

**REGIONE FRIULI VENEZIA GIULIA
PROVINCIA DI GORIZIA
COMUNE DI GORIZIA**

Località: S. Andrea, Via Ressel

COMMITTENTE:
ing. Giuseppe Fiannacca
Via R. Pitteri, 12 - Gorizia

**IMPIANTO DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA E
TERMICA DA OLIO VEGETALE**

Domanda di autorizzazione integrata ambientale di cui al D. Lgs. 59/2005

allegato 12. :
SINTESI NON TECNICA

ARCHIVIO: n. 77	REVISIONE : 00/2007	DATA : 05.02.2007
Questo documento non potrà essere copiato, replicato o pubblicato tutto o in parte, senza il consenso dello Studio ing. C. Cecotti. Legge 22.04.41 n° 633 art. 2575 e seg. C.C	Tecnico incaricato: Ing. Cristina Cecotti Via Libertà, 27 – 33044 Manzano (Ud) Tel 347-9766373 fax 0432-740880	
Tecnico incaricato:		Committente:

SOMMARIO

INTRODUZIONE	3
1 INQUADRAMENTO URBANISTICO E TERRITORIALE DELL'IMPIANTO	4
2 CICLI PRODUTTIVI	7
3 ENERGIA	14
4 EMISSIONI	15
5 VALUTAZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO	19

Introduzione

L'opificio previsto dal progetto dell'ing. G. Fiannacca consiste in una centrale, per la produzione di energia elettrica e termica, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gorizia, località S. Andrea, all'interno dell'area del Consorzio di Sviluppo Industriale ed Artigianale di Gorizia. Ad essa verrà affiancato un impianto di produzione biodiesel da oli vegetali, tecnologicamente non connesso con la centrale ma avvantaggiato dalla fornitura di calore ed energia a "costo zero" provenienti dalla centrale stessa.

L'impianto di cogenerazione verrà alimentato ad olio vegetale, qualificato come fonte rinnovabile, ed avrà una potenza elettrica nominale, al lordo degli autoconsumi, di circa 37 MW elettrici a partire da una potenza termica nominale di circa 72 MW_t.

Per la consegna dell'energia elettrica prodotta, la centrale confina con una sottostazione ENEL da 132 kV pertanto non sarà necessaria la costruzione di un nuovo elettrodotto, bensì l'adeguamento di quello esistente.

L'energia termica servirà prevalentemente l'adiacente impianto di produzione biodiesel.

L'opificio rientra nell'ambito di applicazione del D.L.vo 59/2005 per quanto riguarda la centrale di cogenerazione, in quanto impianto produttivo appartenente alla categoria di attività industriale identificata al punto 1.1 dell'allegato I del decreto medesimo, ovvero quale "impianto di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW".

In ottemperanza ai contenuti di tale decreto, è previsto il rilascio di una autorizzazione globale all'esercizio definita Autorizzazione Integrata Ambientale, che racchiude in un unico documento le autorizzazioni in merito a emissioni in atmosfera, scarichi idrici, gestione rifiuti, alla gestione di apparecchiature contenenti PCB-PCT, alla raccolta ed eliminazione degli oli usati.

1 Inquadramento urbanistico e territoriale dell'impianto

La centrale verrà realizzata nel Comune di Gorizia, in località S. Andrea all'interno della Zona Industriale del Consorzio di Sviluppo Industriale ed Artigianale di Gorizia (C.S.I.A.).

L'area di intervento, pari a circa 8.000 mq, è inserita nel terrazzo alluvionale in sinistra Isonzo con una quota di circa 57 m e con un dislivello rispetto al fiume di 19 m. L'area è pianeggiante, con vegetazione spontanea priva di pregio e accessibile direttamente da Via Ressel e corrispondente al lotto n. 13 del C.S.I.A.

