Obiettivi al 2020	Contributo Centrale	Contributo percentuale
	[ktep]		%
Fer-Elettriche	418,7	19,75	4,72
Fer-Termiche	248,7	37,29	15,00
Totale	667	57,04	8,55

I dati della tabella si riferiscono all'esercizio cogenerativo previsto dal protocollo sulla "Chimica Verde" (100% del carico, ovvero fase di massimo sviluppo, rendimento del 60%), ovvero metà del vapore prodotto viene destinato alla produzione di energia elettrica, l'altra metà viene convogliata come vapore tecnologico a Matrica.

4.4. Il progetto in relazione alla "Rete Natura 2000"

I SIC più prossimi all'area vasta di studio (pSIC ITB000002 - STAGNO DI PILO E STAGNO DI CASARACCIO; pSIC ITB000003 - STAGNO E GINEPRETO DI PLATAMONA) distano oltre 5 km in linea d'aria dalla centrale a biomassa e non sono quindi interferiti in maniera diretta dalla stessa. Eventuali potenziali impatti indotti dalla realizzazione e dall'esercizio della centrale sono stati opportunamente valutati nella VINCA allegata al SIA.

4.5. Il progetto in relazione al Piano Paesaggistico regionale

L'area in oggetto risulta compresa nella scheda d'ambito **n.14 - Golfo dell'Asinara** del Piano Paesaggistico Regionale che la inquadra appunto all'interno di un sito inquinato in presenza di attività produttive.

L'area su cui dovrà sorgere la centrale in progetto, pur trovandosi all'interno della fascia costiera (art.8, 17, 18, 19, 20 del Piano Paesaggistico Regionale), NON è compresa tra i beni paesaggistici. All'art.19, punto 3, troviamo infatti: "non sono comprese tra i beni elencati nel comma 1 le seguenti zone, così come individuate dagli strumenti urbanistici comunali:

- a) le zone omogenee A e B;
- b) le zone omogenee C con piani attuativi efficaci, realizzati in tutto o in parte, immediatamente contigue alle zone B di completamento;
- c) le zone omogenee D e G con piani attuativi efficaci, realizzati in tutto o in parte.

Nel caso in esame lo strumento urbanistico è il Piano Regolatore Territoriale dell'Area di Sviluppo Industriale di Sassari-Alghero-Porto Torres che individua l'area della centrale come facente parte delle superfici destinate alle industrie chimiche e petrolchimiche quindi assimilabile alla Zona D come "insediamento produttivo omogeneo". Lo stesso Piano Paesaggistico colloca il sito della centrale a biomassa di Porto Torres all'interno della categoria di paesaggio indicata come "Insediamenti Produttivi"; all'interno del PPR queste aree sono trattate all'artt. 91, 92, 93. Per tali aree il Piano prevede che i comuni e le province adeguino i propri strumenti urbanistici agli indirizzi previsti nell'art. 93.

La centrale a biomassa in progetto a Porto Torres, come evidenziato nella tavola 1A "Carta dei Vincoli Territoriali" allegata alla domanda di AIA, ricade inoltre all'interno dei Siti inquinati (art.41, 42, 43), per tali aree il PPR prevede: "nelle aree di compromissione ambientale dovuta alle attività minerarie dismesse, ai sedimenti ad agli impianti industriali dismessi, alle discariche dismesse o abusive, oltre alle operazioni di bonifica, di messa in sicurezza e recupero, gli interventi devono promuovere, ove possibile, il ripristino dei luoghi, anche al fine della valorizzazione turistico ambientale, tenendo conto della conservazione dell'identità storica e culturale del paesaggio. I piani di valorizzazione turistico ambientale sono ammessi solo se compatibili con i caratteri specifici del territorio".

4.6. Il progetto in relazione al Piano Regolatore Territoriale dell'Area di Sviluppo Industriale di Sassari - Alghero - Porto Torres

Il Piano Regolatore dell'Area di Sviluppo Industriale di Sassari-Porto Torres-Alghero produce gli stessi effetti giuridici del Piano Territoriale di Coordinamento. In base all'art.1 i Comuni nella redazione dei propri strumenti urbanistici, sono tenuti, in base all'art. 6 della legge 17 agosto 1942, ad osservare il rispetto del Piano.

La centrale a biomassa in progetto a Porto Torres si colloca tutta all'interno dei lotti per industrie chimiche, petrolchimiche e per la produzione di energia elettrica (impianti termoelettrici o l'energia eolica); per tali lotti, all'art.10, sono esplicitate le norme edilizie secondo le quali l'intervento in progetto risulta pienamente compatibile con i contenuti prescrittivi e previsionali del PRT di Porto Torres. La centrale a biomassa è situata nei pressi di un'area di preminente interesse archeologico (Nuraghe Nieddu).

4.7. Il progetto in relazione al Piano Urbanistico Provinciale - Piano Territoriale di coordinamento della provincia di Sassari

Il piano è lo strumento di coordinamento degli interventi sul territorio da parte delle molteplici istituzioni politiche che operano nell'ambito provinciale (la stessa Provincia, i Comuni, le Comunità montane). In altri termini, è lo strumento attraverso cui queste istituzioni politiche concordano e raccordano tra loro, attraverso gli appositi procedimenti di campo previsti, le azioni che insistono sul territorio.

L'unica valenza che in tale processo il Pup-Ptc viene ad assumere, si evince dall'art. 2, comma 2 della L.R.

8/04, laddove si prevede che gli elaborati dei Piani urbanistici provinciali possano essere utilizzati dalla Regione per la redazione della proposta di Piano Paesaggistico Regionale.

4.8. Il progetto in relazione al Vincolo archeologico

La dichiarazione di interesse culturale è il provvedimento formale che riconosce l'interesse archeologico di siti, monumenti, collezioni, singoli reperti di proprietà pubblica e privata.

Il decreto viene emesso dal Direttore regionale per i beni culturali e paesaggistici della Sardegna su proposta della Soprintendenza. Per salvaguardare l'integrità dei beni immobili ed evitare che ne siano danneggiate luce, prospettiva, visuale, il Direttore regionale, su proposta della Soprintendenza, può individuare attorno al bene dichiarato di interesse culturale un'area sottoposta a prescrizioni di tutela indiretta (Decreto legislativo n. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio", artt. 45-47) emettendo un apposito decreto.

I beni immobili dichiarati di interesse culturale e sottoposti alle prescrizioni di tutela indiretta sono inseriti nelle carte regionali collegate al Piano Paesaggistico Regionale ed in quelle dei comuni che dispongono di un Piano Urbanistico Comunale aggiornato.

Il nuraghe Nieddu presenta un solo vincolo di tipo Diretto approvato con decreto in data 13/10/1969.

Per quanto riguarda il vincolo archeologico la soprintendenza ha espresso il suo parere favorevole al Piano Regolatore Territoriale dell'area industriale sottolineando l'importanza della tutela dei resti romani sulle sponde del Rio Mannu e per due nuraghi fra cui il più vicino all'area è il Nuraghe Nieddu; per tale area l'art. 23 prevede, di concerto con la Soprintendenza ai beni archeologici, solo interventi connessi alla valorizzazione delle risorse archeologiche esistenti.

La realizzazione della Centrale non interferisce in modo diretto con l'area sottoposta a vincolo archeologico.

4.9. Il progetto in relazione al P.A.I.

La centrale a biomassa in progetto a Porto Torres non è localizzata in zone inondabili o a pericolo di frana. Non si ravvisano pertanto interferenze con quanto normato dal Piano d'Assetto Idrogeologico della Regione Sardegna.

4.10. Il progetto in relazione alle aree tutelate ai sensi del D.lgs. 22/01/2004 n.°42

L'area non è ricompresa fra quelle indicate nell'ambito dell'art. 142, comma 1 del codice dei beni culturali e paesaggistici e non si rilevano interferenze con queste.

4.11. Il progetto in relazione al Vincolo idrogeologico

Il sito non risulta interessato da vincolo idrogeologico, né compreso nelle categorie della classificazione sismica nazionale.

4.12. Il progetto in relazione al Piano Regolatore generale di Porto Torres

Si vedano al riguardo le informazioni e le indicazioni contenute nel paragrafo relativo alla coerenza del progetto con il PRT-ASI.

L'area destinata al progetto non ricade all'interno di zone a specifica tutela (zone vulnerabili da nitrati e da prodotti fitosanitari, aree sensibili, zone a rischio idrogeologico, Siti di Interesse Comunitario SIC, Zone a Protezione Spéciale ZPS, etc.;). L'area è compresa all'interno del Sito di Interesse Nazionale di Porto Torres, oltre a ricadere fra le aree da sottoporre a piano di risanamento della qualità dell'aria individuate dal "Piano di Prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria" della RAS.

Il Comune di Porto Torres non risulta ad oggi dotato del Piano di Zonizzazione Acustica Comunale.

200

5. DESCRIZIONE COMPLESSO IPPC

5.1. Informazioni generali

Come sopra evidenziato il complesso IPPC oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale prevede la realizzazione della nuova Centrale cogenerativa a Biomassa all'interno dello Stabilimento di Porto Torres, l'installazione di una caldaia di riserva e l'attività tecnicamente connessa denominata *Stoccaggio Biomassa*. L'insediamento prevede le seguenti apparecchiature principali:

- Caldaia a Biomassa (31-B-001);
- Turbina a vapore a condensazione ed estrazione controllata di bassa pressione (20-TD-001);
- Caldaia Ausiliaria (32-B-001).

L'insieme delle apparecchiature sopra indicate consente di ottenere una configurazione di impianto tale da garantire adeguata affidabilità nella produzione e fornitura di vapore di bassa pressione (BP) verso lo Stabilimento.

Le due fonti indipendenti di generazione di vapore sono:

1. Caldaia a Biomassa (31-B-001);
2. Caldaia Ausiliaria (32-B-001).

Nel normale esercizio della nuova Centrale, la Caldaia a Biomassa rappresenta la fonte primaria di produzione del vapore. Il vapore è successivamente fatto espandere nella Turbina per produrre energia elettrica. La Turbina è dotata inoltre di estrazione controllata di bassa pressione, dalla quale viene prelevato il vapore per le utenze di Stabilimento. Questo sistema cogenerativo permette di produrre efficientemente sia energia elettrica che energia termica per usi tecnologici.

In caso di indisponibilità della Caldaia a Biomassa e/o della Turbina a Vapore per manutenzione o fuori servizio, la Caldaia Ausiliaria, è in grado di assicurare la produzione e fornitura di vapore BP per lo Stabilimento.

In caso di carenza di disponibilità della biomassa è possibile esercire la Caldaia a Biomassa, Turbina a Vapore e Caldaia Ausiliaria a carico parzializzato, producendo così, per quanto possibile, energia elettrica e vapore di BP con alta efficienza di conversione mediante l'impiego delle prime due, e facendo fronte alla domanda di Stabilimento mediante l'impiego della terza apparecchiatura.

In caso di indisponibilità per manutenzione o fuori servizio della turbina a vapore, lo Stabilimento è in grado di sopperire alla carenza di energia prodotta mediante prelievo dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

A complemento delle apparecchiature principali sopra descritte è prevista l'installazione di nuovi sistemi ausiliari, fra i quali gli interventi di maggior rilievo sono la sostituzione del vecchio "ramo ovest" del circuito di raffreddamento ad acqua mare di Stabilimento con un ramo nuovo dedicato alla Centrale, dotato di pompe di circolazione a bassa prevalenza, ed i sistemi riguardanti la movimentazione delle biomasse, oppure l'estensione dei sistemi ausiliari di Stabilimento esistenti.

L'impianto richiederà il supporto di una serie di servizi, che saranno garantiti da sistemi ausiliari interni, oltre alla predisposizione di aree per lo stoccaggio di materie prime e rifiuti.

Il progetto prevede che le emissioni in atmosfera, originate dagli impianti, siano trattate in un sistema di abbattimento di cui si forniranno informazioni dettagliate nel paragrafo 10.1.3.

Per quanto concerne i reflui, questi saranno relativi alle acque nere, alle acque di dilavamento piazzali, alle acque di processo industriale e alle acque di raffreddamento. Le informazioni relative ai sistemi di raccolta e trattamento dei vari tipi di scarichi all'interno del complesso IPPC sono esposte al paragrafo 7 del presente documento.

AB

L'attività IPPC 1.1 richiederà la realizzazione di:

- Caldaia alimentata a biomassa erbacea e lignocellulosica costituita dai seguenti sottoelementi;
 - caldaia e sistemi ausiliari (par. 5.3);
 - fabbricati per installazione di macchine e impianti per la produzione di utilities e per installazione di apparati elettrostrumentali (quadri di controllo e potenza), servizi al personale e magazzini;
 - sistema di caricamento combustibile (par. 5.2.2);
 - sistema trattamento fumi (par. 10.1.3);
 - gestione ceneri;
 - aree di stoccaggio coperte e non per materiali diversi dal combustibile;
- Caldaia ausiliaria alimentata a GPL.

5. 2. ATC – Deposito della Biomassa

5.2.1 Area di stoccaggio

L'impianto è suddiviso in due macro aree, una occupata dalle apparecchiature principali, dai sistemi ausiliari, e dai sistemi di caricamento della biomassa in caldaia, ed una occupata dalle strutture ed aree adibite allo stoccaggio temporaneo e di emergenza della biomassa. Il canale di scarico esistente, adibito alla raccolta degli scarichi acqua mare di raffreddamento ed alle acque bianche meteoriche, ed una strada interna di stabilimento dividono le due macro aree.

L'area dell'intervento ha una forma ad "L" e una dimensione di circa 132.000 m², compreso canale e strade esistenti, di cui circa 65.000 m² sono destinati a movimentazione e stoccaggio della biomassa, sia erbacea che legnosa, progettato per garantire l'alimentazione e l'autonomia dell'impianto in caso di disfunzioni nei trasporti.

Una parte dell'area di stoccaggio delle balle di paglia sarà coperta e costituirà il magazzino automatizzato della biomassa. L'area di stoccaggio situata al di là del canale acqua mare esistente di stabilimento, che taglia l'area di impianto, è costituita da un piazzale, in parte pavimentato e in parte inghiaiato per diminuire l'innalzamento di polveri da parte dei mezzi d'opera.

Come descritto nella planimetria Allegato 2E della domanda di A.I.A. nell'area di movimentazione e stoccaggio biomassa sarà prevista l'installazione di un'area coperta di circa 3.200 m² adibita allo stoccaggio del cippato, per permetterne una migliore essiccazione naturale e per proteggerlo dagli agenti atmosferici. L'edificio, progettato a carichi di vento e di neve, è dimensionato per conservare al coperto circa 8.000 m³ di combustibile. Sarà inoltre prevista l'installazione di un'altra area coperta di 1.600 m² di superficie adibita allo stoccaggio della biomassa erbacea che dovesse essere consegnata in centrale con requisiti non idonei al suo immediato utilizzo cioè un elevato grado di umidità .

La superficie disponibile, comprensiva della zona coperta, è idonea a garantire una autonomia della caldaia di 15 gg, con cumuli di biomassa erbacea che non devono superare i 6 m di altezza e devono essere disposti in modo tale da consentire una facile movimentazione e una sicura predisposizione antincendio. Il combustibile sarà stoccato in cumuli gestiti sia da pale gommate che da idonei muletti.

Il combustibile principale, che in futuro sarà costituito da biomassa erbacea (balle di paglia di cardo), viene approvvigionato tramite trasporto su gomma (camion) e viene scaricato in un apposito magazzino (CE-3) opportunamente automatizzato e predisposto per la sua ricezione, stoccaggio e successiva alimentazione della caldaia con carroponti e nastri trasportatori. Il magazzino automatizzato è dimensionato per ospitare il combustibile richiesto per circa cinque giorni di funzionamento continuativo al massimo carico continuo raggiungibile (MCR) della nuova Centrale.

Della biomassa erbacea vengono analizzati peso e grado di umidità. Le balle di paglia fuori specifica

20

vengono temporaneamente portate tramite automezzi nell'area di stoccaggio temporaneo della biomassa e depositate sotto la struttura CE-7 in attesa che raggiungano i requisiti necessari per la combustione in caldaia.

Anche il combustibile secondario della nuova Centrale, costituito da biomassa legnosa (cippato) di varia pezzatura ed origine, viene approvvigionato tramite automezzi e scaricato o in un'apposita vasca di ricezione coperta con apposita struttura CE-4 oppure riposto nel fabbricato di stoccaggio temporaneo CE-8 capace di contenerne 8000m³. Sia la vasca di ricezione che il fabbricato CE-8 sono ubicati nell'area di stoccaggio temporaneo e di emergenza.

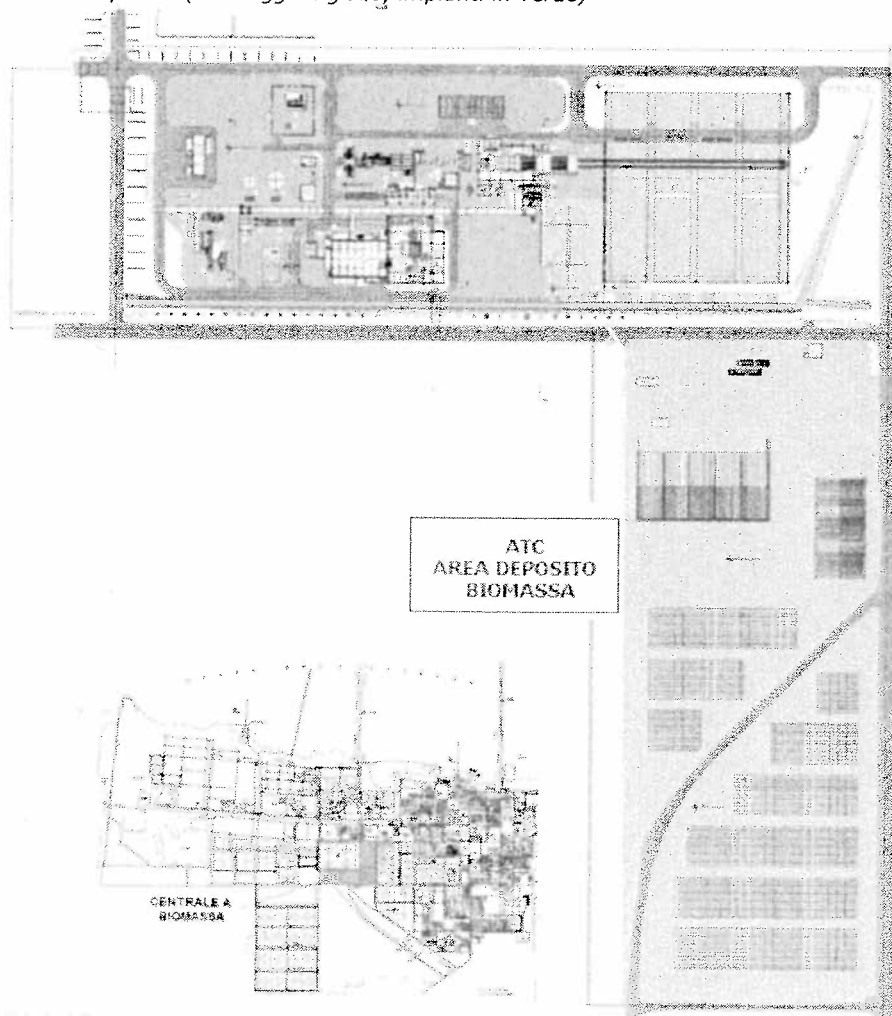
Dalla vasca di ricezione il cippato viene inviato, tramite nastri trasportatori, prima all'edificio CE-8 in cui avviene la vagliatura e deferizzazione, e successivamente ai due silos di stoccaggio, ciascuno del volume utile di 4300m³.

Nell'area di stoccaggio temporaneo e di emergenza, oltre all'installazione dei fabbricati CE-4, CE-7 e CE-8, è prevista un'area adibita alla pesatura degli automezzi di trasporto ed un'ampia superficie all'aperto adibita allo stoccaggio di un quantitativo di biomassa erbacea capace di garantire un'autonomia complessiva di circa 15 giorni alla nuova Centrale. I cumuli di biomassa erbacea sono formati in maniera tale da non superare i 6m di altezza e sono disposti in modo da consentire una facile movimentazione e una sicura predisposizione antincendio. I cumuli sono gestiti sia da pale gommate che da idonei muletti.

Tutta l'area di stoccaggio temporaneo e d'emergenza è predisposta con adeguato sistema antincendio e dotata di illuminazione perimetrale.

I sistemi di alimentazione della biomassa in caldaia la distribuiscono sulla griglia vibrante, sulla quale avviene la combustione.

Figura 3 - Suddivisione area di impianto (stoccaggi in giallo, impianti in verde)



5.2.2 Area di movimentazione

Il caricamento della biomassa avverrà attraverso due diversi sistemi a seconda che si tratti di residui erbacei in balle o di cippato.

Nel primo caso un idoneo sistema di nastri trasportatori caricherà le balle di paglia dallo stoccaggio alla camera di combustione; il primo dei nastri sarà utilizzato anche come pesa e sarà anche dotato di un misuratore di umidità, mentre il dosaggio e di conseguenza la portata sarà controllata dalla velocità dei nastri che spingono le balle verso la camera di combustione.

Prima di entrare nella camera di combustione, le balle saranno "aperte" in modo da consentire una migliore combustione del prodotto.

I nastri saranno dotati di sistemi di prevenzione antincendio quali l'eventuale iniezione di acqua e porte tagliafuoco.

La biomassa erbacea, in forma di balle di paglia, verrà trasportata all'interno della centrale con autocarri e scaricata nell'apposita area adibita allo stoccaggio per mezzo di carroponi.

Prima della messa a parco, ogni singola balla verrà pesata e ne verrà misurato il suo fattore di umidità.

Se tali valori rientreranno nei requisiti contrattuali, le balle verranno stoccate come precedentemente menzionato, altrimenti verranno caricate tramite i carroponi sugli stessi autocarri utilizzati per il primo trasporto, e trasportate nell'apposita area di stoccaggio temporaneo coperta (edificio CE-7) affinché raggiungano i requisiti contrattuali.

Con l'impiego degli stessi carroponi utilizzati per la messa a parco, la biomassa erbacea sarà ripresa e caricata sopra un nastro trasportatore a fondo piatto posizionato all'interno dell'edificio di stoccaggio, ad un'altezza stimata di 5 metri, che permette l'alimentazione della biomassa erbacea in caldaia direttamente dall'area di stoccaggio.