Il Piano Territoriale Infraregionale Consortile in vigore, adottato dal C.S.I.A. di Gorizia, ha per oggetto l'attuazione delle aree comprese all'interno della Zona D1 "Insediamenti industriali di interesse regionale" del P.R.G.C. di Gorizia, zona classificata come "Zona Omogenea D" secondo le disposizioni contenute nel P.U.R.G..

Attualmente il Comune di Gorizia non ha predisposto alcuna zonizzazione acustica del proprio territorio. In attesa di tale classificazione vigono i limiti del D.P.C.M. 01/03/91 che prescrive, per le zone industriali, quali quella su cui sorge il sito, il rispetto dei Limiti assoluti di 70 dB(A) diurni e notturni.

1.1 Descrizione dello territorio circostante.

Il sito sorge a sud dell'abitato di Gorizia, a Sud-Ovest della frazione di S. Andrea e a Nord-Est di Savogna d'Isonzo.

L'abitato di S. Andrea, distante circa 1 Km da Gorizia centro, si sviluppa a partire dall'Impianto verso nord-est. L'altezza sul livello del mare è modesta, circa 56 m s.l.m.. L'abitato di Scariano e di Savogna di sopra di trovano a Sud-Ovest, a circa 1 km dalla centrale.

Il confine con la Slovenia si trova ad est, a circa 2km in linea d'aria.

Il sito in esame è situato in una zona pianeggiante. I rilievi presenti nel raggio di diversi chilometri sono di modeste altezze: tutta l'area vasta presenta infatti quote comprese tra 50 e 275 m s.l.m.

Il corso dell'acqua principale nelle vicinanze del sito è il fiume Isonzo, a circa 200m ad Est, e più marginale il Vipacco e il Versa. Le acque sotterranee che scorrono entro le alluvioni della piana di Sant'Andrea – Gorizia traggono origine principalmente dalle infiltrazioni dell'Isonzo e dell'apporto idrico di origine meteorica. La profondità della falda freatica, desumibile dalla Relazione Generale del P.T.I. del C.S.I.A. di Gorizia, si colloca ad una profondità media di circa 25 m dal piano campagna, con una escursione di 5-7m.

L'impianto si trova in prossimità di alcune importanti arterie stradali:

- la S.S. 56 bis, che costituisce il raccordo tra la S.S. 351 e la S.S. 55 e che viene classificata come strada extraurbana secondaria¹

¹ dal Piano Generale del Traffico del Comune di Gorizia, D.C.C. n. 10 del 23.03.2005

- la S.P. 8, classificata come strada extraurbana locale
- l'autostrada A4, raccordo Villesse-Gorizia.

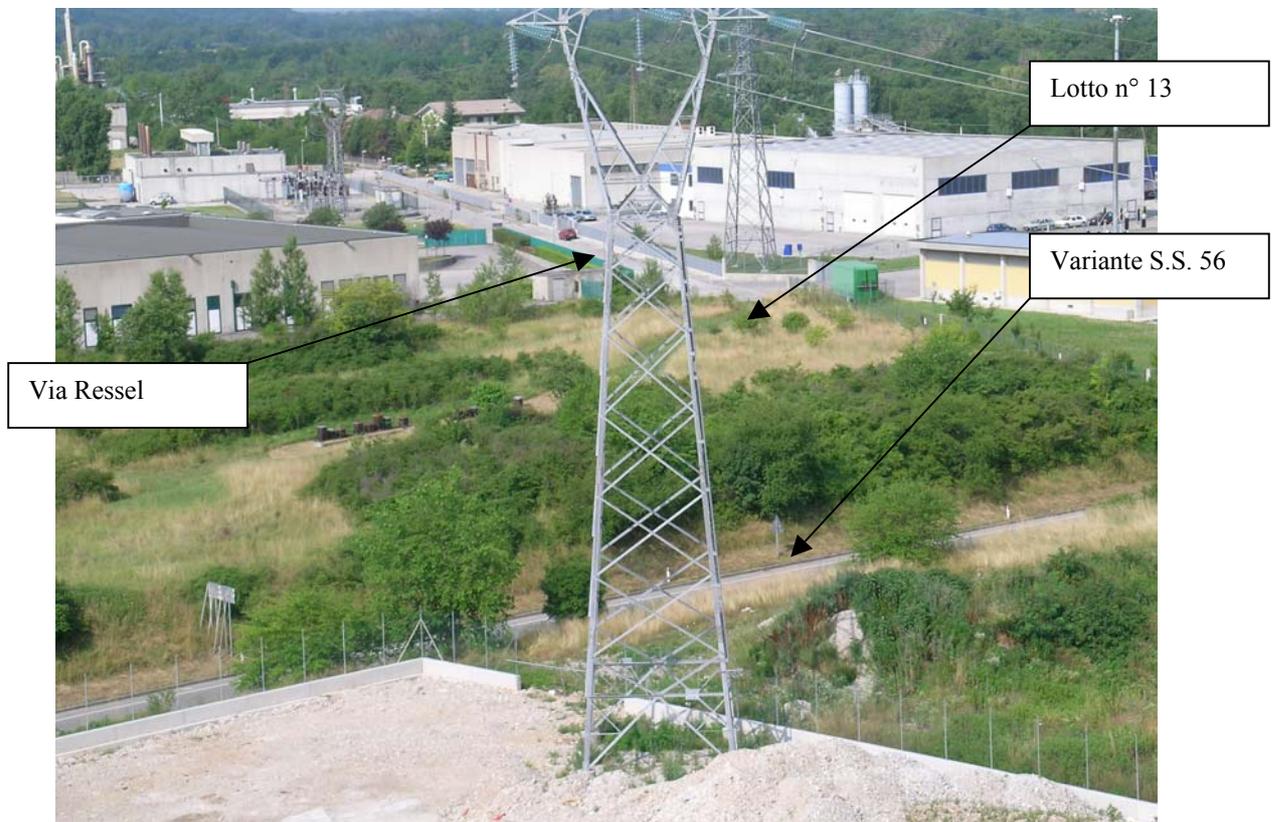
La principale via d'accesso allo stabilimento è costituita dalla adiacente S.S. 56 bis, che collega l'opificio al raccordo autostradale di Gorizia ed all'autoporto, nonché al valico di S. Andrea con la vicina Slovenia.

Il sito è adiacente ad una sottostazione ENEL da 132 kV che provvede ad asportare l'energia elettrica prodotta dalla vicina centrale Elettrogorizia SpA tramite elettrodotto.

A maggior chiarimento delle caratteristiche del sito di insediamento dell'impianto si rimanda all'allegato 3 e si riportano le seguenti immagini panoramiche:



Area destinata alla realizzazione dell'impianto

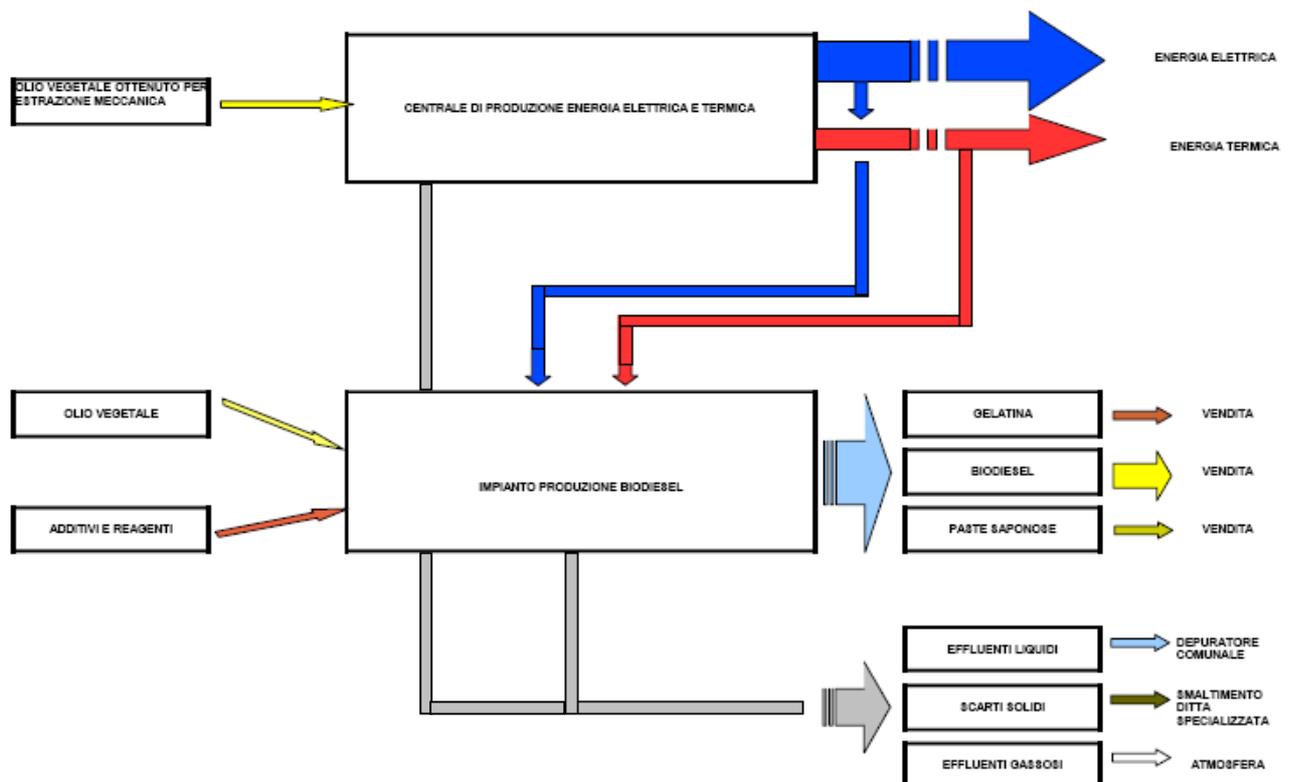


2 Cicli produttivi

2.1 Descrizione del progetto

L'iniziativa di progetto comprende un impianto di produzione biodiesel (attività non IPPC) ed un impianto di cogenerazione per la produzione di energia elettrica della potenza nominale di 37 MWe mediante due linee gemelle.

Si riporta di seguito lo schema generale dell'impianto complessivo:



L'energia elettrica prodotta sarà convogliata nella rete nazionale con un nuovo collegamento all'esistente sottostazione ENEL.

Il fabbisogno idrico, peraltro dovuto quasi totalmente dall'attività di produzione biodiesel, verrà soddisfatto con approvvigionamento dall'acquedotto comunale.

La presenza dei due impianti adiacenti permette di realizzare alcune sinergie ed economie di gestione non trascurabili.