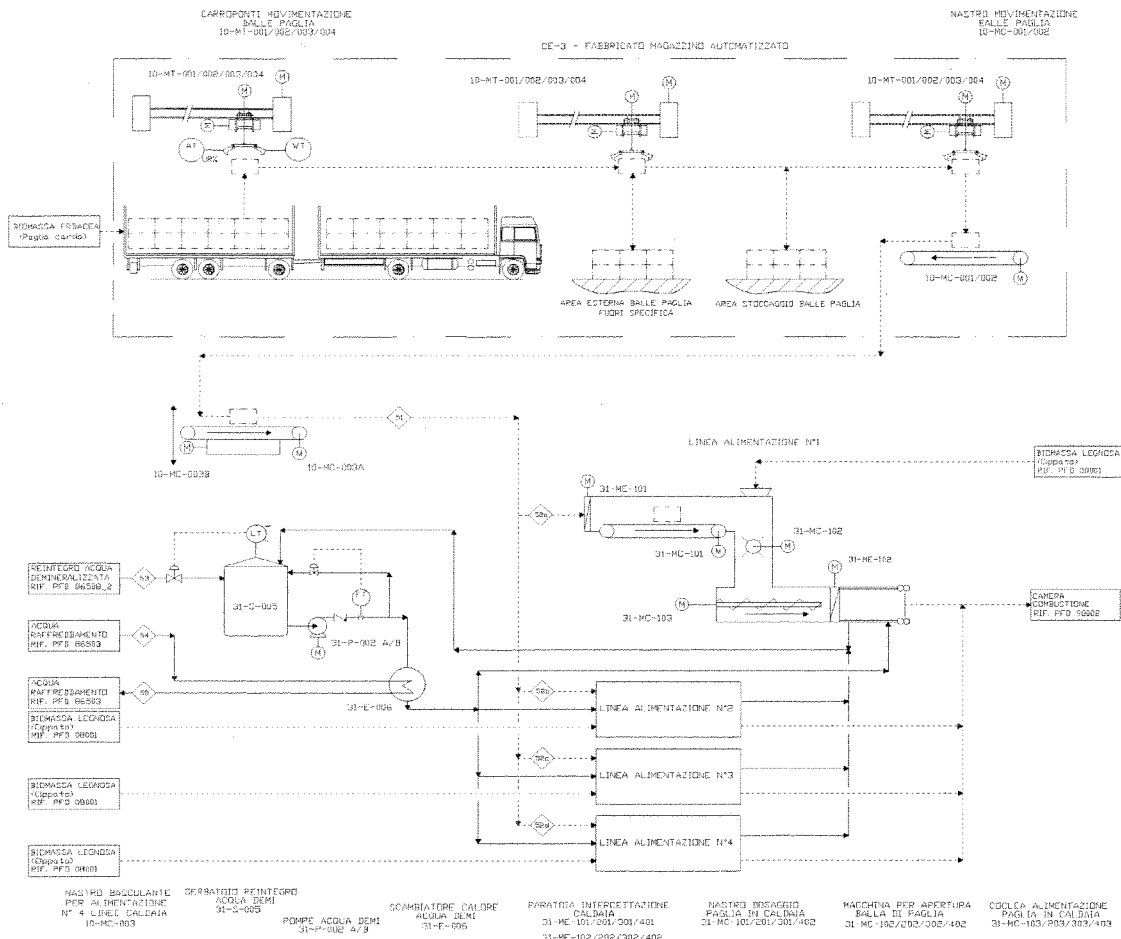
All'interno dell'edificio di stoccaggio è previsto un secondo nastro trasportatore a fondo piatto che viaggerà parallelo a quello precedentemente menzionato. Tale secondo nastro trasportatore ha la possibilità di lavorare in contemporanea oppure durante i periodi di malfunzionamento e/o manutenzione del primo trasportatore.

Questo sistema di movimentazione permetterà l'alimentazione in caldaia sia nel caso di alimentazione combinata con la biomassa legnosa sia nel caso di alimentazione costituita da sola biomassa erbacea.

La combustione della biomassa erbacea all'interno del locale caldaia dovrà avvenire tramite l'utilizzo di un nastro trasportatore basculante che dovrà essere in grado di selezionare su quale linea di alimentazione indirizzare il prodotto.

092

Figura 4- Schema Sistema caricamento biomassa erbacea



La biomassa legnosa invece sarà trasportata all'interno della centrale elettrica con autocarri, che vengono pesati e indirizzati verso l'area dedicata alla messa a parco.

Tramite l'impiego di pale meccaniche la biomassa messa a parco, sarà caricata all'interno di una vasca interrata, realizzata in calcestruzzo, adiacente all'area di stoccaggio in modo da minimizzarne il tempo di carico. Si prevede che tale area di carico sia coperta da una tettoia in modo da permettere il carico della biomassa legnosa anche durante perturbazioni atmosferiche.

La vasca interrata in calcestruzzo sarà dotata di un sistema di estrazione che alimenta una linea a nastro in conca aperta di tipo tradizionale. Tale nastro trasportatore alimenta la stazione di vagliatura e deferrizzazione che ha la funzione di ripulire la biomassa legnosa dal materiale indesiderato (sassi, pietre, metalli) e del materiale fuori specifica che non rispetta le dimensioni consentite.

La biomassa legnosa a specifica, scaricata dalla stazione di pulitura, è trasportata da una linea a nastro in conca aperta di tipo tradizionale nei due sili di stoccaggio situati in prossimità della caldaia, mentre il materiale fuori specifica è scaricato per gravità e raccolto in cassoni scarrabili per la successiva rimozione manuale oppure mediante opportuni mezzi di trasporto.

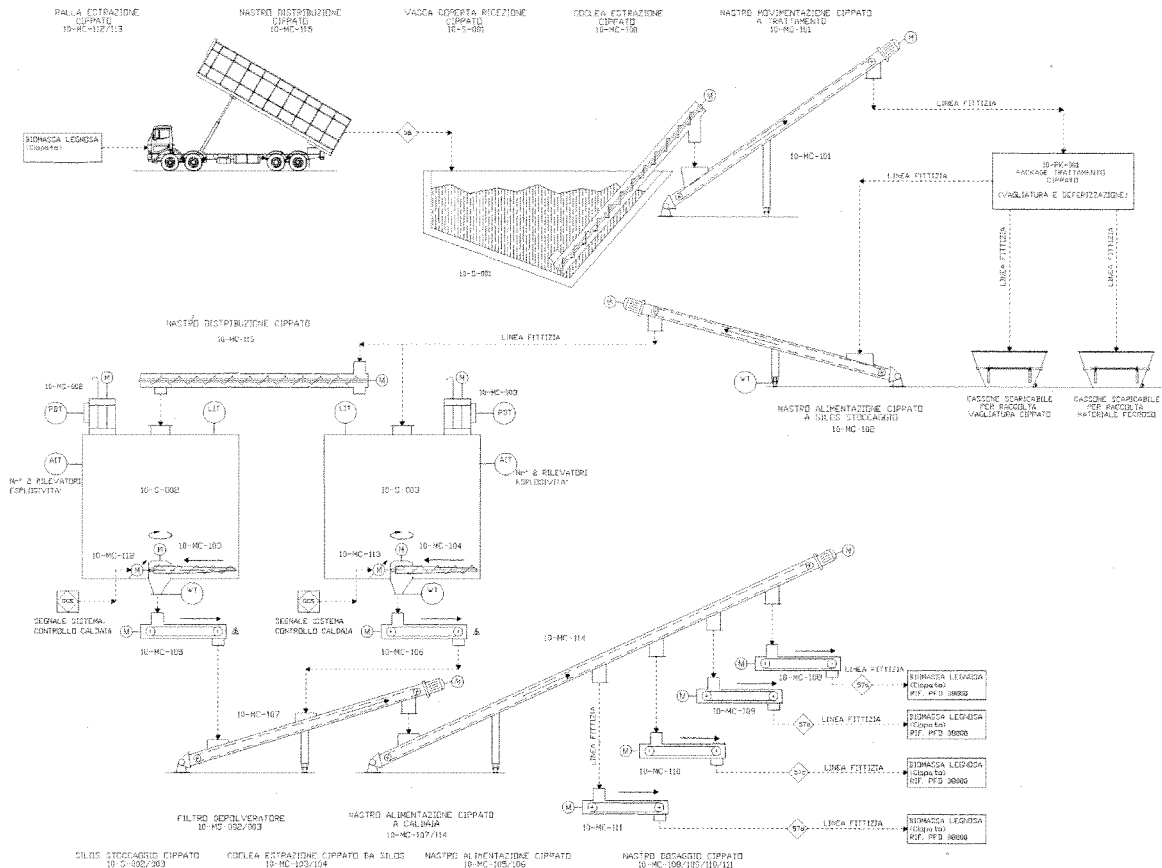
I due sili per lo stoccaggio della biomassa legnosa sono dimensionati in modo da consentire l'alimentazione in continuo della caldaia, a solo materiale legnoso, per 3 gg consecutivi al 60% MCR della caldaia. L'installazione sarà dotata di appositi filtri a maniche con lo scopo di filtrare l'aria durante il carico del prodotto all'interno dei sili.

La biomassa legnosa caricata all'interno dei sili di stoccaggio è estratta per mezzo di estrattori a coclea, che permettono il caricamento di una linea comune di alimentazione alla caldaia costituita da un raschiatore a catena.

Il sistema di alimentazione della caldaia sarà raffreddato da un circuito chiuso che prevede due pompe di

circolazione acqua di raffreddamento, due refrigeranti ed un serbatoio, che ha la funzione di vaso d'espansione e volano termico del sistema di raffreddamento ed in cui avviene il reintegro del sistema effettuato con acqua demineralizzata.

Figura 5 - Schema Sistema caricamento biomassa legnosa

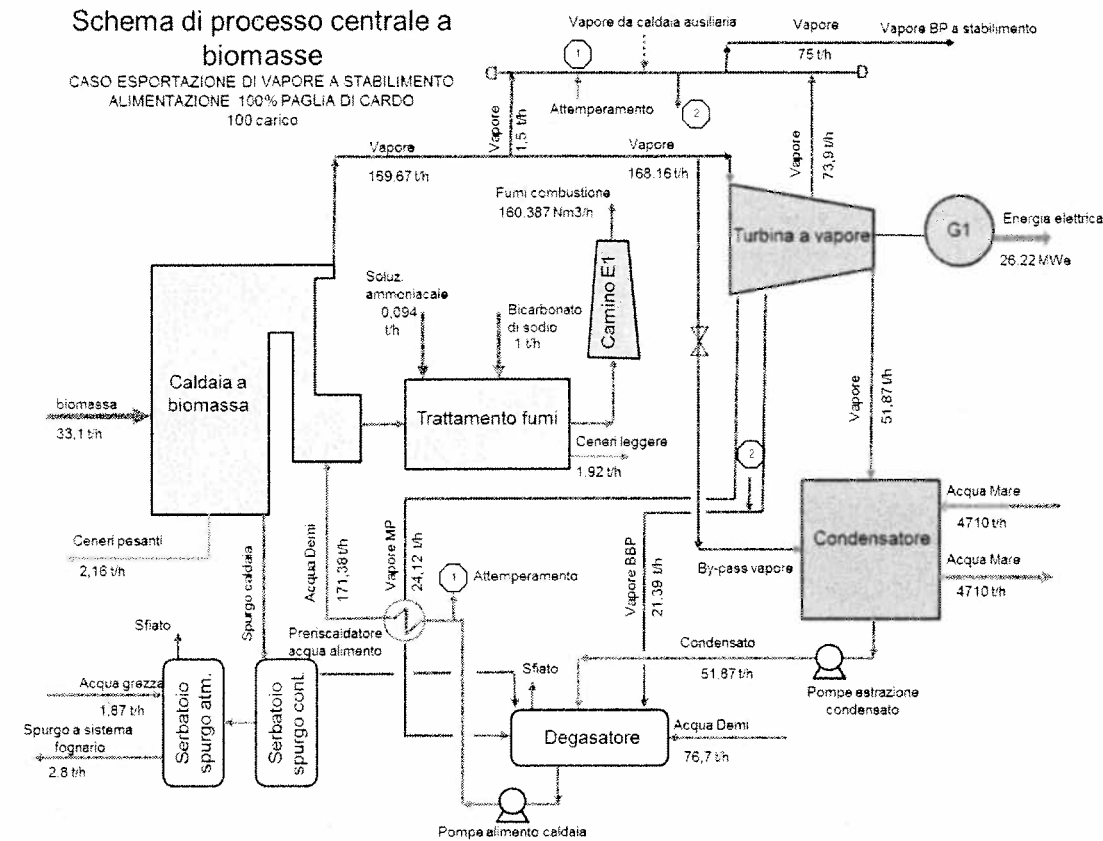


29/10

5.3. Attività IPPC 1.1

5.3.1. Centrale a Biomassa

Figura 6 - Schema di flusso Centrale a biomassa



La nuova Centrale è dimensionata per poter trattare mediamente in un anno 250.000 tonnellate di biomasse, capaci di generare 135 MW termici per 7500 ore annue. Sarà di tipo cogenerativo, cioè in grado di produrre sia energia elettrica che vapore BP (12.5 barg - 230°C, max) per i consumi dello Stabilimento di Porto Torres.

La Caldaia a Biomassa (31-B-001) è una caldaia a fuoco a griglia vibrante e a circolazione naturale. La caldaia è realizzata con struttura di tipo semi-sospeso, ed è installata all’aperto. La camera di combustione, delimitata dalle pareti membranate e dalla griglia vibrante, è pressurizzata e rivestita di materiale refrattario.

Il combustibile prelevato dall’apposita area di stoccaggio sarà alimentato alla caldaia mediante il sistema di caricamento biomassa. Tale sistema sarà dimensionato al fine di dosare la biomassa rispettando il mix di approvvigionamento ottimale previsto per la fase di esercizio.

Il Proponente dichiara che la caldaia rispetterà criteri di progettazione in modo da consentire l’esercizio efficiente e sicuro con le seguenti alimentazioni limite:

- 100% biomassa erbacea (alimentazione prevalente)
- 50% biomassa erbacea – 50% cippato di legna (M40)
- 100% cippato di legna (M40)

Il proponente prevede che il 100% del massimo carico continuo (MCR) venga raggiunto con i primi due casi di composizione limite, in particolare sono possibili tutti i mix da 0 a 50% cippato; oltre tale percentuale, la caldaia non raggiunge il 100% MCR. In particolare con una alimentazione a 100% cippato

df

M40 la caldaia è in grado di marciare al 60% del MCR, quindi dovrà essere integrata dalla caldaia ausiliaria per la produzione di vapore.

La biomassa sarà inviata su apposito sistema di caricamento alla camera di combustione. Nella stessa camera sarà inviata l'aria comburente, opportunamente preriscaldata raffreddando i gas di scarico in un apposito preriscaldatore, suddivisa in aria primaria e secondaria al fine di migliorare il processo di combustione. La griglia vibrante è parte integrante delle superfici di scambio termico della caldaia ed è collegata alla stessa mediante opportune tubazioni progettate per poter essere resistenti ai movimenti causati dal sistema vibrante; grazie a questo collegamento la griglia contribuirà dunque a massimizzare l'efficienza energetica complessiva dell'impianto.

La Caldaia a Biomassa produce vapore surriscaldato di alta pressione (circa 510°C - 110bar). L'acqua di alimento in mandata dalle pompe, una in esercizio ed una di riserva, aumenta la propria temperatura in un preriscaldatore di media pressione. Il preriscaldamento ha la funzione di aumentare l'efficienza del ciclo termico.

Dalla linea vapore surriscaldato in uscita dalla caldaia a biomassa sono derivate stazioni di riduzione vapore che consentono di laminare il vapore ad alta pressione prodotto dalla caldaia fino alla pressione richiesta per l'esportazione allo stabilimento in caso di non funzionamento della turbina a vapore.

Il vapore prodotto dalla caldaia viene fatto espandere in una turbina a vapore a condensazione (20 - TD - 001) che produce energia elettrica tramite il generatore. Sulla turbina è previsto uno spillamento di vapore in media pressione che alimenta il preriscaldatore dell'acqua alimento.

La caldaia è dotata di bruciatori ausiliari a GPL, utilizzati durante le fasi di avviamento per ottenere la temperatura adeguata prima dell'immissione della biomassa e per stabilizzarne la combustione.

La biomassa viene distribuita sulla griglia vibrante della caldaia ed entra in contatto con l'aria comburente insufflata al di sotto della griglia da "ventilatori aria comburente", uno in esercizio ed uno di riserva. L'aria comburente introdotta in camera di combustione sarà aspirata dall'ambiente, preriscaldata mediante un riscaldatore con l'acqua in ingresso, e introdotta in camera di combustione come aria primaria e aria secondaria.

L'aria primaria di combustione sarà introdotta in modo da garantire la corretta distribuzione della stessa nel sistema, attraverso ugelli posti sotto la griglia, mentre l'aria secondaria di combustione sarà introdotta in una porzione superiore della camera di combustione.

La vibrazione costante della griglia, unita alla costruzione in leggera pendenza, farà sì che la biomassa avanzi lungo la griglia completando la combustione.

L'aria, come già detto, viene preriscaldata tramite un preriscaldatore aria/fumi a fascio tubiero. I fumi generati dalla combustione attraversano la camera radiante refrattariata della caldaia e successivamente cedono calore ad i banchi di surriscaldamento vapore e preriscaldamento dell'acqua alimento. All'uscita della caldaia i fumi procedono verso il sistema trattamento fumi. I banchi di caldaia sono puliti da un sistema di soffiatori a vapore che periodicamente entra in funzione. L'acqua di alimento in mandata dalle pompe, una in esercizio ed una di riserva, aumenta la propria temperatura nel preriscaldatore di media pressione. Il preriscaldamento ha la funzione di aumentare l'efficienza del ciclo termico. Le pompe alimento caldaia sono alimentate dal degasatore (31 - V - 002) e sono dotate di una valvola di minimo ricircolo che rimanda l'acqua in eccesso a degasatore stesso. L'acqua in ingresso caldaia attraversa i banchi preriscaldatori e si raccoglie nel corpo cilindrico. Dal corpo cilindrico i tubi di discesa (down-comers) alimentano la parte radiante di caldaia, che comprende la stessa griglia vibrante raffreddata con acqua in cambiamento di fase. Il vapore tramite i tubi di risalita (risers) si raccoglie nella parte superiore del corpo cilindrico. Il vapore in uscita dal corpo cilindrico viene surriscaldato in una prima sequenza di banchi, attemperato per il controllo di temperatura, e poi surriscaldato in un ultimo gruppo di banchi.

Il controllo della combustione su griglia, il controllo dell'alimentazione della biomassa in caldaia, il controllo e monitoraggio dei parametri di processo sono gestiti mediante il sistema di controllo di Centrale

(DCS). I bruciatori ausiliari a GPL sono invece dotati di pannelli locali controllati in remoto da sala controllo. In caso di blocco caldaia per black-out elettrico, una motopompa di emergenza assicura la portata di circolazione necessaria al raffreddamento della camera di combustione (pareti membranate e griglia vibrante).

Spurghi

Al fine di mantenere un'adeguata qualità dell'acqua in caldaia e del vapore prodotto, dal corpo cilindrico viene effettuato un blow-down che si raccoglie nel serbatoio di spurgo continuo, nel quale si separa vapore recuperato al degasatore. La frazione liquida viene inviata invece al serbatoio spurgo atmosferico. La rimanente frazione liquida viene inviata al sistema fognario. In merito a questo aspetto la Provincia ha fatto divieto di diluizione e attemperamento: pertanto in A.I.A. è stato previsto che il Proponente debba provvedere ad effettuare un recupero termico preliminare allo scarico raggiungendo una temperatura di 40 °C.

Linea fumi

L'abbattimento degli inquinanti presenti nei gas combusti avviene attraverso le seguenti sezioni di trattamento:

- Cicloni per la separazione delle ceneri leggere (particolato);
- Sezione di abbattimento ossidi di zolfo (SOx) / acido cloridrico (HCl) e filtrazione a manica per la separazione del particolato residuo;
- Catalizzatore SCR per abbattimento ossidi di azoto (NOx).

Attraverso i cicloni viene rimossa la maggior parte delle ceneri presenti nei fumi, evitando così di sovraccaricare la sezione successiva di filtrazione a manica. Le ceneri recuperate vengono inviate tramite un sistema pneumatico in appositi silos di stoccaggio. I fumi a valle dei cicloni entrano in un reattore di miscelazione del tipo venturi dove, entrando in contatto con il bicarbonato di sodio, avvengono le reazioni chimiche di abbattimento degli ossidi di zolfo (SOx) e dell'acido cloridrico (HCl) presenti nei fumi.

Si utilizza bicarbonato di sodio come reagente chimico sia perché idoneo alle temperature di esercizio della linea (circa 200°C) sia per la sua elevata reattività con HCl. Il bicarbonato di sodio è stoccato in un silo e dosato tramite mulini di dosaggio. Una coclea ed un sistema di trasporto pneumatico inviano il reagente al reattore di miscelazione.

I fumi entrano successivamente in due batterie di filtri a manica dove vengono trattenute le polveri fini residue; le polveri vengono successivamente inviate tramite sistema pneumatico ai silos di stoccaggio rifiuti. Il sistema di filtrazione con maniche è dotato inoltre di un by-pass e di un sistema di preriscaldamento da utilizzare nelle fasi di start-up. La pulizia delle maniche avviene con impulsi di aria compressa.

A valle dei filtri a manica è prevista l'installazione di un catalizzatore SCR (Selective Catalytic Reduction) per la riduzione degli ossidi di azoto (NOx). Il sistema è costituito da due strati catalitici alloggiati in un reattore disposto sulla linea fumi.

Tramite una griglia di iniezione viene immessa a monte del reattore una soluzione acquosa di ammoniaca al 25%, stoccata in un apposito serbatoio, utilizzata per la riduzione chimica degli ossidi.

È previsto un bruciatore a GPL, completo di sistema di alimentazione aria comburente dedicato, per la rigenerazione periodica dei catalizzatori. Sono previste inoltre linee di by-pass dei reattori catalitici per consentire operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

I fumi trattati come sopra descritto vengono infine inviati, tramite ventilatori/estrattori, al camino di scarico **[E1]** dotato di sistema di monitoraggio delle emissioni (CEMS) in continuo.

La Caldaia sarà dotata di idonea strumentazione di misura per il controllo dei principali parametri operativi (Portata, Flusso, Pressione, Temperatura ecc.); i segnali sono riportati al DCS centrale di impianto per il monitoraggio. Sarà inoltre dotata di idonee scale per l'accesso ai diversi piani di servizio,

83

in accordo alle necessità richieste per la manutenzione dell'impianto.

Linea vapore

Come detto, il vapore alta pressione (AP) prodotto in caldaia sarà fatto espandere in un turbogeneratore a vapore dotato di estrazione controllata di bassa pressione (BP), per sopperire alla richiesta da stabilimento, e di estrazione libera di bassissima pressione (BBP) utilizzata per il ciclo termico. Il vapore non estratto sarà ulteriormente fatto espandere in turbina e successivamente condensato in un condensatore raffreddato con acqua mare. La potenza meccanica prodotta dal turbogeneratore a vapore sarà convertita in elettrica.

Chiusura ciclo termico

Le condense provenienti dal condensatore, opportunamente reintegrate delle perdite tramite immissione di acqua demineralizzata, saranno rilanciate al degasatore. Il degasatore sfrutta il vapore BBP estratto dalla turbina per mantenere la concentrazione di ossigeno disciolto entro i limiti stabiliti. La pompa di alimento caldaia, la cui aspirazione è alimentata direttamente dal degasatore, chiude il ciclo termico. Una stazione di riduzione vapore AP/BP consentirà di alimentare lo stabilimento anche in condizione indisponibilità della turbina.

Il ciclo termico proposto permette di ottimizzare l'efficienza, la flessibilità operativa, in considerazione dell'esportazione di vapore BP a stabilimento ed i costi di investimento. L'impianto potrà essere esercito con caldaia a carico parzializzato fino al 40%.

La quantità di vapore che sarà possibile esportare verso lo stabilimento diminuisce in funzione del carico termico di caldaia.

Componenti principali

Si riporta una breve descrizione dei componenti principali della centrale a biomasse:

- Turbogeneratore a vapore con estrazione controllata BP ed estrazione libera BBP
- Condensatore raffreddato ad acqua mare
- Pompe di estrazione condensato
- Sistema di by-pass
- Sistema di riduzione vapore AP/BP
- Degasatore esterno
- Pompe di alimento caldaia
- Sistema di reintegro acqua demi/condense da stabilimento

Turbogeneratore a vapore

Sarà installato un turbogeneratore a vapore, della potenza di circa 43,5 MWe in esercizio a piena condensazione, con le seguenti caratteristiche:

- singola sezione;
- scarico assiale;
- una estrazione libera di vapore media pressione (circa 30 bar(g));
- una estrazione controllata (15.5 bar(g));
- una estrazione libera a bassissima pressione variabile da 4 ad 1.5bar(g).

Le valvole di ammissione vapore della turbina funzioneranno da controllore di pressione per la caldaia a monte. Il turbogeneratore sarà dotato di riduttore di giri e di un generatore tipo TEWAC, 4 poli, 50Hz, p.f. 0.8, tensione di erogazione di 15kV. Sarà dotato di sistema di eccitazione di tipo brushless e di sistema autonomo di controllo e di protezione dedicato, comunicante con il DCS d'impianto e di tutti i necessari sistemi ausiliari, fra cui:

- sistema di olio lubrificante e di controllo, completo di sistema di raffreddamento e di filtrazione;

16

- sistema vapore di tenute;
- sistema di drenaggi automatico;
- pannelli di protezione e controllo turbina e generatore;
- pannello di controllo del sistema di eccitazione;
- cabinato insonorizzante con sistema di ventilazione;

Condensatore

La tipologia di condensatore installata sarà a superficie, con raffreddamento ad acqua di mare, a passo doppio e doppia cassa d'acqua. Il condensatore sarà dimensionato per un incremento di temperatura dell'acqua di raffreddamento di circa 7°C (max). Per mantenere il vuoto, il condensatore sarà dotato di un sistema di estrazione aria lato mantello, costituito da due pompe ad anello liquido, una in esercizio ed una in stand-by.

Un analogo sistema di estrazione aria sarà installato anche sulle casse acqua del condensatore, potendo queste ultime funzionare in leggera depressione durante le fasi di avviamento o durante transitori di regolazione.

Sistema di By-Pass Turbina a vapore

La turbina sarà dotata di un sistema di by-pass del vapore AP al condensatore, da usare in caso di blocco oppure nei casi di avviamento o fermata della macchina.

Il sistema di by-pass sarà dimensionato per smaltire la massima portata di vapore fluente in turbina.

Sistema di riduzione vapore AP/BP

Sulla linea del vapore AP surriscaldato proveniente dalla Caldaia a Biomassa sarà installato un sistema di riduzione dalle condizioni di AP fino alle condizioni BP richieste dallo stabilimento. Questo sistema sarà impiegato nelle condizioni di blocco turbina o di eventuale straordinaria maggiore richiesta di vapore da parte dello stabilimento. La stazione di riduzione sarà dimensionata per far fronte alla massima richiesta di stabilimento, pari a 75 t/h di vapore.

Sistema di riduzione vapore BP/BBP

Sul collettore di vapore BP della nuova centrale sarà installata un sistema di riduzione del vapore dalle condizioni di BP fino alle condizioni BBP richieste dal degasatore. Questo sistema sarà impiegato nelle condizioni di bypass turbina o ogni qualvolta che le condizioni vapore allo spillamento BBP di quest'ultima non siano idonee al degasaggio.

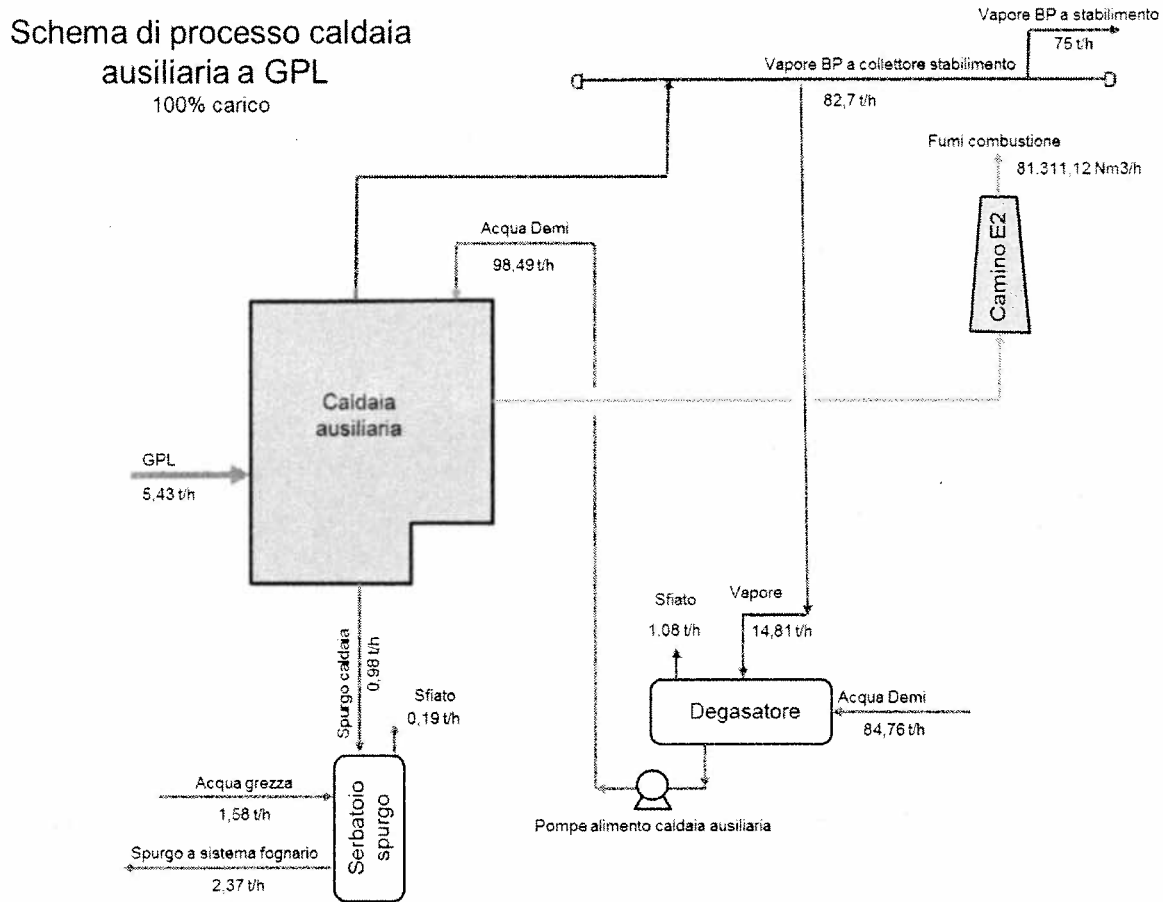
Degasatore esterno

Il degasatore esterno avrà la funzione di mantenere la concentrazione dell'ossigeno disciolto dell'acqua del ciclo termico nei limiti imposti dalla metallurgia della caldaia e delle tubazioni di processo della nuova Centrale a Biomasse. Per la rimozione dell'ossigeno disciolto il degasatore impiegherà vapore proveniente dall'estrazione libera BBP di turbina. Sarà inoltre prevista una connessione di back-up alla rete vapore di stabilimento.

63

5.3.2. Caldaia di riserva a GPL

Figura 7 - Schema di flusso caldaia di riserva a combustibile fossile



Al fine di fornire adeguata riserva alla produzione di vapore BP richiesto dallo stabilimento durante i periodi di fermo dell'unità a biomasse il Proponente ha previsto la presenza di una caldaia alimentata a GPL mantenuta in riserva fredda e pronta ad entrare in marcia. A regime il suo utilizzo sarà pertanto limitato alle ore di fermata accidentale e programmata dell'impianto a biomassa, ipotizzabili pari a circa 1.260 ore/anno.

È stato valutato dal Proponente che fra i motivi di indisponibilità vi possano essere i periodi di fermo marcia della caldaia a biomassa, dovuti a manutenzione ordinaria e straordinaria oppure la mancanza temporanea di combustibile, oppure potrà funzionare a carico parziale a supporto della Caldaia a Biomassa nel caso di esercizio a minimo carico della stessa, al fine di traguardare la produzione di vapore BP richiesta dallo stabilimento.

L'assetto di funzionamento a regime della Centrale vedrà la caldaia a biomassa in funzione al 100% del carico per 7500 ore, alimentata a biomassa erbacea, e il funzionamento della caldaia ausiliaria previsto per circa 1260 ore /anno.

Tuttavia il funzionamento della caldaia ausiliaria potrebbe rendersi necessario per un numero maggiore di ore, ad esempio nei primi quattro anni di sviluppo della filiera agro industriale o nel caso di problemi di approvvigionamento della biomassa con scarsa disponibilità della stessa, ad integrazione della produzione di vapore della caldaia a biomassa.

Il funzionamento contemporaneo delle due caldaie, ai fini di coprire le esigenze di vapore dello stabilimento, consente di mantenere elevati valori di efficienza energetica, evitando di dover ricorrere alla

5
10

laminazione del vapore ad alta pressione della caldaia a biomassa (fermando la turbina a vapore) per soddisfare la richiesta del sito.

L'installazione della caldaia ausiliaria, renderà possibile garantire con la nuova centrale la continuità della produzione di vapore necessaria per le utenze dello stabilimento e consentirà la sostituzione integrale per tale servizio dell'esistente Centrale Termoelettrica Versalis installata nello stabilimento di Porto Torres, con significativi vantaggi in termini di efficienza ed emissioni in atmosfera.

La caldaia ausiliaria sarà dimensionata per la sola produzione del vapore richiesto dal sito, pari a 75 t/h, avrà una potenza termica pari a circa 70 MWt e produrrà vapore surriscaldato a 15 barg e temperatura massima di 260°C. Sarà alimentata a GPL commerciale (Gas Petrolio Liquefatto, miscela C3/C4) che deriverà direttamente dalla rete di stabilimento.

I fumi in uscita dalla caldaia ausiliaria saranno emessi in atmosfera tramite il camino [E2], con le seguenti caratteristiche emissive, alla massimo carico. Anche il camino della caldaia ausiliaria sarà dotato di sistema di monitoraggio delle emissioni (CEMS) in continuo.

Le prestazioni di progetto della caldaia ausiliaria sono indicate nella seguente tabella. Esse si riferiscono all'impianto, nel caso di funzionamento nell'assetto a regime (100% MCR) e nel caso di assetto transitorio (60% MCR) e sono le seguenti:

- ◆ Temperatura di 25°C
- ◆ Pressione ambiente pari a 1,013 bar
- ◆ Umidità relativa pari al 60%

	UdM	Alimentazione a GPL	
		100 % MCR	Ca. 60 % MCR
Carico termico caldaia	%	100	58,6
Consumo elettrico ausiliari e perdite	MWe	1,20	1,02
Potenza termica a stabilimento	MWt	57,82	33,53
Vapore BP a collettore di stabilimento	t/h	75	43,5

Il potere calorifico inferiore del GPL di riferimento per il progetto è pari a PCI =46.360 kJ/kg (il PCI del GPL commerciale varia da 45000 a 48000 kJ/kg).

6. ATTIVITÀ AUSILIARIE

Sistema di raffreddamento

Il condensatore della turbina a vapore sarà raffreddato ad acqua mare in circuito aperto, derivato dalla rete acqua mare già esistente nel petrolchimico.

La rete esistente, attualmente dimensionata per una capacità complessiva di circa 60.000 m³/h, è costituita da un circuito in pressione (4.5 ate) alimentato da stazione di pompaggio installata in prossimità della presa acqua mare di stabilimento. Il consumo di acqua mare della nuova Centrale a Biomasse è pari a circa 10.000 m³/h nel caso di funzionamento a piena condensazione della centrale.

L'acqua in uscita dai condensatori sarà convogliata nella rete di scarico esistente che conduce al punto di restituzione acqua mare. Il massimo incremento di temperatura dell'acqua mare fra ingresso ed uscita dal condensatore è stimato pari a circa 7°C.

Le macchine e/o i rispettivi sistemi ausiliari saranno raffreddate utilizzando un circuito secondario di raffreddamento installato all'interno della nuova Centrale a Biomasse. Il circuito secondario sarà di tipo chiuso, raffreddato tramite scambiatori di calore a piastre connessi ad un circuito primario di raffreddamento ad acqua mare, che scaricherà anch'esso nel canale acqua mare esistente di stabilimento.

Il reintegro delle perdite del circuito secondario sarà fatto con acqua demineralizzata, proveniente dal sistema utilities dello stabilimento.

Il circuito secondario di raffreddamento sarà composto dai seguenti componenti principali:

- pompe di circolazione acqua di raffreddamento;
- scambiatori a piastre acqua di raffreddamento / acqua mare;
- linee di distribuzione acqua di raffreddamento, con le valvole di isolamento e di bilanciamento necessarie;
- vaso di espansione del circuito;
- sistema di dosaggio additivi chimici.

Il sistema di caricamento della biomassa in caldaia sarà inoltre raffreddato da un proprio circuito chiuso di acqua demineralizzata, che scambia calore con il circuito di raffreddamento degli ausiliari.

Sistema acqua demineralizzata

Il reintegro delle perdite del ciclo termico in assetto di marcia di piena condensazione e delle perdite ciclo termico più esportazione vapore in assetto di marcia cogenerativo, avviene con acqua demineralizzata stoccata in un apposito serbatoio nell'area della nuova centrale e proveniente dallo stabilimento. L'acqua demineralizzata, dal serbatoio di stoccaggio viene rilanciata al degasatore della caldaia a biomassa o della caldaia ausiliaria tramite apposite pompe di reintegro.

Sistema acqua grezza

Ai limiti di batteria di Stabilimento è resa disponibile acqua grezza, stoccata in un apposito serbatoio nell'area della nuova Centrale.

Sistema antincendio

L'alimentazione acqua antincendio alla rete di distribuzione nella nuova area della Centrale a Biomassa verrà assicurata dalle installazioni esistenti, le quali dovranno garantire ai limiti di batteria una portata non inferiore di 360 m³/h alla pressione di 8 bar g. (minima). Il sistema di alimentazione acqua antincendio esistente garantisce le prestazioni in corrispondenza di 2 nuovi punti di interconnessione.

Il sistema antincendio della Centrale Biomassa viene concepito come estensione del sistema esistente dello Stabilimento Versalis di Porto Torres.

La nuova rete di distribuzione acqua antincendio consiste in collettori interrati che, collegandosi con la rete antincendio esistente in almeno due punti (Tie-Ins), includono il nuovo impianto in modo che ogni idrante e/o utenza antincendio possa essere alimentata da almeno due direzioni.

La rete sarà opportunamente sezionata in modo da avere il fuori servizio di massimo tre apparecchiature/sistemi antincendio al fine di consentire interventi di manutenzione senza porre fuori servizio la rete distribuzione acqua antincendio.

Sistema Aria strumenti, aria servizi ed azoto

L'aria strumenti/servizi proveniente da stabilimento è stoccata in un apposito serbatoio di polmonazione per smorzare le fluttuazioni del sistema, ed è resa disponibile alla rete di distribuzione di Centrale. Nello stabilimento di Porto Torres non vi è distinzione fra aria strumenti ed aria servizi. L'azoto dai limiti di batteria è distribuito direttamente alle utenze di centrale.

Sistema di generazione diesel di emergenza

È previsto in Centrale un sistema di generazione elettrica di emergenza alimentato a gasolio, costituito dalle seguenti apparecchiature:

- Motore Diesel d'Emergenza
- Generatore Diesel d'Emergenza della potenza di 770 kW. Generatore 400 V, 50 Hz, p.f. 0.8.
- Serbatoio giornaliero gasolio con relativo bacino di contenimento gasolio

Sistema elettrico

La potenza elettrica generata verrà immessa su un quadro a 15 kV mediante cavi MT posati in cunicolo.

Il quadro a 15 kV sarà connesso a un trasformatore elevatore 15/150 kV. Il trasformatore a 150 kV sarà connesso mediante tre cavi monofasi isolati in XLPE con guaina protettiva in piombo alla stazione a 150 kV vicina alla centrale esistente: sarà riutilizzato uno degli stalli precedentemente destinati al dismesso impianto della clorosoda. La connessione tra sottostazione esistente e rete trasmissione nazionale rimane inalterata tranne che per eventuale ritaratura delle protezioni elettriche ed aggiunta segnali di scambio per la partecipazione alla regolazione secondaria di energia reattiva.

I cavi a 150 kV saranno principalmente interrati lungo i corridoi di stabilimento con strato protettivo in sabbia, mattonelle protettive e nastro segnalatore, nei cavi o a fianco saranno installate le fibre ottiche per i segnali/interblocchi con la stazione AT e per la protezione differenziale dei cavi stessi.

La distribuzione elettrica agli ausiliari di centrale ed alla movimentazione della biomassa sarà costituita da:

- n° 2 linee 400 V doppio radiale per utenze di potenza inferiore 200 kW;
- n°1 linea 6 kV doppio radiale per utenze di potenza superiore a 200 kW.

E' stato previsto un rinalzo da rete locale a 15kV in quanto questo livello di tensione dovrebbe garantire l'alimentazione degli ausiliari di centrale (caldaia principale o caldaia ausiliaria) necessari per continuare la generazione di vapore anche se ci dovesse essere un guasto sulla connessione a 150 kV (guasto trafo elevatore o guasto cavo).

Inoltre è previsto un rinalzo in bassa tensione da diesel di emergenza nonché l'installazione di sistemi UPS e DC per i sistemi di emergenza (lubrificazione, illuminazione sicurezza) e per le utenze che non ammettono interruzioni (protezioni, supervisione e comando, telecomunicazioni, rivelazioni incendio etc.).

Sistema di controllo e protezione

La Centrale a Biomasse sarà dotata di un sistema di controllo (Distributed Control System - DCS) costituito principalmente da tre postazioni operatore (ubicata in sala controllo) e dagli armadi di sistema e di interfaccia verso il campo (ubicati in sala tecnica).

Il sistema software di supervisione permettere la completa interazione uomo/macchina per tutte le operazioni di gestione e conduzione del completo impianto. Il sistema di supervisione fornisce tutte le informazioni ed i dati di impianto mediante l'animazione di oggetti grafici a colori implementati in pagine videografiche. Le pagine videografiche includono dati in tempo reale come ad esempio:

- Variabili di processo
- Ingressi ed uscite digitali
- Dati storici
- Informazioni da file utente.

df

Sistema gas combustibili

Sarà utilizzato GPL, per il sistema di accensione della caldaia a biomassa, per l'alimentazione della caldaia ausiliaria e per la rigenerazione del catalizzatore del sistema trattamento fumi della caldaia (SCR). Il GPL proveniente dalla rete di stabilimento, passerà attraverso un separatore riscaldato elettricamente per garantire una temperatura di 50°C alle caldaie e dove vengono separate eventuali condense pesanti.

Misurata la portata, il GPL è poi inviato alla rete di distribuzione d'impianto. E' previsto uno scarico a torcia fredda in caso d'emergenza con un sistema di depressurizzazione valvole di sicurezza.

7. RETE FOGNARIA DEL COMPLESSO IPPC

Il complesso IPPC non disporrà di sistemi per il trattamento dei reflui ma, utilizzando la rete fognaria interna, verranno indirizzati verso il Depuratore Consortile gestito dal CIP - SS.

Per quanto concerne l'area in cui si svolgerà l'attività, il progetto presentato dal proponente prevedeva una progettazione difforme da quanto previsto dalla Direttiva Regionale "Disciplina degli scarichi" (DGR n. 69/25 del 2008). A seguito delle Conferenze di Servizi tenutesi nel corso del procedimento e così come disposto dalle prescrizioni dell'A.I.A. il Gestore dovrà recepire e riprogettare la rete fognaria secondo le seguenti indicazioni:

- a) le acque piovane dilavanti tutte le coperture dei fabbricati, strade e piazzali dovranno essere separate fra acque di prima e seconda pioggia.
 - le acque di prima pioggia dovranno essere pre-trattate nelle due vasche di raccolta previste in impianto e successivamente inviate a trattamento attraverso i punti di scarico S5 e S6.
 - le acque di seconda pioggia potranno essere scaricate nel Canale Acqua Mare nei punti di scarico S10, S11.
- b) le acque di processo provenienti da spurghi di caldaia e ciclo termico dovranno essere pre-trattate inviandole ad apposita vasca di raccolta previo recupero termico, portandole ad una temperatura di 40°C. Tali acque dovranno essere successivamente inviate nella rete dell'impianto di trattamento consortile nel punto S12. Non è consentito l'utilizzo di acqua grezza per il cosiddetto attemperamento.
- c) le acque sanitarie provenienti dagli uffici dovranno essere scaricate nella rete dell'impianto di trattamento consortile nel punto S7.
- d) le acque di raffreddamento provenienti dal condensatore turbina a vapore e dal raffreddamento ciclo chiuso potranno essere scaricate nel Canale Acqua Mare ai punti S3 e S4, rispettando quanto previsto alla tabella 3, allegato 5 alla parte III del D.Lgs 152/06. La temperatura allo scarico non dovrà superare i 35°C.

Si osserva che la planimetria presentata come allegato 2d della domanda di A.I.A. non descrive in modo adeguato il sistema di pozzetti ispezzivi, non riporta chiaramente l'ubicazione delle vasche di raccolta per le acque di prima pioggia, confluente e pendenze della rete di raccolta. Tale planimetria sarebbe in ogni caso superata dalle modifiche prescritte nell'A.I.A. e pertanto il Gestore dovrà ripresentare tale planimetria con un maggiore livello di dettaglio, come stabilito nelle condizioni preliminari all'A.I.A.. Nella domanda inoltre non sono state riportate caratteristiche costruttive e dei materiali utilizzati per la rete: tale aspetto dovrà essere chiarito nelle integrazioni richieste dalla Provincia definendo i criteri di progettazione della rete fognaria.

Il proponente con nota del 04/03/2014 acclarata al protocollo della Provincia al n. 7813 del 05/03/2014 riporta l'attività di adeguamento alle prescrizioni ricevute in sede di conferenza di servizi, l'aggiornamento e la relativa codifica dei punti di scarico idrico. Avendo quindi rivisto la progettazione del sistema fognario si è dovuto procedere al riordino degli scarichi rivedendo l'assegnazione delle sigle dei vari punti di emissione. Nel capitolo successivo del quadro ambientale verrà riportata la tabella con la modifica delle sigle afferenti ai punti di scarico presenti in stabilimento.

8. STOCCAGGIO MATERIE PRIME E RIFIUTI

8.1. Informazioni generali

Come si evince dalla planimetria presentata nell'istanza di AIA (Allegato 2e), nell'impianto IPPC oggetto dell'autorizzazione sono previste delle aree coperte e non coperte, dedicate allo stoccaggio di materie prime e rifiuti prodotti in silos, serbatoi o cassoni scarrabili. L'area di deposito della biomassa, valutata dal Proponente come Attività Tecnicamente Connessa.

In base alla documentazione presentata dal Proponente (allegato 3g), i quantitativi complessivi detenuti delle materie prime ausiliarie risultano inferiori alle soglie minime previste per l'applicazione degli artt. 6, 7 ed 8 e connessi del D.Lgs. 334/99. Il complesso non rientra pertanto tra gli Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante.

Il Proponente dichiara che la progettazione dei sistemi di stoccaggio ha tenuto conto delle Migliori tecnologie disponibili facendo riferimento al Bref "Emissions from storage - July 2006", agli standard e alle norme tecniche applicabili in relazione alle proprietà fisico-chimiche, alle caratteristiche di pericolosità delle sostanze contenute e alle possibili situazioni di emergenza.

8.2 Materie prime

Le sostanze chimiche in oggetto, di cui si riporta un elenco, saranno approvvigionate tramite automezzi e stoccate in recipienti stagni in apposita area dedicata, prima di essere utilizzati nei sistemi di dosaggio chimico per le caldaie o all'interno del sistema abbattimento fumi SCR della caldaia a biomassa.

- Fosfato trisodico
- Deossigenante
- Ammine alcalinizzanti
- Biocida non ossidante
- Inibitore di corrosione
- Bicarbonato di Sodio
- Soluzione ammoniacale al 25%

Il progetto prevede che siano realizzati stoccaggi in silos, serbatoi e cisternette porta-feed. In particolare sarà stoccato in silos il bicarbonato di sodio.

Eventuali spandimenti solidi dovranno essere gestiti come rifiuti e le acque meteoriche e di lavaggio dovranno essere convogliate alla "rete acque meteoriche".

La tabella 1, che segue, riporta le informazioni in merito ai principali stoccaggi di materie prime attuati nelle aree descritte dal Proponente.

Come si deduce dalla tabella gli stoccaggi saranno realizzati a temperatura ambiente.

Tabella 1 - Stoccaggio principali materie prime

Identificaz. area	Materiale stoccato	Capacità di stoccaggio [m ³]	Temperatura di stoccaggio	Modalità	Caratteristiche	
					Capacità [m ³]	Tipologia sfiato
AS-1	Area stoccaggio biomassa erbacea magazzino automatizzato		ambiente	magazzino		---
AS-2	Area stoccaggio biomassa erbacea fuori specifica		ambiente	magazzino		----
AS-3	Area stoccaggio biomassa erbacea all'aperto		ambiente			----
AS-4	Area stoccaggio biomassa legnosa		ambiente			----

Stoccaggio materie prime

Identificaz. area	Materiale stoccato	Capacità di stoccaggio [m ³]	Temperatura di stoccaggio	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità [m ³]	Tipologia sfiato
AS-5	Area stoccaggio additivi chimici		ambiente	Cisternette, serbatoi, silos		Filtro depolveratore per silos bicarbonato di sodio
10-S-002	Silo stoccaggio cippato		ambiente	silos		
10-S-003	Silo stoccaggio cippato		ambiente	silos		
95-S-001	Serbatoio gasolio		ambiente	Serbatoio		
31-S-006	Silo stoccaggio bicarbonato di sodio		ambiente	silos		
31-S-007	Serbatoio stoccaggio soluzione ammoniacale					

Gasolio

All'interno della centrale è disponibile un sistema di generazione elettrica di emergenza, costituito da un motore a gasolio, un generatore e un serbatoio giornaliero.

Il generatore di emergenza, per sua stessa definizione, è utilizzato solamente in caso di mancanza di energia elettrica o per le prove periodiche di avviamento, pertanto il fattore di esercizio è estremamente ridotto. Inoltre il sistema è ubicato all'interno di un bacino di contenimento dedicato tale per cui, in caso di perdita, non è prevedibile lo spandimento incontrollato di gasolio o contaminazione del terreno. Infine, il gasolio si trova a temperatura ambiente (ben al di sotto della relativa temperatura di infiammabilità), quindi si possono escludere scenari di incendio. Il gasolio viene utilizzato anche per alimentare il motore che trascina la pompa di emergenza alimentazione acqua caldaia. Il gasolio utilizzato per questa pompa è contenuto nel serbatoio 31-S-301, serbatoio della capacità di 100 litri. Il serbatoio è dotato di bacino di contenimento in grado di contenere l'intera capacità, il riempimento dello stesso sarà realizzato tramite autobotte in apposita area.

Soluzione ammoniacale (25%)

Oltre alle sostanze infiammabili/combustibili sopra citate, in centrale è presente anche una soluzione ammoniacale al 25%, utilizzata nel sistema SCR per la riduzione catalitica degli NOx.

La soluzione in questione, considerata la diluizione, non presenta caratteristiche di tossicità acuta, ma può al più provocare ustioni per contatto diretto. In caso di rilascio, gli effetti di evaporazione di ammoniaca e conseguente dispersione sono di entità limitata, limitati in ogni caso alle immediate vicinanze del punto di rilascio.

8.3. Deposito di rifiuti

Il complesso IPPC oggetto dell'autorizzazione produrrà varie tipologie di rifiuti pericolosi e non pericolosi principalmente riconducibili alle seguenti categorie:

- rifiuti derivanti dalla caldaia alimentata a biomassa, suddivisibili in:
 - ceneri pesanti di combustione della biomassa derivanti dal corpo caldaia;
 - ceneri leggere in uscita dal sistema di trattamento dei fumi provenienti dai cicloni;
 - ceneri leggere in uscita dal sistema di trattamento dei fumi provenienti dai filtri a maniche;
- rifiuti generici collegati alla attività di raccolta differenziata attiva presso lo stabilimento (imballaggi, carta, etc.) assimilabili ai solidi urbani;

- rifiuti la cui produzione è episodica e non strettamente correlabile agli assetti produttivi (es. rifiuti derivanti da attività di manutenzione sia ordinaria che straordinaria).

All'interno dello stabilimento saranno realizzate due aree di deposito temporaneo denominate DT1 e DT2. Queste aree saranno due piazzole ecologiche presso le quali saranno stoccati i rifiuti speciali, prodotti durante le fasi di esercizio e manutenzione dell'impianto, prima dell'invio a destinazione finale. In particolare l'area DT1 sarà adibita allo stoccaggio di rifiuti di varia natura, mentre la DT2 servirà a stoccare i cassoni contenenti la cenere pesante residuo di combustione della biomassa.

I rifiuti a deposito saranno imballati in contenitori idonei ed opportunamente etichettati. Le aree saranno allestite in modo tale da garantire il raggruppamento dei rifiuti speciali in categorie omogenee e da evitare la miscelazione o il contatto, anche accidentale, tra rifiuti incompatibili.

Le aree DT1 e DT2 saranno dotate di tettoia di copertura a protezione dagli agenti atmosferici, di pavimentazione impermeabilizzata e di bacini/vasche di contenimento di eventuali perdite e sversamenti di sostanze pericolose.

Il deposito temporaneo DT1 avrà una superficie pari a 100 m² di cui un'area di 10 m² sarà destinata a vasca di contenimento dove stoccare fusti di oli esausti. La rimanente superficie sarà adibita allo stoccaggio di rifiuti solidi misti, da raggrupparsi per categorie omogenee in contenitori di volumetria variabile da 1 a 28 m³.

Il Proponente riferisce che l'area sarà impermeabilizzata, dotata di copertura di protezione dagli agenti atmosferici e di cordolature che garantiranno la raccolta di eventuali sversamenti accidentali, attrezzata per il deposito in sicurezza dei rifiuti prima dell'invio a smaltimento o a recupero verso impianti autorizzati esterni.

I rifiuti prodotti durante le fasi di lavorazione e manutenzione saranno raccolti in appositi recipienti e da qui trasferiti nelle aree di stoccaggio in attesa di essere conferiti allo smaltimento.

I recipienti destinati al contenimento dei rifiuti liquidi saranno provvisti di tappo di chiusura filettato, etichetta riportante codice CER e data di immagazzinamento e verranno posizionati su bancali in modo da agevolarne la successiva movimentazione. Le operazioni di travaso avverranno presso le stesse aree di deposito allo scopo di contenere eventuali versamenti. Inoltre, in centrale verrà effettuata la raccolta differenziata di carta, plastica, legno, ferro e acciaio, pile esauste, toner e nastri per stampanti, raccolti in fusti o cassonetti dedicati. Nell'ambito del sistema di gestione ambientale della Centrale il Proponente prevede di definire ed implementare specifiche procedure con l'obiettivo di minimizzare la produzione di rifiuti ed ottimizzare il rapporto rifiuti recuperati/rifiuti smaltiti.

Ai sensi dell'art. 6 del D.M. n.52 del 18 febbraio 2011, prima di dare avvio alle attività di stabilimento, verrà effettuata l'iscrizione al nuovo sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, denominato SISTRI.

Il deposito temporaneo DT2 avrà una superficie di 500 m², con dimensioni di massima pari a circa 37 m x 13 m ed altezza utile di 6 m. Queste dimensioni assicurano lo spazio sufficiente al deposito temporaneo delle ceneri pesanti prodotte da una settimana di esercizio della caldaia a biomassa al massimo carico continuo.

Gestione ceneri

Le ceneri e le scorie, prodotte dal processo di combustione, saranno scaricate ad alta temperatura dall'estremità della griglia vibrante all'interno dell'estrattore scorie a bagno d'acqua che ne garantisce lo spegnimento e il raffreddamento, le inumidisce facilitandone la rimozione senza polveri né odori e crea una barriera a tenuta impedendo la penetrazione d'aria d'infiltrazione attraverso l'estrattore scorie. Le ceneri saranno quindi trasportate tramite un nastro e scaricate dentro a cassoni da rimuovere con automezzo.

Le ceneri leggere saranno movimentate con un sistema pneumatico e stoccate all'interno di silos da svuotare tramite apposito automezzo. Al momento non è possibile conoscere con precisione la

composizione attesa per le ceneri pesanti e leggere, generate dalla combustione della biomassa nelle sue varie tipologie ipotizzate, dati precisi si avranno solo a valle della combustione di biomassa in impianto: l'esatto destino delle ceneri prodotte potrà essere pertanto definito solo a valle di una loro classificazione a fronte di adeguate caratterizzazioni chimiche.

Fra le varie possibilità il Gestore ipotizza che le ceneri pesanti di combustione delle biomasse derivanti dal fondo caldaia possano essere qualificate come sottoprodotti nel rispetto delle condizioni stabilite all'art. 184-bis del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., da utilizzare per la produzione di "ammendante compostato misto" in eventuali impianti di compostaggio: tuttavia tale possibilità non è al momento ancora verificabile. Se la composizione chimica delle stesse non consentisse la qualificazione di sottoprodotto, ai sensi della normativa vigente le ceneri da combustione di biomassa sono classificate come rifiuti speciali, nella categoria rifiuti inorganici provenienti da processi termici, identificate dal codice CER 10.01.01 - ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne le polveri di caldaia di cui alla voce 10 01 04). In riferimento a questo aspetto dalla Provincia prescrive al Gestore una campagna di caratterizzazione delle ceneri da effettuarsi per i primi due anni di esercizio della centrale (rif. art. 4, comma 9 dell'A.I.A.) ed impone il limite di 30.600 t/anno come quantitativo massimo di ceneri da produrre (rif. Art. 1, comma 6 dell'A.I.A.).

Le ceneri leggere dai filtri a maniche del sistema trattamento a biomassa saranno quasi certamente inviate a discarica, in considerazione del contenuto di sali di reazione provenienti dal reattore di abbattimento dei gas acidi dove viene addizionato bicarbonato di sodio, con il codice CER 10 01 18* - rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, contenenti sostanze pericolose o 10 01 19 - rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, diversi da quelli di cui alle voci 10 01 05, 10 01 07 e 10 01 18.

Contatti preliminari con discariche di rifiuti speciali, situate nelle immediate vicinanze del Sito di Porto Torres, hanno dato riscontri positivi per quanto riguarda la capacità di smaltimento di tali rifiuti e la disponibilità di accettare rifiuti non pericolosi da impianti locali.

Tabella 2 - Stoccaggio rifiuti in uscita

Stoccaggio rifiuti						
Identificaz. area	Materiale stoccato	Capacità di stoccaggio [m ³]	Temperatura di stoccaggio	Modalità	Caratteristiche	
					Capacità [m ³]	Tipologia sfiato
TD-1	Area deposito temporaneo rifiuti		Ambiente	varie		
TD-2	Area deposito temporaneo cassoni ceneri pesanti		Ambiente	Scarrabili		
AS-6	Area stoccaggio ceneri pesanti (cassoni scarrabili)		Ambiente	Scarrabili		
50-S-001 A/B	Silos stoccaggio ceneri leggere (da filtri a manica caldaia biomassa)		Ambiente	silos		Filtri depolveratori
50-S-001 A/B	Silos stoccaggio ceneri leggere (da cicloni)		Ambiente	silos		Filtri depolveratori

Di seguito si riporta l'elenco dei codici CER dei rifiuti potenzialmente prodotti dallo stabilimento.

200

Tabella 3 – Stoccaggio rifiuti prodotti

Codice CER	Descrizione rifiuto	Stato fisico	Quantità annua prodotta regime (t/anno)	Fasi/ Impianti di provenienza (rif.to: Scheda 1)	Area Stoccaggio	Disposit. stoccaggio	Destinazione Finale
100101	Ceneri pesanti da combustione biomassa	Solido non polverulento	16200	1	AS-6/DT2	Cassoni scarrabili	R13, D15 (+)
100118*	Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, contenenti sostanze pericolose (ceneri da filtri a maniche)	Solido polverulento	8850	2	50-S-001A-B	Silos	D15
100103	Ceneri leggere di torba e di legno non trattato (ceneri leggere da ciclone)	Solido polverulento	5550	2	50-S-002A-B	Silos	R13, D15 (+)
100122	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie, contenenti sostanze pericolose	Fangoso palabile	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/ contenitori (cassoni) tendonati	D15
130208*	Olio esausto	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/bulk	R13
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori (cassoni) scoperti o telonati	R13
150103	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	...	R13
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori (cassoni) scoperti o telonati	D15
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Cassoni scarrabili	D15
160303*	Rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160305*	Rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	2	DT1	Fusti/big bags	R13, D15 (+)
161001*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Cisterna	D15
161002	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001	Liquido	(#)	1,2,3	DT1	Cisterna	D15
161105*	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15

ds

Codice CER	Descrizione rifiuto	Stato fisico	Quantità annua prodotta regime (t/anno)	Fasi/ Impianti di provenienza (rif.to: Scheda 1)	Area Stoccaggio	Disposit. stoccaggio	Destinazione Finale
170106*	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
170203	Plastica	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	R13
170204*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	D15
170402	Alluminio - lamierini	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/ fusti	R13
170405	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/ fusti	R13
170407	Ferro e acciaio (metallo misto)	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/ fusti	R13
170409*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati/ fusti	D15
170411	Cavi elettrici	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Fusti/big bags	R13
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Big bags	D15
200101	Carta e cartone	Solido non polverulento	(#)	1,2,3	DT1	Sfuso in contenitori scoperti o tendonati	R13

(#) Rifiuti non impiegati direttamente nel processo ma legati all'attività di manutenzione, bonifica o demolizione di impianti o parti di essi e pertanto possono variare in tipologia ed in quantità.

(+) L'esatto destino delle ceneri prodotte potrà essere definito solo a valle di una loro classificazione a fronte di adeguate caratterizzazioni chimiche.

9. CONSUMO DI RISORSE

9.1. Consumo di materie prime

Le principali materie prime (biomassa e GPL) e le materie prime ausiliarie, di cui si riporta un elenco, saranno approvvigionate tramite automezzi e stoccate in recipienti stagni in apposita area dedicata. Le MPA saranno utilizzate nei sistemi di dosaggio chimico per le caldaie o all'interno del sistema abbattimento fumi SCR della caldaia a biomassa.

Tipologia e relativi consumi sono così suddivise:

Tabella 4 - Principali materie prime utilizzate

SOSTANZE	CONSUMI
Biomassa	250.000 t/anno
GPL	29.172 t/anno Massimo consumo previsto
Bicarbonato di sodio	7500 t/anno
Deossigenante	2,1 t/anno
Inibitore di corrosione - acque a ciclo chiuso	0,4 t/anno
Biocida	0,1 t/anno
Inibitore di corrosione -acque di caldaia, vapore e condense	0,15 t/anno
Alcalinizzate	2,1 t/anno
Soluzione ammoniacale al 25%	705 t/anno

298

9.2. Consumo di risorse idriche

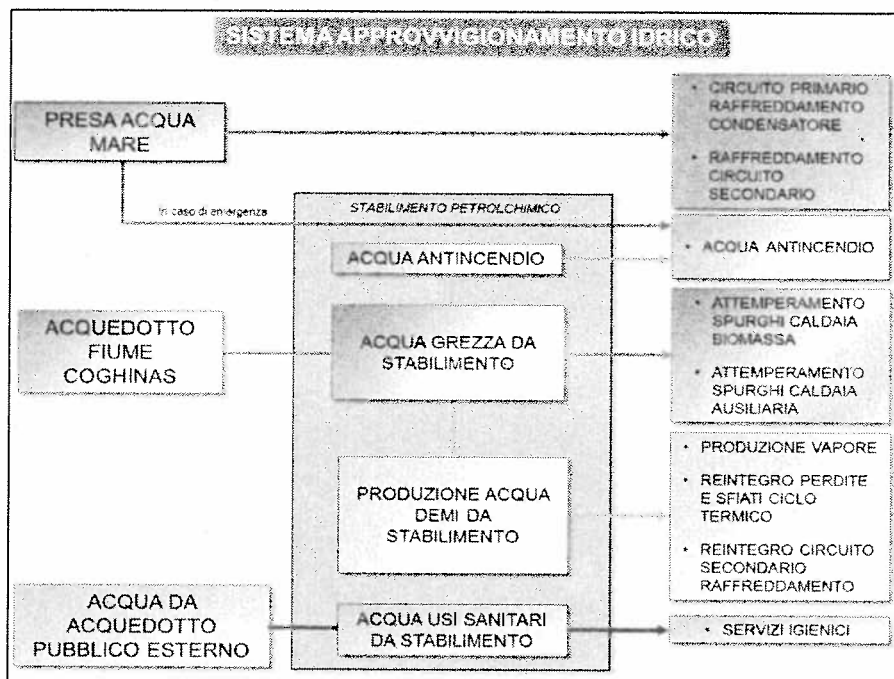
Il funzionamento della centrale a Biomasse prevede l'approvvigionamento delle seguenti risorse idriche:

- Acqua grezza prevista per uso antincendio resa disponibile da sistema antincendio di stabilimento, approvvigionata dallo stabilimento dall'acquedotto del fiume Coghinas;
- Acqua demineralizzata per la produzione di vapore, per reintegro dei circuiti del ciclo termico e del sistema raffreddamento degli ausiliari, resa disponibile dallo stabilimento e prodotta dall'impianto di demineralizzazione di stabilimento. L'acqua demineralizzata sarà stoccata in un serbatoio e inviata tramite due pompe di reintegro alla rete di distribuzione di centrale;
- Acqua mare per raffreddamento, alimentata da presa acqua mare di stabilimento per mezzo di due nuove pompe dedicate al circuito acqua mare di Enipower. Sulla mandata delle pompe è installato un sistema di filtrazione;
- Acqua sanitaria ad uso civile resa disponibile attraverso stabilimento Versalis, e derivata da acqua acquedotto pubblico esterno.

Il Proponente prevedeva l'utilizzo di acqua grezza anche per l'atterramento degli spurghi di caldaia: in merito a questo aspetto la Provincia ne ha fatto divieto e pertanto in A.I.A. è stato previsto che il Proponente debba provvedere ad effettuare un recupero termico preliminare allo scarico raggiungendo una temperatura di 40 °C.

La figura seguente riporta lo schema di approvvigionamento risorse idriche alla centrale a biomassa come inizialmente previsto dal proponente, pertanto si esclude il riquadro "attemperamento".

Figura 8 - Schema approvvigionamento idrico



Il consumo stimato della risorsa idrica è rappresentato dalla seguente tabella:

Tabella 5 - Consumo di risorse idriche

Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo [m ³]
Acqua grezza	1	Attemperamento spurghi(*) caldaia a biomassa	24.675
Acqua grezza	3	Attemperamento spurghi(*) caldaia ausiliaria, reintegro raffreddamento ceneri	1.991
Acqua grezza		Antincendio	---
Acqua demineralizzata	1	Processo	582.000
Acqua demineralizzata	3	Processo	106.798
Acqua mare per raffreddamento	1	Raffreddamento	38.170.573
Acqua sanitaria Rete consortile	Palazzina uffici	Acqua per usi civili (igienico sanitario)	2.190

(*) Tale operazione è stata vietata, pertanto il consumo stimato in questa fase potrebbe essere sensibilmente inferiore

Fase 1 - centrale a biomassa

Fase 2 - caldaia a GPL

10. QUADRO AMBIENTALE

10.1 Emissioni in atmosfera

10.1.1 Introduzione

Le emissioni in atmosfera originate dal complesso IPPC oggetto dell'autorizzazione sono riconducibili alle seguenti tipologie:

- **emissioni convogliate** derivanti da:
 - camini emissione delle due caldaie oggetto di A.I.A.;
- **emissioni diffuse** derivanti da:
 - sfiati silos da sistemi di abbattimento polveri;
 - perdite da organi di tenuta e da apparecchiature;
 - movimentazione di materie prime e rifiuti.

10.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Il Gestore dichiara che nell'impianto IPPC saranno presenti 16 punti di emissione di cui due significativi.

Il quadro emissivo oggetto dell'autorizzazione è riassunto nelle tabelle che seguono, in cui si riportano le caratteristiche dei punti di emissione e la tipologia di sistemi di abbattimento a loro presidio. Alla descrizione più dettagliata dei sistemi di abbattimento sarà dedicato il paragrafo 10.1.3.

Tabella 6 – Punti di emissione caldaia a biomassa

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x - y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E1		Camino caldaia alimentata a biomassa	Continua	7	50	Cycloni, reattore a bicarbonato di sodio, filtri a maniche sistema SCR per abbattimento NO _x
E3		Silo cippato	Discontinua	0,19	26,5	Filtro depolveratore
E4		Silo cippato	Discontinua	0,19	26,5	Filtro depolveratore
E5		Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Discontinua	0,18	23,5	Filtro depolveratore
E6		Silo ceneri leggere da filtri a maniche	Discontinua	0,18	23,5	Filtro depolveratore
E7		Silo ceneri leggere da cycloni	Discontinua	0,18	22,5	Filtro depolveratore
E8		Silo ceneri leggere da cycloni	Discontinua	0,18	22,5	Filtro depolveratore
E9		Silo bicarbonato	Discontinua	0,18	28	Filtro depolveratore
E10		Degasatore caldaia a biomassa	Discontinua	---	5,5	---

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x - y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E12		Generatore Diesel emergenza	Discontinua	0,06	3,5	---
E13		Sfiato cassa olio turbina	Discontinua	---	---	---
E14		Guardia idraulica soluzione ammoniacale	Discontinua	---	---	---
E16		Sistema aspirazione magazzino automatizzato		---	---	---

Non sono state fornite le coordinate del punto di emissione E1 e dei punti scarsamente rilevanti. Come richiesto in sede di conferenza dei servizi riguardo il PMC occorrerà corredarlo di planimetrie con l'individuazione, per tutte le matrici ambientali, dei punti di emissione e dei relativi punti di controllo ciascuno associato alle proprie coordinate geografiche.

Tabella 7 - Punti di emissione caldaia GPL

Sigla identificativa Emissione	Coordinate Gauss Boaga (x - y)	Origine	Tipologia	Sezione (m ²)	Altezza (m)	Sistema di abbattimento
E2		Camino caldaia ausiliaria a GPL	Continua	3,14	30	---
E11		Degasatore caldaia ausiliaria	Discontinua	---	4,9	---
E15		Torcia fredda di emergenza GPL	Discontinua	0,008	36	---

20
A

Il Gruppo elettrogeno di emergenza, di potenza inferiore a 1 MW alimentato a gasolio rientra tra gli "Impianti ed attività in deroga" di cui alla parte I dell'allegato IV alla Parte V del D.Lgs.152/06 e s.m.i., lettera bb. e non è soggetto a limiti di emissione (Allegato I alla parte quinta, parte III, punto 3).

10.1.3. Sistemi di abbattimento a presidio di emissioni di tipo convogliato

Per quanto concerne l'impianto in cui sarà attuata l'attività IPPC 1.1, il progetto prevede, come riassunto in Tabella 6 e Tabella 7, che le emissioni, originate sia delle due caldaie che dagli stoccaggi delle materie prime e dei rifiuti, siano controllate mediante l'utilizzo di sistemi di abbattimento.

Le principali sorgenti di emissione in atmosfera di tipo convogliato sono costituite dal camino che convoglia i fumi di combustione della caldaia a biomassa **[E1]** e dal camino della caldaia ausiliaria alimentata a GPL **[E2]**.

La caldaia a biomassa è dotata di un sistema di abbattimento inquinanti: i fumi in uscita dalla caldaia a biomassa subiscono una depolverazione primaria che consiste in un preabbattimento del particolato di granulometria maggiore in una stazione di ciclonatura, che trasforma il moto della corrente gassosa da rettilineo ad elicoidale, sottoponendo le particelle in sospensione all'azione della forza centrifuga.

Le particelle sotto l'azione di tale forza abbandonano la traiettoria dei filetti fluidi della corrente gassosa e proseguono lungo la tangente per traiettorie circa rettilinee fino ad incontrare la parete del

ciclone dove, in seguito all'urto, perdono la propria energia cinetica, si arrestano e tendono a depositarsi. I cicloni sono composti da una parte superiore cilindrica nella quale avviene l'ingresso dell'aeriforme da trattare e da una parte inferiore tronco-conica dalla quale avviene lo scarico del particolato abbattuto.

Le ceneri leggere sono estratte da coclee ed inviate al sistema stoccaggio ceneri leggere. I fumi a valle dei cicloni attraversano un reattore di miscelazione dove la corrente gassosa entra in contatto con il bicarbonato di sodio. Il bicarbonato di sodio è stoccato in un silo e dosato tramite una coclea di dosaggio e due compressori aria per la movimentazione in sospensione.

I fumi entrano successivamente in un filtro a maniche dove le polveri fini vengono trattenute. Il filtro è dotato di un sistema di by-pass e di un sistema di preriscaldamento per l'avviamento. La pulizia delle maniche avviene tramite impulsi d'aria compressa prodotta da due compressori dedicati. La cenere leggera raccolta dalla pulizia delle maniche viene convogliata al sistema stoccaggio ceneri leggere dedicato, separato dal sistema di stoccaggio ceneri leggere dai cicloni.

A valle del filtro a maniche è posizionato un sistema SCR per la riduzione catalitica degli NOx. E' prevista per tale sistema l'iniezione di una soluzione ammoniacale al 25%. Il package di abbattimento NOx sarà costituito da:

- serbatoio stoccaggio soluzione ammoniacale al 25% da circa 70 m³;
- guardia idraulica serbatoio stoccaggio soluzione ammoniacale;
- due pompe invio soluzione ammoniacale;
- bruciatore per rigenerazione catalizzatore alimentato a GPL;
- ventilatore aria comburente per bruciatore;
- catalizzatore abbattimento NOx.

A valle del sistema SCR sono posizionati due ventilatori per l'estrazione dei fumi esausti che inviano i fumi al camino che sarà dotato di sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo, costituito da banchi di analisi fumi scarico camino (CEMS). La Provincia, in aggiunta a quanto previsto dal Proponente, ha prescritto che siano monitorati i seguenti parametri chimici e chimico-fisici:

- NO_x
- SO₂
- Polveri
- Monossido di Carbonio (CO)
- Biossido di Carbonio (CO₂)
- Carbonio Organico Totale (COT)
- HCl
- NH₃
- HF

Si dovranno inoltre monitorare in continuo anche i seguenti parametri:

- Portata volumetrica secca;
- Tenore di ossigeno;
- Umidità;
- Pressione;
- Temperatura.

Sono inoltre previste verifiche semestrali con campionamento manuale ed analisi di laboratorio per altri inquinanti quali Diossine e Furani, IPA, PCB, caratterizzazione granulometrica delle polveri e metalli.

La combustione di GPL non necessita di particolari sistemi di abbattimento degli inquinanti garantendo di per se bassi livelli di emissione. In ogni caso il camino [E2] della caldaia ausiliaria sarà dotato di sistema di monitoraggio delle emissioni, costituito da banchi di analisi in continuo fumi scarico camino (CEMS) capace di misurare:

- NO_x
- SO₂
- Polveri
- Monossido di Carbonio (CO)
- Portata volumetrica secca;
- Tenore di ossigeno;
- Umidità;
- Pressione;
- Temperatura.

In merito ai silos presenti in impianto il Proponente prevede che tutti i silos siano dotati di filtri depolveratori a maniche:

- n. 2 Silos cippato
- n.4 Silos ceneri leggere (2 silos per ceneri da filtri a manica e 2 da cicloni)
- n. 1 Silo reagente chimico

Sono inoltre presenti i seguenti punti di emissione convogliati che risultano essere non significativi da un punto di vista emissivo:

- Degasatore caldaia a biomassa
- Degasatore caldaia ausiliaria
- Diesel emergenza
- Sfiato cassa olio turbina
- Guardia idraulica per serbatoio stoccaggio soluzione ammoniacale
- Sistema aspirazione magazzino automatizzato
- Torcia Fredda GPL

20

10.1.4 Emissioni in atmosfera di tipo diffuso

In base a quanto dichiarato dal Gestore l'impianto a biomasse genera emissioni fuggitive di VOC dovute alla eventuale perdita fisiologica di tenuta di apparecchiature e/o componenti di impianto attraversati da fuel gas (GPL). In particolare le uniche emissioni fuggitive sono previste in corrispondenza delle linee GPL per le caldaie e nelle linee per la rigenerazione del catalizzatore a valle del sistema SCR.

La stima delle emissioni fuggitive è stata effettuata mediante l'utilizzo di fattori di emissione. Saranno in ogni caso i componenti interessati da potenziali emissioni fuggitive saranno oggetto di programmi di manutenzione e sostituzione programmata.

Un altro tipo di emissione diffusa è stato valutato possa generarsi dall'esercizio della centrale è quella generata dalla movimentazione e dallo stoccaggio della biomassa. Tuttavia la polvere generata dallo stoccaggio della paglia si ritiene trascurabile in quanto lo stoccaggio principale avverrà nel magazzino chiuso quindi il materiale stoccato non sarà sottoposto all'azione del vento, e lo stoccaggio all'aperto sarà effettuato con l'ausilio di teli di copertura anti vento e anti-polvere. La paglia dello stoccaggio esterno verrà inoltre movimentata con frequenza molto inferiore a quella del magazzino coperto e solo in caso di indisponibilità del normale approvvigionamento di biomassa.

La polvere generata dalla movimentazione della biomassa è stata quantificata mediante fattori di emissione ed è dell'ordine di alcune centinaia di kg/anno, la valutazione sulla qualità dell'aria di tale emissione è riportata nell'allegato 3B della domanda di A.I.A.. In fase di esercizio saranno applicate tutte le misure di mitigazione al fine di limitare tali emissioni, tipo installazione di filtri a maniche sui silos e predisposizione di aree di stoccaggio del cippato pavimentate e coperte.

Dimensionamento sistemi di abbattimento e trattamento fumi

In merito a questo aspetto il Proponente ha fornito dati di massima che troveranno riscontro nella progettazione esecutiva. Il Proponente in sede di conferenza di servizi del 12 marzo 2014 (il cui verbale corrisponde all'allegato III del provvedimento di A.I.A.) dichiara che parte della progettazione sarà presentata nell'ambito dell'Autorizzazione Unica di competenza regionale. Tale documentazione verrà inviata anche alla Provincia.

10.1.5 Emissioni odorigene

Il Proponente ritiene che vista la tipologia dell'impianto tale aspetto sia scarsamente significativo. Tuttavia con il provvedimento di A.I.A. si prescrive all'articolo 9, comma 5, un monitoraggio da effettuarsi entro 180 giorni dall'avvio dell'impianto.

10.2 Emissioni in acqua

Come descritto nel paragrafo 7, l'impianto in cui si svolge l'attività IPPC 1.1 sarà dotato di una rete fognaria completamente nuova. Questa amministrazione ha prescritto al Proponente la riprogettazione della rete le cui prescrizioni sono riportate all'art. 11 del provvedimento di A.I.A..

Gli scarichi previsti sono stati stimati secondo il seguente assetto:

Tabella 8 - Scarichi finali e parziali

Sigla identificativa scarico	Coordinate Geografiche (E - N)	Descrizione	Corpo idrico ricevente
S3		Scarico acqua mare da condensatore turbina a vapore	Canale Acqua-Mare
S4		Scarico acqua mare da raffreddamento ciclo chiuso	Canale Acqua-Mare
S5		Acque meteoriche di prima pioggia da vasca area impianto	Fognatura oleosa consortile
S6		Acque meteoriche di prima pioggia da vasca area stoccaggi	Fognatura oleosa consortile
S7		Scarico acqua sanitaria	Fognatura consortile
S10		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area impianto	Canale Acqua-Mare
S11		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area stoccaggi	Canale Acqua-Mare
S12		Acque di processo	Fognatura oleosa consortile
S13*		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area impianto	Fognatura oleosa consortile
S14*		Acque meteoriche di seconda pioggia da vasca area stoccaggi	Fognatura oleosa consortile

* Le vasche meteoriche di seconda pioggia ubicate in area impianto ed in area stoccaggi sono dotate di sistemi di campionamento e monitoraggio in linea. In caso di superamento dei limiti ammessi dalla Delib. G.R. n.69/25 del 10.12.2008, le acque **non** saranno inviate nel canale acqua mare ma convogliate nella fognatura oleosa consortile.

10.3. Emissioni al suolo e in acque sotterranee

Eventuali emissioni al suolo e in acque sotterranee potrebbero verificarsi a seguito di sversamenti accidentali o di penetrazione di acque meteoriche o di processo potenzialmente contaminate.

Al fine di prevenire tali impatti, tutte le aree di impianto, di transito mezzi, di stoccaggio e movimentazione materiali e/o rifiuti dovranno essere dotate di idonei sistemi di contenimento come prescritto nel provvedimento di A.I.A..

Al fine di garantire un adeguato livello di protezione della falda, il Gestore dovrà valutare eventuali impatti collegati alla gestione del complesso IPPC oggetto dell'autorizzazione e accertare che questi non interferiscano con la bonifica definitiva della falda stessa. Inoltre dovrà essere garantito un costante monitoraggio delle acque sotterranee. Il monitoraggio potrà anche essere condotto alla società Syndial S.p.A sul piezometro che insiste sull'area.

10.4. Emissioni sonore

Come riportato nel precedente paragrafo 3 il complesso IPPC verrà realizzato nella Zona Industriale "La Marinella" del Comune di Porto Torres. Quest'ultimo non ha ancora provveduto all'adozione del Piano di Zonizzazione Acustica del proprio territorio ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) della Legge Quadro n. 447 del 26/10/95.

In base alle Direttive Regionali in materia di Inquinamento Acustico, emanate con Deliberazione dell'Assessore alla Difesa Ambiente della R.A.S. n. 62/9 del 14/11/2008, nonché a quanto disposto dalla Legge 447/1995, il Proponente ha individuato nella classe VI - *Aree esclusivamente industriali* la classe acustica da assegnare all'area di interesse. Sulla base dell'art. 2, comma 2 e art. 3, comma 1, del DPCM 14/11/97, tale classe prevede i limiti riportati in Tabella:

Tabella 9 - Valori limiti di immissione e emissione

Classi di destinazione d'uso del territorio	Valori limite di emissione		Valori limite assoluti di immissione	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)	Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)
I aree particolarmente protette	45	35	50	40
II aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III aree di tipo misto	55	45	60	50
IV aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, del D.P.C.M. 01/03/1991, non si applica all'interno della classe VI il criterio differenziale di immissione, che stabilisce che il rumore ambientale non possa superare il rumore residuo di oltre 5 dB(A) e 3 dB(A) durante i tempi di riferimento diurno e notturno rispettivamente. Tale obbligo deve essere invece rispettato per i recettori ricadenti in aree di classi diverse.

Al fine di garantire il rispetto sia dei limiti assoluti, che del criterio differenziale per le aree al di fuori dello stabilimento, il Gestore prevede l'utilizzo delle apparecchiature più rumorose all'interno di ambienti chiusi con l'installazione di opportune coibentazioni fonoisolanti.

L'analisi dei dati ha preso in esame le curve isofoniche calcolate, correlate e sovrapposte alla cartografia dell'area in studio, al fine di individuare le aree interessate dal rumore prodotto durante le lavorazioni.

Come indicato da ARPAS in sede di conferenza dei servizi, la documentazione presentata dovrà essere integrata con l'individuazione delle sorgenti rumorose, nonché con l'indicazione georeferenziata dei punti attualmente utilizzati per l'effettuazione dei rilievi fonometrici.

Una volta avviata l'attività, il Gestore sarà tenuto alla verifica dei livelli acustici calcolati tramite l'esecuzione di una campagna di misure da ripetersi con cadenza triennale.

11. Attuazione delle BAT Grandi Impianti di Combustione

Per l'individuazione delle MTD si è fatto riferimento ai Bref "Large Combustion Plants - July 2006" e "Industrial Cooling Systems - December 2001" e al Decreto del Ministero dell'Ambiente 1 ottobre 2008 - "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione". Di seguito si riporta la tabella contenente lo stato di applicazione delle MTD:

MTD	Stato di applicazione	Note
SCARICO, STOCCAGGIO, E MOVIMENTAZIONE DELLE BIOMASSE		
Polveri		
1 Impiego di mezzi di scarico e carico che minimizzino l'altezza di caduta del materiale sul mucchio, con conseguenti emissioni diffuse di polveri, soprattutto nel caso di scarichi legnosi di granulometria fine	Applicata	Saranno impiegati mezzi idonei per lo spostamento e lo stoccaggio della biomassa, Impilamento delle balle di paglia a forma piramidale, magazzino automatizzato
2 Impiego di umidificatori a pioggia	Non applicabile	Per garantire grado di umidità di progetto, la riduzione dell'emissione di polvere è realizzata con l'imballaggio che compatta il materiale e riduce le superfici esposte
3 Installazione di nastri trasportatori in posizioni sicure, al fine di evitare possibili danneggiamenti da parte di veicoli o altri mezzi	Applicata	
4 Impiego di sistemi di pulizia per i nastri trasportatori	Applicata	I nastri trasportatori saranno mantenuti puliti con appositi sistemi di soffiaggio e con operazioni di manutenzione ordinaria.
5 Dotare, in caso di materiali pulverulenti, i nastri trasportatori di adeguati sistemi di aspirazione e filtrazione	Applicata	I materiali pulverulenti saranno movimentati con sistemi pneumatici dotati di filtri antipolvere e stoccati in silos dotati di sistemi di filtrazione
6 Razionalizzare il sistema di trasporto interno in modo da minimizzare il possibile rilascio di polveri	Applicata	
7 Impiego di buone tecniche di progettazione, costruzione e manutenzione	Applicata	Impianto nuovo progettato con MTD
Contaminazione acque		
Stoccare il materiale su superfici stagne, dotate di sistema di drenaggio e decantazione delle acque e Raccogliere le acque piovane che potrebbero lisciviare il materiale e trattarle adeguatamente prima dello scarico	Parzialmente applicata	Parzialmente applicata per biomassa erbacea, applicata per biomassa legnosa Le aree per lo stoccaggio e la movimentazione della biomassa legnosa saranno pavimentate e le acque meteoriche ivi raccolte saranno inviate a rete fognaria e a trattamento L'area stoccaggio biomassa erbacea in parte è ubicata all'interno di un magazzino coperto e in parte sarà stoccata all'aperto su superficie inghiaata per permettere il drenaggio delle acque piovane e l'assorbimento delle stesse da parte del terreno. Lo stoccaggio all'aperto sarà coperto da telo mobile
Combustione		
<ul style="list-style-type: none"> • Soprattutto nel caso di impiego di paglia effettuare controlli qualitativi e immettere i dati in un sistema di controllo computerizzato • Nel caso di combustione di più biomasse prevedere due o più sistemi di stoccaggio, in modo da controllare la miscela in alimentazione 	Applicata	Ogni carico di biomassa erbacea e legnosa sarà controllato in peso ed umidità. La biomassa erbacea, che costituisce il combustibile principale, in base alle caratteristiche di umidità rilevata automaticamente dai sistemi di carico sarà opportunamente stoccata nel magazzino automatizzato tramite sistema computerizzato. Sono previsti sistemi di stoccaggio ed alimentazione specifici per ciascun tipo di combustibile.
Prevenzione incendi		
Sorvegliare le aree di stoccaggio al fine di rilevare possibili incendi dovuti ad autocombustione ed individuare i punti di rischio	Applicata	L'impianto sarà presidiato e operazioni di controllo da parte dell'operatore saranno procedurizzate. Lo stoccaggio all'aperto della paglia sarà coperto da

		telo mobile Sono inoltre previsti, dove serve, sistemi di rilevazione incendio e spegnimento a diluvio
STOCCAGGIO AMMONIACA LIQUIDA		
Per lo stoccaggio di ammoniaca liquida: i serbatoi con capacità superiore a 100 m ³ dovrebbero essere interrati e a doppia parete; i serbatoi con capacità inferiore o uguale a 100 m ³ dovrebbero essere fabbricati con processo di ricottura. • Per motivi di sicurezza è preferibile l'impiego di soluzioni acquose di ammoniaca rispetto allo stoccaggio e movimentazione di ammoniaca liquida.	Applicata	L'ammoniaca sarà stoccata sotto forma di soluzione ammoniacale acquosa al 25%. Il serbatoio della soluzione ammoniacale avrà capacità pari a 70 m ³ e sarà dotato di guardie idrauliche per evitare esalazioni di vapori ammoniacali.
PRETRATTAMENTO DEL COMBUSTIBILE		
Nel caso di combustione di scarti legnosi sono da considerarsi MTD la classificazione del combustibile sulla base delle sue dimensioni e del suo grado (o meno) di contaminazione. In caso di impiego di legno contaminato l'applicazione delle MTD richiede la conoscenza del tipo di contaminazione e l'esame analitico degli inquinanti presenti in ciascun carico di combustibile in ingresso all'impianto.	Applicata	Sarà implementato un protocollo di accettazione della biomassa in ingresso all'impianto. Saranno comunque previsti controlli di qualità del combustibile
COMBUSTIONE		
Per la combustione di biomasse in impianti di grossa taglia possono essere, in generale, considerate MTD le apparecchiature a letto fluido, sia di tipo bollente che circolante. Per applicazioni specifiche possono anche essere considerate MTD: • Le apparecchiature a griglia di tipo "spreader stoker" per la combustione del legno; • le apparecchiature a griglia di tipo vibrante, raffreddata ad acqua, per la combustione della paglia.	Applicata	La combustione della Biomassa sarà effettuata con caldaia a griglia vibrante con sistema di alimentazione raffreddato con acqua.
EFFICIENZA TERMICA		
Il mezzo più efficace per il contenimento delle emissioni di gas serra è costituito dall'incremento dell'efficienza di conversione energetica (rendimento), intesa come rapporto tra l'energia resa disponibile ai limiti d'impianto ed il contenuto energetico del combustibile, riferito al suo potere calorifico inferiore. Poiché i rendimenti conseguibili in impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse sono di norma piuttosto ridotti (indicativamente compresi fra 20 e 30%) ne consegue che ove la cogenerazione (intesa come produzione combinata di energia termica ed elettrica) sia tecnicamente ed economicamente possibile, essa deve essere considerata la principale MTD da prendere in considerazione. Per la sua applicazione occorre disporre di una richiesta piuttosto costante e significativa di energia termica a livello locale, che consente di elevare i rendimenti di conversione in energia termica fino a valori dell'ordine di 75-90%, in funzione delle caratteristiche dell'impianto e della ripartizione e variazione delle richieste di energia elettrica e termica.	Applicata	La Centrale Produrrà l'energia termica richiesta dagli impianti insediati nel sito industriale nella fase di massimo sviluppo (75 t/h di vapore) previsto dal protocollo sulla "Chimica Verde" in regime di cogenerazione in modo da massimizzare l'efficienza energetica di utilizzo della fonte rinnovabile: η 1° principio ≈ 61 – 64 % contro ≈ 25% per la sola produzione elettrica;
EMISSIONI IN ATMOSFERA		
Polveri		
Per la depolverazione dei fumi di combustione di biomasse può essere considerata MTD l'impiego di filtri a maniche o di depolveratori elettrostatici. Altre apparecchiature di tipo meccanico ed i cicloni non possono essere considerate, da sole, come MTD, ma possono trovare impiego come stadio primario di depolverazione. I valori medi su base giornaliera, riferiti ad un contenuto di O ₂ nei fumi secchi del 6%, conseguibili tramite l'impiego delle suddette apparecchiature, individuate come MTD variano tra 5 e 20 mg/Nm ³ .	Applicata	La sezione di trattamento fumi è dotata di depolverazione primaria a cicloni e filtri a maniche. Il Gestore dichiara e garantisce una emissione < 5 mg/Nm ³
Metalli pesanti		
La presenza di composti metallici nei fumi di combustione è conseguenza diretta del contenuto di metalli presente inizialmente nelle biomasse. Di norma i metalli tendono ad evaporare durante la fase di combustione e a ricondensare in fase di raffreddamento, andando ad adsorbirsi sulle particelle di polveri presenti nei fumi. Ne consegue che la MTD per la riduzione dei metalli consiste in una efficace rimozione delle polveri tramite filtri a maniche (riduzione >99,99%) o filtri elettrostatici ad elevata efficienza (riduzione >99,95%), tenendo conto che l'opzione filtro a maniche è da considerarsi	Applicata	Sarà installato sistema di filtrazione a maniche

preferenziale nella scelta della MTD.		
NO_x		
<p>Per la riduzione degli NO_x possono essere considerate MTD sia tecniche di natura primaria che secondaria.</p> <p>...</p> <p>Se necessario possono essere impiegate come MTD misure secondarie quali la riduzione selettiva non catalitica (SNCR) o catalitica (SCR) (anche combinate), che consentono di raggiungere livelli molto bassi di NO_x, e limitare lo split di NH₃ normalmente generato dai sistemi SNCR.</p> <p>...</p> <p>livelli di emissione raggiungibili con l'applicazione delle MTD, per impianti nuovi di potenzialità termica compresa tra 100 e 300 MWt sono compresi tra 150-200 mg/Nm³ con combustori a letto fluido (con combustori a griglia non è indicato un livello di emissione per la potenzialità termica in oggetto)</p>	Applicata	Il sistema trattamento fumi sarà dotato di riduzione selettiva catalitica SCR. Il Gestore dichiara che il sistema garantirà una emissione < di 170 mg/Nm ³
SO₂ e gas acidi		
<p>Il contenuto di zolfo delle biomasse è praticamente trascurabile, tale da consentire, soprattutto nel caso di scarti legnosi, la loro combustione senza misure di desolforazione, in quanto le concentrazioni di SO₂ nei fumi secchi (6% di O₂) sono tipicamente inferiori a 50 mg/Nm³.</p> <p>Emissioni di Acidi cloridrico e fluoridrico La combustione di biomasse dà, di norma, luogo a ridotte emissioni di HCl, "(tipicamente inferiori, su base giornaliera, a 25 mg/Nm³ al 6% di O₂ sui fumi secchi)", eccezione fatta per la combustione della paglia che può dare luogo ad emissioni comprese fra 50 e 300 mg/Nm³ con valori medi intorno a 100 mg/Nm³ (su base giornaliera).</p> <p>Per ridurre tali emissioni possono essere impiegati come MTD sistemi di lavaggio ad umido o di tipo semi-secco ("spray-dry), attraverso l'impiego dei quali possono essere raggiunti livelli di rimozione pari circa il 98%. Tali sistemi sono efficaci anche nei confronti della rimozione della SO₂, con livelli di efficienza del 80-95%.</p> <p>I livelli di concentrazioni di HF nei fumi da combustione di biomasse sono, di norma, piuttosto bassi (1-5 mg/Nm³).</p>	Applicata	<p>Data la composizione tipica della paglia da cardo, sarà installato un sistema di desolforazione con torre di reazione nel quale i fumi vengono fatti reagire con il bicarbonato di sodio per abbattimento SO₂ e gas acidi. Il bicarbonato di sodio è stoccato in un silo, dosato tramite appositi mulini di dosaggio e trasportato alla torre di reazione con sistema pneumatico.</p> <p>I livelli di emissioni attesi sono: SO₂ <200 mg/Nm³ HCl <25 mg/Nm³ HF <5 mg/Nm³</p> <p>Il livello di emissione SO₂ reale potrebbe essere anche inferiore rispetto al livello atteso, ma ciò potrà essere confermato solo a valle della caratterizzazione della biomassa erbacea di origine locale (% S su un numero di campioni significativi al momento non disponibile, ma noto solo da letteratura)</p>
CO		
<p>Livelli molto bassi di CO possono essere conseguiti tramite il mantenimento di condizioni ottimali di combustione, la presenza di un adeguato sistema di monitoraggio, nonché l'adozione di uno specifico programma di manutenzione delle apparecchiature di combustione. Misure di fine controllo degli NO_x possono dare luogo indirettamente anche al contenimento dei livelli di CO, a livelli compresi tra 50 e 250 mg/Nm³ (valore medio su base giornaliera, riferito ad un contenuto di O₂ nei fumi secchi del 6%) dove le emissioni da caldaie a letto fluido sono tipicamente nella parte inferiore dell'intervallo di emissione, mentre per la combustione a griglia di biomassa erbacea i valori possono essere più alti</p>	Applicata	Il Gestore dichiara che la caldaia a biomassa garantirà emissione di CO inferiore a 250 mg/Nm ³
Ammoniaca		
<p>L'emissione di NH₃ può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNO_x di tipo SNCR e SCR. Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni in emissione inferiori a 5 mg/Nm³.</p>	Applicata	L'ammoniaca sarà stoccata sotto forma di soluzione ammoniacale acquosa al 25% e il serbatoio della soluzione ammoniacale sarà dotato di guardie idrauliche per evitare esalazioni di vapori ammoniacali.
Diossine e furani		
<p>Può essere assunto che i livelli emissioni di diossine e furani, soprattutto nel caso di combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto del valore di 0,1 ng/Nm³ Teq.</p>	Applicata	La caldaia a biomassa garantirà il limite di emissione indicato dalla bref per diossine e furani, la tecnologia di combustione infatti (temperature, tempi di residenza) è atta a prevenire la loro formazione. Sarà inoltre installato un campionatore in continuo con analisi trimestrali
INCREMENTO DELL'EFFICIENZA		
Palette turbina a vapore		
<p>Cambiare le palette delle turbine a vapore, con quelle tridimensionali durante i regolari intervalli di manutenzione.</p>	Applicata	<p>Le palette installate nella turbina a vapore saranno di ultima generazione e sono progettate con criteri di modellazione 3D e costruite secondo la migliore tecnologia disponibile sul mercato.</p> <p>La palettatura della macchina sarà ispezionata e sostituita in accordo ai criteri di manutenzione indicati dal costruttore.</p>
Recupero calore		

Effettuare preriscaldamento dell'acqua di alimento caldaia con recupero di calore.	Applicata	Il preriscaldamento del condensato dell'acqua di reintegro viene effettuato tramite spillamento rigenerativo di vapore di bassissima pressione, mentre il preriscaldamento dell'acqua alimento caldaia viene effettuato tramite spillamento rigenerativo di vapore di media pressione.
TECNICHE PER LA PREVENZIONE E LA RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO DELLE ACQUE		
Flussaggio e trasporto delle scorie Circuiti in ciclo chiuso con sezioni di sedimentazione o filtrazione	Applicata	Sistema di trattamento scorie costituito da vasche di sedimentazione flussaggio con acqua a ciclo chiuso, le scorie sono smaltite come rifiuto e se possibile riutilizzate.
Rigenerazione delle unità di demineralizzazione e di "polishing" del condensato mediante Osmosi inversa o Scambio ionico	Non applicabile	Enipower acquista Acqua Demi da Stabilimento Versalis
Lavaggio delle caldaie, dei preriscaldatori dell'aria e dei precipitatori. Neutralizzazione e operazioni in ciclo chiuso o impiego di metodi a secco.	Applicata	I reflui e le acque di lavaggio caldaie e altre apparecchiature saranno inviati a trattamento, oppure saranno smaltite come rifiuto a norma di legge.
STOCCAGGIO, TRASPORTO MOVIMENTAZIONE DELLE CENERI		
Stoccaggio separato di scorie e ceneri leggere	Applicata	Lo stoccaggio delle ceneri pesanti avviene separatamente da quelle leggere. Le ceneri pesanti provenienti dalla caldaia vengono raccolte in una vasca di raffreddamento. Le ceneri vengono estratte da un nastro di trasferimento ed inviate tramite un nastro di distribuzione a dei cassoni scarrabili. Il destino di queste ceneri (recupero/smaltimento) potrà essere definito solo a valle di una loro classificazione a fronte di adeguate caratterizzazioni chimiche Le ceneri leggere di caldaia provenienti dai cicloni separatori della linea fumi vengono stoccate in silos. Le ceneri vengono flussate tramite sistemi pneumatici e periodicamente estratte per smaltimento tramite automezzo attraverso coclee di caricamento. Il destino di queste ceneri (recupero/smaltimento) potrà essere definito solo a valle di una loro classificazione a fronte di adeguate caratterizzazioni chimiche.
RIDUZIONE RISCHIO CONTAMINAZIONE SUOLO		
Stoccaggi		
I serbatoi di olio combustibile devono essere raggruppati e circondati da un bacino di contenimento impermeabilizzato contenente il 50-75% della capacità totale ed il 100% di quella del serbatoio più grande al fine di ridurre il rischio di contaminazione del suolo e dell'acqua. Eventuali perdite devono essere intercettate e trattenute nel bacino.	Applicata	I serbatoi del diesel, lube oil e olio trasformatori sono installati su area pavimentata dotata di bacino di contenimento di capacità pari al 100% del serbatoio Anche gli stoccaggi chimici (bicarbonato, soluzione ammoniacale, biocida, inibitore di corrosione, ammine, fosfati) sono installati su area pavimentata dotata di bacino di contenimento di capacità pari al 100% del serbatoio.
Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, il contenuto dei serbatoi contenenti oli combustibili deve essere indicato e devono esserci allarmi associati. Consegne pianificate e sistemi automatici di controllo possono prevenire l'eccessivo riempimento del serbatoio.	Applicata	Il serbatoio del gasolio subisce estreme movimentazioni, perché il consumo di gasolio è estremamente ridotto in quanto limitato ai casi d'emergenza, attuate da personale qualificato. Esiste misura di livello continuo (con allarme di alto livello) riportata su apposito sistema di monitoraggio e regolazione (DCS) posto in locale presidiato (sala controllo).
Tubazioni		
Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza, in aree aperte e sopraelevate, al fine di poter identificare velocemente perdite e danni. Nel caso le tubazioni fossero interrate devono essere ben documentate e identificate al fine di non recare loro danni durante attività di scavo/perforazioni. Inoltre devono essere dotate di doppia tubatura, dispositivi di controllo automatico e speciali caratteristiche di costruzione (niente valvole, connessioni saldate, ecc.).	Applicata	Le tubazioni saranno tutte su pipe rack aeree facilmente ispezionabili. È previsto un regolare controllo delle suddette tubature: in caso di perdite tutte le opportune azioni sono prese con la massima tempestività.
Apparecchiature contenenti oli e combustibili liquidi		
Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, le superfici su cui sono poste linee ed apparecchiature che contengono oli e combustibili liquidi devono essere pavimentate e devono convogliare le acque potenzialmente oleose verso un sistema di trattamento delle acque.	Applicata	Le linee olio della centrale a biomassa sono quelle interne alle macchine (TV/pompe ecc.) e quella del gasolio dei motori Diesel di emergenza. Le apparecchiature e molte tubature che possono contenere combustibile liquido od olio lubrificante sono poste su superfici pavimentate che convogliano alla rete di raccolta acque potenzialmente oleose.
RIDUZIONE EMISSIONI FUGGITIVE		
Implementare sistemi e allarmi per la rilevazione di perdite per rilevare efficacemente le emissioni fuggitive.	Applicata	La Centrale a biomassa utilizzerà GPL per alimentare la caldaia ausiliaria e solo in fase di avviamento della caldaia a biomassa e in modo saltuario per rigenerare il catalizzatore del sistema DeNOx SCR. Saranno

		installati gas detector in prossimità dei punti di possibile rilascio per rilevare anche perdite marginali di gas. Le tubazioni del gas, che hanno le connessioni saldate per limitare il rischio di perdite, sono aeree e corrono in pipe rack.
PREVENZIONE E CONTROLLO EMISSIONI		
Utilizzare combustibili a basso tenore di ceneri e zolfo.	Applicata	Il GPL utilizzato come combustibile della caldaia ausiliaria avrà tenore di zolfo inferiore all' 0.003%
I BREF di riferimento indicano il rispetto delle emissioni da grandi impianti di combustione alimentati a combustibili gassosi, di potenzialità termica compresa tra 50 e 100 MWh pari a <ul style="list-style-type: none"> • Emissione di Polveri: < 5 mg/Nm³ al 15% O₂ (pari a 15 mg/Nm³ al 3% O₂) • Emissioni di SOx: <10 mg/Nm³ al 15% O₂; (pari a 30 mg/Nm³ al 3% O₂) • Emissioni di NOx: 50/100 mg/Nm³ al 3% O₂ • Emissioni di CO: 30/100 mg/Nm³ al 3% O₂ 	Applicata	La caldaia ausiliaria a GPL garantirà i seguenti limiti emissivi Polveri: 5 mg/Nm ³ al 3% O ₂ SOx: 5 mg/Nm ³ al 3% O ₂ ; NOx: 100 mg/Nm ³ al 3% O ₂ CO: 50 mg/Nm ³ al 3% O ₂
SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO		
Tenere puliti il circuito di raffreddamento e le superfici dello scambiatore ottimizzando il trattamento dell'acqua e delle superfici dei tubi.	Applicata	EniPower gestirà la pulizia dei circuiti e degli scambiatori durante la normale conduzione dell'impianto. L'acqua mare verrà filtrata e trattata in modo adeguato con biocidi non ossidanti. Questo trattamento permette di tenere pulito il circuito di raffreddamento.
Ridurre l'utilizzo di risorse limitate, quali le acque di falda.	Applicata	Il sistema di raffreddamento è ad acqua mare e non consuma acqua di falda o altre risorse pregiate.
Applicare sistemi di raffreddamento ad aria nel caso non ci fosse acqua disponibile.	Applicata	La risorsa acqua mare è ampiamente disponibile.
Limitare l'emissione di calore nell'acqua superficiale	Applicata	La Centrale a Biomassa è stata progettata per avere un rendimento tecnico al limite superiore delle BAT. Inoltre la cogenerazione permette di condensare meno vapore con raggiungimento di temperature dell'acqua di raffreddamento meno elevate rispetto alla piena condensazione
Ridurre e ottimizzare il dosaggio di sostanze antifouling, senza applicare sostanze chimiche pericolose ed evitando la produzione di composti alogenati.	Applicata	Applicata per circuito primario: Il dosaggio di biocida, di tipo non ossidante (biossido di cloro) viene effettuato nell'opera di presa acqua mare, a monte dell'aspirazione pompe, da Versalis. Applicata per circuito secondario.
Sistema di raffreddamento. Mantenere separate acque di raffreddamento ed acque di processo fin dopo l'ultimo stadio di trattamento ed eliminare per quanto possibile il rischio di perdite di processo nelle acque di raffreddamento (sia per quelle a perdere che per quelle di riciclo).	Applicata	Acqua di processo ed acqua di raffreddamento sono gestite con sistemi separati.

IL DIRIGENTE
Ing. Antonio Zara



ALLEGATO II (A.I.A. n. 1 del 18/03/2014)

009935

1. PREMESSA

Nel presente allegato è riportato il "Piano di Monitoraggio e Controllo" relativo al progetto, oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, denominato "Centrale a Biomasse. Comune di Porto Torres (SS)", presentato dalla società Enipower S.p.A. in sede di istanza. Tale piano dovrà essere ripresentato dalla Società, recependo le prescrizioni contenute nella presente autorizzazione, per l'approvazione da parte di questa Amministrazione Provinciale.

Servizio V – Valutazioni Ambientali, AIA e Opere Idrauliche

Resp. Servizio. V. Cabras *VC*

Istr. Tec. P. Ind. G. Muzzetto *GM*

Istr. Tec. Ing. N. Sitzia *NS*

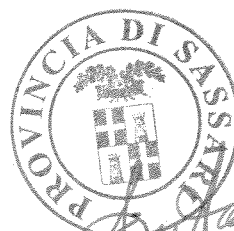
IL DIRIGENTE

Ing. Antonio Zara *AZ*



Allegato 7

Doc. SE-1103-ZA-E-85493
Piano di monitoraggio e controllo
(Allegato 5B alla domanda di AIA)
Rimissione in Rev. 03



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



Centrale a Biomassa Porto Torres (SS)



COMMESSA
ES-SEDE-1103

Domanda di
Autorizzazione Integrata Ambientale

COMMESSA 022690	UNITA' 00
SPC.N. SE-1103-ZA-E-85493	
Fg. 1 di 37	Rev. 03

DOMANDA DI

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ALLEGATO 5B

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

17

1. PREMESSA

Nel presente allegato è riportato il "Verbale della Conferenza dei Servizi" tenutasi in data 12.02.2014 relativo al progetto, oggetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, denominato "Centrale a biomassa. Comune di Porto Torres (SS)", presentato dalla società *Enipower S.p.A.* in sede di istanza.

Servizio V – Valutazioni Ambientali, AIA e Opere Idrauliche

Resp. Servizio. V. Cabras *Ycabras*

Istr. Tec. P. Ind. G. Muzzetto *G. Muzzetto*

Istr. Tec. Ing. N. Sitzia *N. Sitzia*

IL DIRIGENTE
Ing. Antonio Zara

Antonio Zara





Provincia di Sassari

009935

SETTORE VIII - AMBIENTE - AGRICOLTURA

SERVIZIO V - VALUTAZIONI AMBIENTALI, AIA, OPERE IDRAULICHE

Sassari, 12/02/2014

OGGETTO: Procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale per l'intervento denominato "Centrale a Biomassa di Porto Torres" ricompreso tra le attività di cui all'allegato VIII punto 1.1 della Parte II del D.Lgs 152/2006e s.m.i, situato in Zona Industriale "la Marinella" nel Comune di Porto Torres.

Progetto: Centrale a biomassa di Porto Torres.

Codice IPPC: 1.1

Proponente: Enipower S.p.A.

VERBALE DELLA CONFERENZA DEI SERVIZI

Il giorno 12/02/2014 alle ore 11.30 presso gli uffici della Provincia di Sassari, Settore Ambiente Agricoltura, sotto la presidenza del dirigente Ing. Antonio Zara, si apre la conferenza di servizi indetta ai sensi dell'art. 29-quater, comma 5, del D.Lgs. 152/2006, finalizzata al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale relativa a un nuovo impianto IPPC classificato come "Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW", ubicato in Z.I. "La Marinella" - Comune di Porto Torres (SS) e sede legale in Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI).

Il presidente accerta la regolarità della convocazione, effettuata con nota della Provincia di Sassari Prot. n. 2689 del 24/01/2014 e attesta la presenza dei seguenti soggetti:

Enipower S.p.A.

Bottini Pier Giuseppe
Dalmazzone Mauro
Giannotti Giuseppe
Salvador Michele

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato Industria - Direzione Generale

Murroni Simona
Muru Francesca
Atzori Davide

Comune di Porto Torres

Vinci Claudio

Sini Mari Elena

A.R.P.A.S. - Dipartimento di Sassari

Zara Gavina

Mangone Marcello

L'ARPAS ha altresì inviato i pareri relativamente al Piano di Monitoraggio e Controllo e al procedimento di AIA tramite PEC, acquisite al protocollo di quest'ente rispettivamente con n. 5019 e n. 5020 del 12/02/2014.

Consorzio Industriale Provinciale Sassari

Maiore Gavino

dà atto che non sono presenti benché ritualmente convocati:

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato della Difesa dell'Ambiente

Servizio sostenibilità ambientale, valutazione impatti e sistemi informativi ambientali

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato della Difesa dell'Ambiente

Servizio tutela dell'atmosfera e del territorio

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato della Difesa dell'Ambiente

Servizio territoriale dell'ispettorato ripartimentale di Sassari

Regione Autonoma della Sardegna - Agenzia regionale del Distretto Idrografico della Sardegna

Servizio tutela e gestione delle risorse idriche, vigilanza sui servizi idrici e gestione delle siccità

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato dei Lavori Pubblici

Servizio del Genio Civile di Sassari

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato Igiene e Sanità e dell'Assistenza Sociale

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato degli Enti locali, finanze e urbanistica

Servizio Tutela paesaggistica per la Provincia di Sassari, che ha inviato parere con nota prot. 5732/XIV.12.2 del 04/02/2014

Regione Autonoma della Sardegna - Assessorato degli Enti locali, finanze e urbanistica

Dir. Gen. Pianificazione urb. territoriale e vigilanza edilizia

Sindaco del Comune di Porto Torres

A.R.P.A.S. - Direzione Generale

A.S.L. n. 1 - Servizio Igiene Pubblica

Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Sassari

Ministero dell'Ambiente – Divisione IV, Rischio rilevante e AIA

e fa presente che non è pervenuto nessun altro parere dagli stessi Enti.

Per la **PROVINCIA DI SASSARI** (di seguito: La Provincia) sono presenti

Antonio ZARA - Dirigente Settore VIII

Vittorio CABRAS - Responsabile Servizio V

Nicola SITZIA - Tecnico istruttore

Gavina MUZZETTO – Tecnico Istruttore – verbalizzante

L'Ing. Zara dichiara aperta la seduta spiegando l'intervento proposto dalla società e cede la parola a Cabras che riassume l'iter istruttorio e spiega che la presente conferenza è successiva al rilascio da parte della Regione del decreto di compatibilità ambientale deliberato con D.G.R. N. 1/44 del 17/01/2014.

Prima di dare avvio alla discussione dà lettura del parere della Tutela del paesaggio che ribadisce quanto già esplicitato nelle precedenti note trasmesse in sede di VIA ossia, visto che le aree interessate dall'intervento non sono soggette ai vincoli di cui al D.Lgs n. 42/2004, non sussiste l'obbligo di acquisire l'autorizzazione paesaggistica ai sensi dell'art. 146 del citato decreto.

Si stabilisce l'ordine dei lavori della conferenza e considerato che la delibera fissa delle prescrizioni dirette e altre da recepire nel provvedimento di AIA con modalità e tempistiche da concordare con il proponente, si procede con la lettura, per punti, della delibera.

Viene letto il punto **2c** della delibera di VIA:

- △ in sede autorizzativa, dovrà essere definito un protocollo di accettazione della biomassa, sia di importazione che da filiera locale, che garantisca, anche con riferimento alle norme EN 15234 e UNI EN 14961, la tracciabilità, la provenienza e le idonee caratteristiche qualitative, ambientali e fitosanitarie, che dovranno essere inoltre verificate tramite opportuni controlli e analisi da effettuarsi a carico della Società, alla ricezione in impianto. Inoltre, vista l'influenza delle caratteristiche chimico-fisiche delle biomasse sull'entità e qualità delle emissioni e dei rifiuti prodotti (ceneri), dovranno essere definiti i valori massimi e le relative verifiche, in particolare, per i parametri cloro, zolfo e ceneri, raggiungibili anche tramite opportuno condizionamento del combustibile, prima dell'alimentazione in caldaia.

PROVINCIA: Riguardo questo punto abbiamo una proposta di Enipower riportata nell'allegato 1 del presente verbale. La volontà della Provincia è che i limiti massimi in accettazione alla caldaia siano i limiti proposti dalla società nelle integrazioni di dicembre, DOC. INT/AIA/12-2013 del 16.12.2013 allegato 1A. I limiti di accettazione in impianto, dovrebbero essere maggiori dei limiti in accettazione alla caldaia, e comunque condizioneremo l'accettabilità in impianto alla corrispondenza con i limiti massimi raggiunti con il condizionamento.

ENIPOWER: Per condizionamento intendiamo la miscelazione in carica alla caldaia di balle di paglia con diversi contenuti di cloro, zolfo e ceneri, cioè la gestione del magazzino in modo da avere un'alimentazione media sui tempi previsti tale da rispettare questi limiti

RAS: chiede se ci sono nuove integrazioni rispetto a quelle presentate per la VIA.

PROVINCIA: le ultime integrazioni sono quelle inviate da ENI il 18/12/2013.

ENIPOWER: cosa si intende per limiti?

PROVINCIA: quelli che sono riportati sia nelle integrazioni di dicembre che in tutte le tabelle che hanno dato origine al dimensionamento sia della caldaia ma soprattutto del sistema di abbattimento delle emissioni.

ENIPOWER: la composizione della biomassa e quindi il contenuto di cloro, zolfo e ceneri riportati nella

AS

documentazione di progetto sono orientativi, e visti i risultati delle sperimentazioni effettuate si ritiene che sia molto difficile rientrare in quei parametri, riferiti alla coltivazione del cardo raccolto in Sardegna. Pertanto si propone di avere dei limiti diversi rispetto a quelli riportati per quanto riguarda zolfo, cloro e ceneri, ovviamente fermo restando i valori dei limiti di emissione in atmosfera e il quantitativo di ceneri prodotte.

ARPAS: ARPAS mette in evidenza che i dati di riferimento sui quali si è basata l'istruttoria riportano un dimensionamento dei sistemi di abbattimento sul dato riferito dal proponente sempre ad un max di 1% di cloro nella biomassa.

ENIPOWER: Propone che si possano avere dei valori limite di accettazione per il cloro pari al 2% perché il sistema è sovradimensionato e garantirà il rispetto dei limiti di emissione al camino.

PROVINCIA: In nessuna delle documentazioni presentate dal 2012 a oggi compaiono valori diversi e non si fa cenno alcuno a un dato così variabile o perlomeno senza alcuna percentuale di variabilità. Con il condizionamento per l'ingresso alla caldaia non si riesce a raggiungere quei valori?

ENIPOWER: No è molto difficile. Dagli studi svolti e aggiornati si è visto quanto i valori di alcuni parametri possano essere variabili a seconda della stagionalità o luogo di coltivazione. Il cloro si è visto che incide sulla produzione di ceneri e di HCl ed è proprio su quello che agisce il sistema di abbattimento, che in questo caso è stato dimensionato con opportuni margini prevedendo dosaggi elevati di bicarbonato di sodio (sorbente acido). Il cloro c'è ma è di tipo inorganico e partecipa alla formazione di prodotti secondari in maniera marginale.

Per l'aspetto "ceneri" proponiamo di fissare dei limiti più elevati di accettazione perché tutto il circuito di approvvigionamento (in particolare il cantiere di raccolta) della biomassa è ancora in fase di sperimentazione. D'altronde anche le norme UNI citate dalla delibera VIA non fissano limiti sulle paglie e non esistono limiti sulle biomasse (biocombustibili) per uso industriale: la stessa norma si riferisce a biomasse ad uso residenziale/domestico; tali utenze non dispongono infatti di sistemi di abbattimento. L'unico modo di condizionare il combustibile è la gestione del magazzino e la miscelazione di partite diverse: anche EP dovrà individuare lotti e zone di coltivazione.

Il sistema di abbattimento è stato sovradimensionato e aumentando il dosaggio dei reagenti sicuramente saremo in grado di rispettare quei limiti. Un'altra proposta è quella, non appena sarà disponibile l'ingegneria di dettaglio, di fornire ulteriore dimostrazione della capacità di abbattimento per rispettare i limiti di emissione.

ARPAS: visti gli scambi e le valutazioni il tutto si è svolto su base statistica. Posto che l'impianto sia in grado di abbattere tutto il cloro, con quei valori si modifica la valutazione sulla qualità delle ceneri visto che il dosaggio del bicarbonato aumenterà la produzione sia delle ceneri sia la potenziale pericolosità delle sue caratteristiche.

ENIPOWER: propongono di fissare un limite massico di ceneri da produrre. Mantengono una produzione annua di ceneri pari a 30.600 t/anno così come proposto in VIA. Moduleranno la gestione dell'impianto mantenendo quel quantitativo di ceneri da produrre.

RAS: perché volete 2% di cloro se dalle analisi si arriva all'1,5%?

ARPAS: ARPAS ha sottolineato che il 2% in caldaia dopo opportuno condizionamento presuppone che si possano avere percentuali di cloro ben superiori in ingresso, il che contrasta col fatto che il valore massimo riscontrato è dell'1,5 %.

ENIPOWER: è un valore cautelativo; un superamento della soglia 1,5% non ci consentirebbe di accettare il singolo carico di biomassa, con evidenti criticità nella sua gestione; potremmo trovarci nella difficile condizione di non poter accettare il carico all'agricoltore, per parametri fuori dal suo controllo.

PROV: accetta la proposta di avere limiti più elevati (2% di cloro) come caratteristica della biomassa in ingresso alla caldaia riferita alle incertezze rilevate dai primi risultati degli studi sulla filiera locale del cardo, ma si riserva di valutare per le altre tipologie di biomassa l'imposizione di limiti più restrittivi. Concorda con la definizione di un limite alla produzione delle ceneri pari a quanto riportato in Scheda 2 della domanda di AIA cioè 30.600 t/anno, così come proposto dalla società.

ENIPOWER: da lettura di tutto l'allegato 1 consegnato a mano in sede di cds.

ARPAS, dopo la lettura, ha sottolineato che in sede di conferenza acquisisce la proposta riservandosi di valutarla ed emettere successivo parere.

Si conclude stabilendo che in AIA sarà prescritta a 180 giorni l'obbligo di presentare un piano di monitoraggio e controllo di tutta la biomassa, cioè il cippato, i vari tipi di paglie che si intende utilizzare o altri scarti vegetali (Protocollo di accettazione).

Viene letto il punto **2d** della delibera di VIA:

- ▲ relativamente alle attività di movimentazione e approvvigionamento della biomassa, sia erbacea che lignocellulosica, dovranno essere definite, in sede di AIA, delle rigorose procedure operative, all'esterno e all'interno della centrale, atte a minimizzare la produzione di emissioni diffuse;

Per quanto riguarda il punto 2d la Società ritiene opportuno rimandare la definizione specifica delle procedure operative (ad esempio su movimentazione mezzi e gestione deposito) a valle dell'ingegneria esecutiva. La Provincia, vista la possibilità tecnica di definire solo in sede di ingegneria di dettaglio le suddette procedure, accetta la proposta della Società stabilendo opportuna prescrizione nel provvedimento di AIA. In merito questo aspetto la società si riserva di presentare una proposta di piano o protocollo per la movimentazione.

Viene letto il punto **3** della delibera di VIA:

- ▲ in sede autorizzativa, in accordo con gli Enti competenti, dovranno essere dettagliati tutti i dati dimensionali e le caratteristiche delle componenti impiantistiche costituenti la centrale.

Enipower propone di fornire la documentazione del "pacchetto" di Ingegneria Front-End (comprensivo di Item List, Process and Flow Diagrams, Lista fluidi, lista consumi, lista effluenti, lista tie-ins, Piping and Instrumentation Diagrams, filosofie funzionali, specifiche di processo, specifiche tecniche e fogli dati, planimetrie, viste, sezioni, unifilari impiantistica, distribuzione elettrica, schemi distributivi utilities, etc.) una volta che quest'ultima sarà stata revisionata, anche in funzione delle prescrizioni che verranno riportate nel decreto AIA e dichiara che sarà in grado di fornire la documentazione in sede di istruttoria del procedimento di A.U.

L'Assessorato all'Industria precisa che il dettaglio delle informazioni nel progetto dovrà rispettare quanto previsto dai requisiti minimi della delibera di G.R. 27/16 del 01.06.2011 sull'Autorizzazione Unica.

La Provincia, benché non direttamente coinvolta nel procedimento di autorizzazione Unica, chiede che tutta la documentazione relativa ai sistemi di abbattimento, raccolta acque e presidi ambientali in genere prevista nella documentazione A.U. le venga trasmessa in copia al fine di esporre eventuali osservazioni in merito.

La Provincia dichiara che recepirà in toto le prescrizioni 4 e 5 della delibera di VIA.

Viene letto il punto **6a** della delibera di VIA:

- ▲ in sede di AIA, fatte salve eventuali prescrizioni più restrittive, nella definizione dei valori limite dei punti di emissione identificati come E1 ed E2, si dovrà tenere conto dei valori dichiarati dalla Società, come raggiungibili dall'applicazione delle Migliori tecnologie disponibili, sulla base dei quali sono state effettuate le simulazioni di dispersione in atmosfera e ricaduta al suolo dei contaminanti, al fine di rendere trascurabili potenziali variazioni sulla qualità dell'aria nell'area di interesse. Relativamente al punto di emissione E1, per il parametro monossido di carbonio, dovrà essere definito un valore limite inferiore a quello proposto, conseguibile anche a valle di specifico trattamento (catalizzazione ossidante).

ENIPOWER rimarca la disponibilità ad installare un catalizzatore CO all'interno del reattore a valle del filtro a maniche, in cui è già prevista l'installazione di un SCR.

In relazione alla quantità e qualità delle ceneri volanti prodotte dalla biomassa erbacea di progetto (cardo) in questo impianto i letti catalitici possono esser installati, pena una rapida disattivazione, solo a valle del filtro a maniche (c.d. configurazione "tail end"). Questo vincolo tecnologico comporta che la temperatura di lavoro dei catalizzatori sia bassa in quanto limitata dalla massima temperatura operativa del materiale delle maniche (PTFE 200 ÷ 220 °C) non potendosi ipotizzare, per motivi di efficienza energetica, il post riscaldamento dei fumi con GPL in modo continuativo. Conseguentemente l'efficienza del catalizzatore CO risulta bassa. Il sistema verrà installato a valle dei filtri a maniche.

Dopo breve discussione vengono concordati i limiti relativi al parametro CO a valle del catalizzatore proposti dalla Società pari a

- 200 mg/Nm³ come media oraria
- 100 mg/Nm³ come media giornaliera

con percentuale di ossigeno pari al 6%.

La modifica conseguente del progetto definitivo (comprensiva di tutte le ulteriori varianti progettuali richieste dalle prescrizioni AIA/VIA) verrà consegnata in sede di istruttoria nel procedimento di Autorizzazione Unica e anche alla Provincia.

Viene letto il punto 7f della delibera di VIA:

- ^ tutte le aree dedicate alle operazioni di scarico, stoccaggio e movimentazione dei materiali in ingresso, delle sostanze ausiliarie e dei rifiuti prodotti, nonché le aree potenzialmente inquinate da sostanze pericolose, dovranno essere pavimentate, impermeabilizzate e collettate al sistema di drenaggio idrico. In sede di AIA dovrà essere approvato un opportuno piano gestionale che garantisca l'adozione delle migliori tecnologie disponibili per le operazioni sopra citate, che preveda gli opportuni sistemi di sicurezza atti a evitare sversamenti, anche accidentali, e definisca le operazioni di gestione delle emergenze.

La società precisa che le aree dedicate alle operazioni di scarico, stoccaggio e movimentazione dei materiali in ingresso e delle sostanze ausiliarie che dovranno essere pavimentate sono quelle che riguardano appunto le materie ausiliarie e non il combustibile (biomassa). Per le aree di stoccaggio della biomassa saranno pavimentate le strade dove transitano i camion, ma non le aree di stoccaggio all'esterno, le quali resteranno inghiaiate.

Viene letto il punto 7g della delibera di VIA:

- ^ dovrà essere garantita la pavimentazione, il drenaggio e il trattamento delle acque di prima pioggia delle aree che interessano il transito degli automezzi nell'area di stoccaggio della biomassa, oltre che il trattamento delle acque di prima pioggia dilavanti tutte le coperture dei fabbricati; qualora, stando ai criteri progettuali previsti dal Proponente, questo determinasse l'impossibilità di allacciamento alla rete fognaria consortile, potrà essere prevista, per tutte le acque meteoriche dilavanti le aree di impianto, la separazione tra le acque di prima e seconda pioggia, con opere dimensionate secondo le indicazioni della "Disciplina regionale degli scarichi", di cui alla Delib.G.R. n. 69/25 del 10.12.2008, prevedendo l'invio al trattamento per le prime e lo scarico nel "sistema di raccolta acqua meteorica pulita" per le seconde;

Dalla lettura, la Provincia sostiene dovrà essere garantito il trattamento delle acque di prima pioggia delle aree che interessano il transito degli automezzi nell'area di stoccaggio della biomassa e delle acque di prima pioggia dilavanti tutte le coperture dei fabbricati; qualora ciò non fosse possibile (ovvero il trattamento di tutte le acque meteoriche) si dovrebbe attuare la separazione delle acque di 1ª pioggia da quelle di 2ª con invio delle prime in fognatura per il trattamento e delle seconde nel "sistema di raccolta acqua meteorica pulita" (con destinazione canale acqua-mare).

Interviene il CIP-SS che afferma che ciò è in contrasto con il regolamento del consorzio, il quale non accetta all'interno del sito industriale impianti di trattamento, se non per ragioni di compatibilità rispetto all'uso fognario e che comunque bisognerebbe cercare di portare le acque di prima pioggia in fognatura.

La Provincia afferma che per quanto di propria competenza deve esserci la separazione delle acque di prima e seconda 1ª e 2ª pioggia e le prime siano trattate o gestite come rifiuto.

La Società da lettura della propria proposta di modifica (allegato 3 del presente verbale) della filosofia del sistema di drenaggio acque meteoriche e di processo.

La Provincia afferma che poiché l'attività non è tipicamente sporcante, le acque di seconda pioggia possano essere scaricate nel canale acqua-mare.

ARPAS evidenzia come nel proprio parere venga ricordata la prescrizione di VIA nella quale si promuove il riutilizzo delle acque.

La Provincia conclude la discussione stabilendo che le acque di prima pioggia (provenienti da strade, piazzali e tutte le coperture), in vasca, potranno essere collettate al CIP-SS o inviate in impianto con autocisterna come rifiuti, mentre le acque di seconda pioggia andranno scaricate in canale acqua-mare.

Viene letto il punto 10 della delibera di VIA:

- ^ relativamente alla produzione di ceneri, in sede autorizzativa dovrà essere definita, nel dettaglio, una campagna di monitoraggio e sperimentazione che preveda, sin dall'avvio della centrale, un'approfondita caratterizzazione delle ceneri prodotte, riferite alla specifica tipologia di biomassa alimentata e suddivise per sezioni di impianto, e la verifica dei possibili processi di recupero e riutilizzo, che dovranno comunque essere privilegiati, al fine di minimizzare lo smaltimento in discarica.

La Società fornisce una proposta (allegato 2 del presente verbale) per il monitoraggio e il possibile

riutilizzo delle ceneri prodotte nell'impianto a biomassa:

- a) CER 100101 per le ceneri pesanti da combustione
- b) CER 100103 per le ceneri rimosse dai cicloni separatori
- c) CER 100118* o 100119 per le ceneri rimosse dai filtri a manica.

Il CER attribuito e quindi la pericolosità per le ceneri da filtri a manica potrà essere definita solo a valle della caratterizzazione analitica.

Le destinazioni possibili per tali rifiuti sono le seguenti:

- recupero di rifiuti non pericolosi in regime semplificato o smaltimento in discarica (con lo scopo di minimizzare lo smaltimento in discarica). Le ceneri potrebbero essere gestite come sottoprodotto e riutilizzate anche in agricoltura.

Si prosegue con la lettura della proposta di gestione delle ceneri.

La Provincia domanda se tale protocollo verrà attuato dal momento di avvio dell'impianto.

La Società risponde che saranno fatte delle campagne di monitoraggio con diversi carichi (differenti alimentazioni della caldaia, con combustibile solo erbaceo, solo legnoso o miscele) e che durante queste sarà possibile applicare il protocollo di monitoraggio delle ceneri, anche con frequenze di controllo superiori alla frequenza minima mensile (es. settimanale).

ARPA prima di procedere alla discussione del **punto 16** (competenza AIA) della delibera chiede di poter discutere il **punto 14** relativo al recepimento delle prescrizioni del MATTM concernenti il decreto di svincolo delle aree, dichiarando di aver fatto osservazioni nel proprio parere (prot. 5019/2014) in qualità di ente coinvolto anche nel controllo delle operazioni di monitoraggio delle prescrizioni del decreto di restituzione agli usi dei terreni.

I partecipanti concordano sulla richiesta e viene letto il punto 14 della delibera di VIA:

- ▲ il riutilizzo delle aree oggetto di intervento è subordinato al recepimento delle prescrizioni contenute nella deliberazione della Conferenza dei Servizi decisoria tenutasi presso il Ministero dell'Ambiente del Territorio e della Tutela del Mare in data 17.7.2013, che prevede, tra l'altro, l'effettuazione di una serie di attività di monitoraggio e verifica dei rischi per la salute derivanti dalle emissioni provenienti dalle matrici ambientali contaminate. Tutte le attività di messa in opera e di esercizio degli impianti, dovranno inoltre garantire l'assenza di interferenze con il progetto operativo di bonifica delle acque di falda, eventualmente esteso all'area in oggetto, in caso di riscontro di eccedenze sulle CSR a seguito del monitoraggio;

ARPAS evidenzia che sebbene la Società abbia fatto presente che le operazioni di bonifica sono in capo ad un altro soggetto, nel procedimento di AIA rientrano anche attività in capo a terzi: tali operazioni sono in ogni caso strettamente connesse all'AIA in quanto presupposto vincolante delle prescrizioni previste per la restituzione all'uso necessaria alla realizzazione dell'intervento.

ARPAS ribadisce che sebbene le operazioni di bonifica siano competenza di Syndial, l'area diventerà di proprietà di Enipower (attualmente sussiste un contratto preliminare di compravendita delle aree) e quindi la stessa dovrà verificare che non si creino interferenze fra le operazioni di bonifica e la realizzazione delle opere civili della centrale stante la presenza di ridotti livelli di soggiacenza delle acque di falda. Evidenzia, infatti, che gli scavi necessari per la realizzazione delle vasche di prima pioggia potrebbero creare interferenze con la falda sottesa, pertanto chiede di chiarire in fase progettuale quanto siano profondi gli scavi, se le vasche sono interrate o se sono previste vasche aree.

ENIPOWER ricorda di avere consegnato, nell'ambito delle integrazioni progettuali al procedimento VIA per la modifica del combustibile della caldaia di riserva (FOKÀGPL) un documento che valutava l'impatto e l'interferenza degli scavi sulla falda (allegato 6, integrazioni SIA); l'interferenza, in fase di cantiere, è limitata alla fase di realizzazione delle vasche di raccolta acque meteoriche e alla realizzazione dei pali di fondazione; sono previsti accorgimenti per smaltire le acque emunte in questa fase come rifiuto.

ARPAS prosegue riassumendo lo stato dell'arte delle operazioni di bonifica previste nell'area nella quale si realizzerà la centrale: un piezometro aveva registrato il superamento delle CSR. Una delle motivazioni che prevedevano la restituzione agli usi era che il progetto operativo di bonifica (POB) della falda per gli emungimenti approvato nel 2010 individuava quell'area come critica e pertanto in quel punto era stato previsto un intervento di bonifica. L'area di cui si discute è l'area 6 del POB la quale prevede la presenza di sei pozzi di emungimento (Pump & Treat) di cui due ricadenti nell'area della centrale: dalla sovrapposizione delle planimetrie si evince che in quel punto sarà realizzato il magazzino per la biomassa. Il POB della falda è stato rivalutato ma su quello specifico intervento non è stata prevista alcuna

variazione e pertanto si chiede di ottemperare alle prescrizioni del MATTM fornendo informazioni rispetto ad eventuale nuova ubicazione dei pozzi di emungimento. Si ribadisce inoltre che agli enti non risultano informazioni in merito all'avvio delle attività di monitoraggio su quell'area (area 6) in area 6. Pertanto si chiede che Enipower acquisisca informazioni aggiornate da Syndial riguardo lo stato dell'arte, visto che a tutt'oggi non risulta avviata alcuna attività. Si evidenzia che tali attività sono vincolanti per confermare la restituzione agli usi. Rammenta che le operazioni di monitoraggio devono essere preventive all'avvio dei lavori di realizzazione della centrale in quanto tutte le attività di bonifica vengono effettuate anche con la supervisione di ARPAS. Altro aspetto riguarda la sicurezza dei lavoratori durante le fasi di scavo: se il monitoraggio dovesse rilevare dei superamenti si dovranno adottare misure di prevenzione di competenza della ASL.

Pertanto ARPAS sollecita il proponente ad attivare tutte le azioni previste dal decreto di svincolo. Ribadisce che se fosse prevista una modifica del POB nell'area 6 tale modifica dovrebbe comunque passare attraverso l'approvazione del Ministero.

ENIPOWER dichiara che provvederà celermente a chiarire lo stato dell'arte dei lavori con Syndial.

PROVINCIA ribadisce che il presente punto sarà riportato come prescrizione nell'AIA la cui ottemperanza condiziona l'efficacia del provvedimento autorizzativo.

PROVINCIA interviene evidenziando che il **punto 14** discusso ha corrispondenza con il **punto 17d** della delibera e che vista la presenza sia del Comune sia della RAS, la CdS appare la sede opportuna per chiarire le competenze in sede di AIA o di Autorizzazione Unica.

ENIPOWER, in merito al rilievo di ARPAS circa la mancata esecuzione di misure di soil gas e qualità/piezometria della falda fino ad oggi, informa che tali misure sono state effettuate in fase di indagine geognostica dei terreni nel corso del 2012 e che altre misure saranno eseguite prima dell'avvio del cantiere.

Circa il rischio connesso alla messa in luce delle acque di falda contaminate in fase di scavo per la realizzazione delle fondazioni che interferiscono con la falda stessa, sulla base dei dati attualmente a disposizione, enipower precisa che durante la realizzazione di vasche e fondazioni (pali) il livello della falda sarà abbassato (con emungimento e smaltimento rifiuto liquido, come indicato nell'allegato 6 alle integrazioni SIA, precedente **punto 14**) e quindi sarà possibile effettuare misure di soil gas ai fini di prevenire l'esposizione dei lavoratori..

ARPAS dichiara che da un punto di vista ambientale i dati sono preventivi e che in alcuni casi per il monitoraggio possono essere utilizzati gli stessi piezometri per fare la valutazione del rischio. La precondizione per stabilire se c'è necessità di fare il soil gas è conoscere lo stato delle acque di falda perché in questo momento non si ha riscontro nemmeno della piezometria. Le decisioni sullo svincolo sono state adottate sulla base dei dati di caratterizzazione del 2005/2006; successivamente Syndial ha trasmesso dei dati sui monitoraggi effettuati nel 2012 ma senza alcun coinvolgimento di ARPAS. I monitoraggi richiesti sono condizione necessaria per confermare lo svincolo di tali aree, pertanto si chiede il cronoprogramma previsto nelle prescrizioni del MATTM.

ARPAS spiega che Syndial dovrà procedere con le stesse modalità con le quali si operò nelle aree NewCo nord e sud dedicate a Matrica.

ENIPOWER chiede chiarimenti riguardo la prescrizione di VIA della Centrale riguardo l'interferenza della falda, anche perché nel decreto di svincolo questa prescrizione non c'è.

CIPS ipotizza che la falda potrebbe avere quei problemi a causa della presenza del canale acqua mare che in quel tratto non è pavimentato, quindi il corpo idrico probabilmente influisce con l'altezza della falda stessa.

ARPAS chiarisce che se le opere edili non interferiscono con la falda l'obbligo di isolare le fondazioni decade. Il decreto di svincolo non necessariamente confligge con il decreto di VIA. Sulla base di quanto dichiarato in precedenza dalla società se le fondazioni dell'impianto non arrivano alla falda tale isolamento non è necessario.

ENIPOWER ribadisce che questo problema potrebbe verificarsi solo ed esclusivamente nelle aree dedicate alle vasche, che comunque saranno impermeabilizzate e quindi non sarà possibile un contatto tra falda ed aree di lavoro durante il normale esercizio dell'impianto. Dai rilievi effettuati da Saipem il problema, ossia l'interferenza con la falda, non sussisterebbe nelle altre aree dedicate ad ospitare la centrale.

Viene letto il punto 16 della delibera di VIA:

- ▲ in sede di AIA, di concerto con l'ARPAS, dovrà essere definito, in dettaglio, il piano di monitoraggio e controllo di tutte le componenti ambientali (ante operam e post operam) che preveda le metodologie, le tempistiche e la localizzazione dei punti di controllo, in particolare, dei materiali e dei combustibili in ingresso all'impianto (anche con controllo radiometrico e fitosanitario), del rumore, delle emissioni idriche e aeriformi, sia convogliate che diffuse (compresa l'eventuale analisi delle sostanze odorigene), della qualità dell'aria e delle acque superficiali e sotterranee. In particolare, si dovrà tenere conto delle seguenti indicazioni.

ARPAS consegna una copia del parere su PMC al tavolo e procede alla sua lettura.

Relativamente al monitoraggio delle altre componenti ambientali si faccia riferimento al Piano di Monitoraggio inviato con le integrazioni AIA del 18.12.2013.

ARPAS procede alla lettura del proprio parere relativo al PMC presentato in sede di CdS con Prot. n. 3746 del 12/02/2014 e allegato al presente verbale. Brevemente si riassumono i punti di discussione:

- la società dovrà integrare il PMC affinché diventi un documento autonomo rispetto la documentazione che il titolare dell'impianto dovrà tenere presso il complesso IPPC. Esso dovrà essere integrato con descrizione del ciclo di produzione, diagrammi di flusso di input e output, planimetrie con individuazione dei punti di emissione in tutte le matrici ambientali, quadro sinottico delle attività di controllo;
- implementazione dei contenuti riguardo materie prime, combustibili, controlli radiometrici così come descritto nel parere e in richiamo alla DGR n. 1/44 del 17/01/2014.
- Inserimento dell'analizzatore in continuo per l'HCl; ENIPOWER a questo proposito precisa che la normativa non lo richiede ma che sarà inserito: la mancanza è dovuta solo ad una compliance formale alla normativa.
- campionatore in continuo delle diossine.

ARPAS richiede ancora che vengano esplicitati i controlli radiometrici legati alla provenienza del combustibile (es. zone critiche come est europa). Enipower chiede conferma che i controlli debbano essere effettuati solo per biomassa proveniente da aree critiche. ARPAS conferma.

Riguardo il campionamento delle diossine ENIPOWER rileva che non esiste una norma tecnica codificata che garantisca sull'attendibilità del campionamento. Inoltre ribadisce la difficoltà nell'individuazione di un punto specifico per il campionamento e le stesse operazioni di campionamento risultano piuttosto lunghe che tra l'altro dovranno essere validate dall'ente di controllo: si prevede che ciò possa avvenire non prima di 12-18 mesi dall'avvio dell'impianto. Pertanto chiedono chiarimenti.

ARPAS risponde che ENIPOWER può presentare una proposta di sistema di campionamento in continuo e insieme valuteranno l'adeguatezza della proposta.

Viene letto il punto 16 a della delibera di VIA:

- ▲ per l'emissione convogliata dalla caldaia a biomassa:
 - incrementare la frequenza di campionamento, per i microinquinanti inorganici (metalli pesanti) e organici (IPA, PCB, PCT, PCDD/F), valutando, anche sulla base dei risultati dei monitoraggi, la necessità dell'utilizzo di ulteriori adsorbenti, quali carboni attivi;
 - prevedere, tra i parametri di controllo, la caratterizzazione granulometrica delle polveri emesse;

Il proponente predisporrà l'impianto con un sistema di abbattimento per i microinquinanti organici (carboni attivi), i cui termini di funzionamento saranno valutati e concordati con gli enti di controllo durante la fase iniziale di esercizio della centrale.

La modifica conseguente del progetto definitivo (comprensiva di tutte le ulteriori varianti progettuali richieste dalle prescrizioni AIA/VIA) verrà consegnata in sede di istruttoria nel procedimento di Autorizzazione Unica.

ARPAS richiede un campionatore in continuo delle diossine con mensile di campioni relativi a periodi di almeno almeno 15 giorni.

La società risponde che poiché non esiste ancora una normativa codificata (esiste in fase di elaborazione

ma non ultimata) per questi strumenti, l'ubicazione dello strumento debba essere validata anche a seguito di più verifiche e ciò comporta costi maggiori e tempi più lunghi (circa 12-18 mesi) per l'inizio delle operazioni di campionamento. Quindi la prescrizione dovrebbe regolamentare le precedenti osservazioni affinché il gestore e l'ente di controllo possano operare univocamente al fine di garantire una corretta installazione del campionatore.

ARPAS richiede che il gestore faccia una proposta relativa a tempistiche e modalità di installazione del campionatore da valutarsi in seguito.

La società chiede se per i carboni attivi vale la stessa condizione, cioè la società intende proporre l'inserimento di una sezione a carboni attivi (silos con sistema di iniezione nei fumi) da utilizzare alla bisogna, le volte in cui si presenti il problema (quindi un campionamento affidabile per la verifica del problema che appunto richiederà tempi lunghi per evitare di sottostimare o sovrastimare il dato). ARPAS ribadisce che pur non essendoci altri casi di applicazione a livello locale, si trova qualcosa a livello nazionale.

La società risponde che si trovano dati per inceneritori, però non ancora su centrali a biomasse, ancor meno sul cardo.

ARPAS ritiene comunque che la criticità della biomassa utilizzata richieda tale utilizzo.

La società evidenzia che comunque tali sistemi consentiranno un maggiore controllo del processo, garantendo la possibilità di utilizzo di combustibile in ingresso con percentuali di cloro del 2 % in peso.

ARPAS conclude che tale richiesta deriva dalle incertezze più volte ribadite nei precedenti incontri, sul tipo di inquinanti che verranno prodotti in camera di combustione.

La società ribadisce che le incertezze sono appunto in ingresso caldaia ma non sui sistemi di abbattimento. Ritiene che il controllo sulla quantità nella produzione di diossine non possa essere fatta a priori ma verificandone, in seguito all'installazione del campionatore, la significatività del dato in funzione anche della corretta installazione. Ad esempio lo strumento dovrà essere posizionato in un punto isocinetico, che varia con il carico dell'impianto e le caratteristiche della biomassa e che dovrà essere significativo: ciò comporterà una campagna di almeno 18 mesi.

ARPAS conferma che dal proprio punto di vista debba essere adottato il principio della massima cautela e si accorda che ciò venga inserito nella proposta da valutare.

ARPAS richiede alcune integrazioni per il PMC:

- ▲ vengano effettuate delle campagne per il controllo delle eventuali emissioni fuggitive, presumibilmente provenienti dalla gestione del GPL, nonché un controllo delle polveri derivanti eventualmente da movimentazione o stoccaggio;
- ▲ monitoraggio dell'efficienza dei sistemi di abbattimento;
- ▲ maggiori informazioni sulle gestione dei rifiuti, ad esempio sulle ceneri;
- ▲ riguardo il monitoraggio delle acque sotterranee, anche se in capo a terzi, vanno inserite nel PMC in modo da avere un quadro completo per sapere cosa si fa, come si fa, frequenze, ecc.
- ▲ inserire indicatori di prestazione sul consumo delle risorse idriche e inquinanti indicatori di impatto.

ENIPOWER: conferma che il documento allegato sulle ceneri era ad integrazione del PMC.

ARPAS: ha però ribadito che quei documenti non contengono opzioni di gestione certe. Al momento l'unica sicura è lo smaltimento in discarica ma nel documento non vi sono risposte sulle volumetrie.

Inoltre ARPAS richiede una valutazione sull'utilizzo di biocidi nelle acque di raffreddamento. La società risponde che riguardo l'acqua di mare è il biossido di cloro, mentre per il circuito di raffreddamento secondario si conferma che è a ciclo chiuso quindi non esiste uno scarico e saranno presenti soltanto dei periodici rabbocchi di controllori di crescita biologica.

Viene letto il punto 16 b della delibera di VIA:

- ▲ valutare la necessità, anche con particolare riferimento al periodo di funzionamento contemporaneo della centrale a biomasse con la centrale termoelettrica esistente, di adottare ulteriori misure di monitoraggio ambientale (ad esempio campagne periodiche di misurazione, nuove centraline di monitoraggio e/o implementazione dei parametri non monitorati in quelle esistenti, per es. il PM_{2,5}, etc.), i cui oneri dovranno essere a carico della Società

Viene letto il punto 16a. Il servizio SAVI chiede l'installazione di una centralina o l'attivazione di campagne di monitoraggio. Le parti convengono sull'attivazione di campagna per il periodo di transitorio (funzionamento temporaneo centrale a biomassa - centrale a foku) con periodo di 18 mesi a frequenza semestrale sui parametri aria ambiente con l'aggiunta del PM_{2,5}. La società precisa che 18 mesi è il periodo massimo previsto dalla normativa per il collaudo delle centrali a biomassa (periodo dall'entrata in esercizio primo parallelo fino all'entrata in esercizio commerciale); inoltre la società precisa che il carico termico in vapore prodotto durante questo periodo sarà suddiviso fra le centrali compresa la caldaia a GPL, la cui costruzione sarà contestuale alla centrale a biomassa cioè non sarà prodotto vapore in eccedenza ai fabbisogni degli impianti. La Provincia prescriverà un massimo di 75 t/h sulla produzione complessiva di vapore dalle 3 caldaie.

ARPAS dichiara in merito ai campi elettromagnetici che la documentazione fornita non sembra contenere la valutazione della tutela in merito alle fasce di rispetto di cui all'art.6 del DPCM 8 luglio 2003. La società risponde che si trovano nella documentazione di VIA (quadro ambientale). Arpas evidenzia che tale documentazione dovrà essere presentata nell'ambito del procedimento di autorizzazione unica.

ARPAS in merito alla valutazione di impatto acustico evidenzia che sono stati individuati i limiti al confine del petrolchimico. Per quanto riguarda i limiti di emissione dovranno essere rispettati ai confini di proprietà della centrale. La società ribadisce che questa valutazione era stata già presentata in sede di VIA e che fino ad ora non era stata fatta nessuna osservazione. La Provincia comunica che comunque dovrà recepire in toto la prescrizione del parere ARPAS nel provvedimento di AIA.

La Provincia chiede alla società la definizione dei periodi di avvio e di arresto dell'installazione secondo le misure che includono:

- ^ criteri espressi in termini di valori di soglia di carico o per parametri di esercizio chiari e facilmente monitorabili
- ^ la riduzione al minimo della fasi di avvio e arresto al minimo necessario
- ^ assicurazione che tutti i dispositivi di abbattimento siano messi in funzione non appena tecnicamente possibile.

Poiché tale richiesta deriva da quanto previsto nella Decisione della Commissione UE 2012/249/UE e non ancora recepita nella normativa nazionale, la società dichiara che allo stato attuale della progettazione non sarà possibile fornire tale dettagli, ma si rende disponibile a fornirli un mese prima dell'avvio dell'impianto.

Il Comune di Porto Torres richiede che negli indirizzi della trasmissione dei report venga inserito anche il Comune di Porto Torres. La società conferma che il comune verrà inserito, inoltre la Provincia dichiara che in AIA viene sempre inserito il comune fra i destinatari delle relazioni annuali.

La società comunica che la relazione campi elettromagnetici si trova al capitolo 9 del quadro progettuale dello Studio di Impatto Ambientale della prima versione

Viene letto il punto 16 c della delibera di VIA:

- ^ prevedere, relativamente allo scarico dell'acqua mare di raffreddamento, il monitoraggio dei parametri previsti dall'Allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.; valutando la necessità, anche sulla base dei risultati ottenuti, di adottare gli opportuni accorgimenti tecnici e operativi, quali la temporanea limitazione della produzione di energia elettrica, al fine del rispetto dei limiti normativi

I partecipanti concordano che il punto è stato discusso in precedenza.

Segue il punto 17 della DGR che richiama in toto il parere espresso da ARPAS con nota prot. n. 34789 del 19.12.2013, suddividendolo in sottopunti dal 17 a al 17g:

- ^ **17 a** - l'adozione, al fine di garantire i principi alla base della sostenibilità ambientale del Progetto, dei seguenti criteri:
 - garanzia delle caratteristiche di sottoprodotto per le biomasse in ingresso;
 - garanzia del recupero delle biomasse da filiera corta;
 - garanzia della tracciabilità delle biomasse;
 - garanzia che le biomasse siano di esclusiva origine vegetale compatibile con la scelta impiantistica adottata;
 - garanzie sulla composizione delle biomasse anche in relazione alle tecniche colturali adottate

ENIPOWER evidenzia che per i combustibili di tipo erbaceo "filiera corta" è inteso come sinonimo di provenienza locale (Sardegna), mentre per i combustibili di tipo legnoso (sempre sottoprodotti) questi potranno anche essere di origine extraregionale (in caso di necessità) oltre che locale.

Per questa taglia di impianti a biomassa (> 5 MWe) la precedente definizione di filiera corta (raggio 70 km) non individua un diverso trattamento economico ai fini dell'erogazione dell'eventuale incentivo alla produzione di energia elettrica.

- ▲ **17 b** - la definizione, ai fini dell'accettazione delle biomasse in ingresso, di limiti specifici sia relativamente alle caratteristiche delle biomasse sia alla loro composizione chimica, con particolare riferimento al contenuto di cloro e di radionuclidi
- ▲ **17 c** - la definizione dei controlli da effettuarsi sulle ceneri prodotte, anche ai fini del loro corretto smaltimento, considerata la capacità del bicarbonato di sodio, utilizzato nei sistemi di contenimento delle emissioni in atmosfera, di assorbire metalli e diossine
- ▲ **17 d** - anche alla luce delle prescrizioni contenute nella deliberazione della Conferenza dei Servizi decisoria tenutasi presso il Ministero dell'Ambiente del Territorio e della Tutela del Mare in data 17.7.2013, l'adozione di misure precauzionali di attenuazione del rischio che impediscano il contatto diretto della matrice contaminata (falda) con le fondazioni delle strutture in progetto, prevedendo, ove possibile, il confinamento della falda e l'isolamento delle fondazioni, oltre che la valutazione preliminare del rischio connesso alla messa in luce delle acque sotterranee contaminate in fase di scavo
- ▲ **17 e** - in relazione alla gestione delle terre e rocce da scavo, dovrà essere privilegiato il riutilizzo ed il recupero, esplicitando i criteri secondo cui il materiale escavato in esubero sarebbe non riutilizzabile
- ▲ **17 f** - la previsione di adeguati sistemi di abbattimento dedicati ai microinquinanti organici.
- ▲ **17 g** - il monitoraggio dell'efficienza dei sistemi di abbattimento e, con particolare riguardo alle diossine, la previsione del campionamento in continuo

I partecipanti concordano che i punti sono stati discussi in precedenza.

Il proponente in merito al punto **17 f** ribadisce che predisporrà l'impianto con un sistema di abbattimento per i microinquinanti organici (carboni attivi), i cui termini di funzionamento saranno valutati e concordati con gli enti di controllo durante la fase iniziale di esercizio della centrale.

La modifica conseguente del progetto definitivo (comprensiva di tutte le ulteriori varianti progettuali richieste dalle prescrizioni AIA/VIA) verrà consegnata in sede di istruttoria nel procedimento di Autorizzazione Unica.

Viene letto il punto **18** della delibera di VIA:

- ▲ **18 a** relativamente all'approvvigionamento della biomassa:

- al fine di garantire i principi di sostenibilità ambientale dell'intero progetto, la biomassa proposta dovrà essere necessariamente di tipo residuale e non proveniente da coltura dedicata;
- dovranno essere imposte limitazioni sul tipo di biomassa e sui contenuti di inquinanti in essa potenzialmente presenti (es. cloro, radionuclidi, composti fitosanitari, etc.), anche ai fini di evitare/ridurre la formazione di IPA e diossine (PCDD/PCDF)

- ▲ **18 b** relativamente al quadro emissivo:

- per le emissioni in atmosfera, i limiti autorizzati saranno quelli previsti dalle MTD;
- le acque provenienti dalle coperture degli edifici, convogliate, secondo le previsioni del Proponente, nei punti di scarico S-1, S-2, S-8 e S-9 verso il cosiddetto Canale Acqua Mare, stante la potenziale contaminazione delle stesse, dovranno essere inviate ad adeguato trattamento;
- per lo scarico degli spurghi di caldaia e ciclo termico dovranno essere adottate soluzioni impiantistiche volte a recuperare il calore residuo, in luogo del previsto utilizzo di acqua grezza per il cosiddetto attemperamento, considerata una mera diluizione non consentita dal D.Lgs. n. 152/2006, a monte dello scarico al sistema di trattamento reflui consortile;

Anche riguardo i punti della DGR relativi al parere espresso dalla Provincia nell'ambito della VIA nella nota prot. n. 44090 del 20.12.2013, si concorda siano stati già discussi.

L'ing. Zara, alle ore 16:00, dichiara conclusa la conferenza esprimendo parere positivo, con prescrizioni, al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale

Dirigente

Ing. Antonio Zara