2.1.1 Assetto

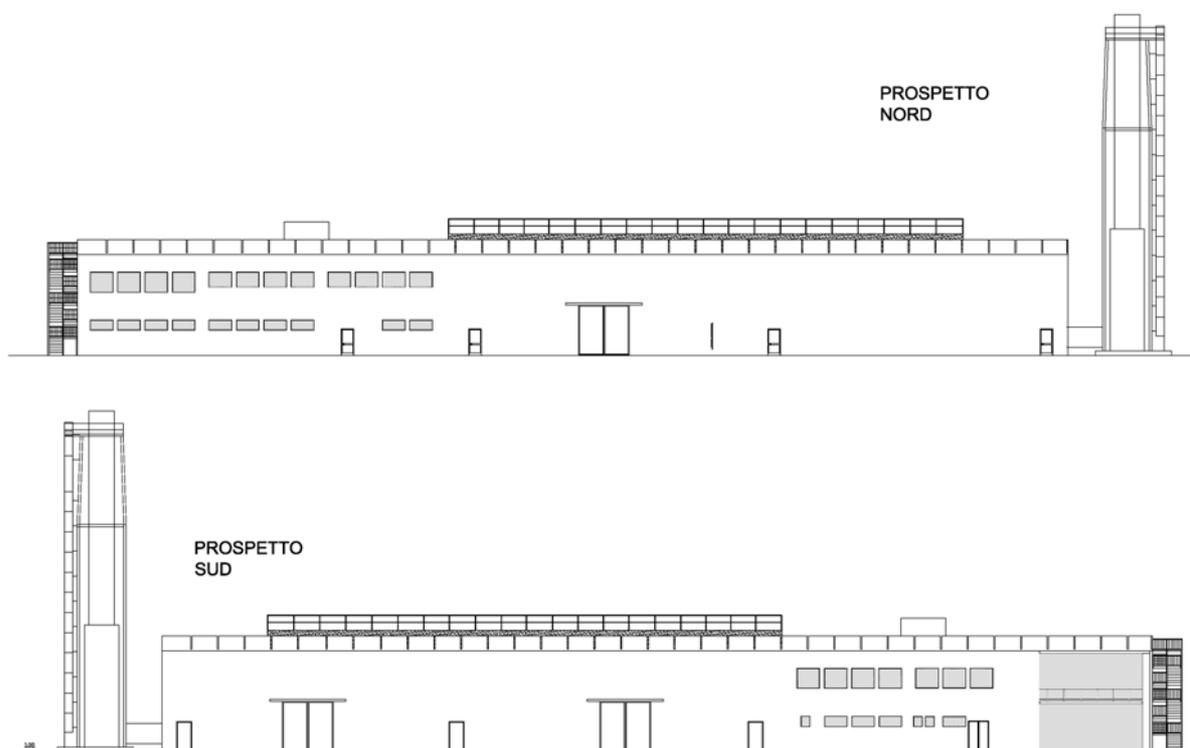
La disposizione dello stabilimento è mostrata nella tavola 5 allegata, assieme alle viste prospettive di seguito riportate.

Tutte le attività vengono svolte all'interno di un capannone, suddiviso sostanzialmente in due unità, di cui quella ad Ovest destinata alla produzione di energia elettrica e calore, quella ad Est contenente sala controllo, uffici, servizi e spogliatoi, sale quadri e gli impianti necessari alla produzione del biodiesel.

Gli impianti esterni saranno:

- un prefabbricato in c.a.v. contenente il locale misure esclusivo per l'ENEL;
- un depuratore per le acque reflue prodotte dall'impianto biodiesel;
- i camini per l'espulsione dei gas di scarico
- un trasformatore elevatore
- la sottostazione di consegna energia elettrica

Il collegamento per la definitiva consegna dell'energia elettrica avverrà mediante cavo interrato, mentre il calore verrà ceduto mediante opportuni scambiatori e trasportato mediante tubazioni interne al capannone o esterne, coibentate, al parco serbatoi.



2.1.2 Autorizzazioni

La centrale di S. Andrea ha superato la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale cui è stato sottoposta dalla Direzione Regionale dell'Ambiente della Regione Friuli Venezia Giulia.

Trattandosi di nuovo impianto, le emissioni in atmosfera dell'attività soggetta ad Autorizzazione integrata Ambientale sono normate ai sensi del D.Lgs. 59/2005 ed autorizzate mediante la presente domanda; le emissioni dell'attività non IPPC verranno autorizzate dalla Provincia di Gorizia ai sensi del D.Lgs 152/06 e della LR 24/2006.

La centrale scaricherà i propri reflui industriali in fognatura comunale, come previsto dalle norme tecniche del C.S.I.A. di Gorizia. L'autorizzazione è in corso.

2.2 Attività produttive

L'attività IPPC effettuata nel sito in oggetto è costituita dalla produzione di energia elettrica e calore mediante motori a combustione interna, caldaie a recupero e turbine a bassa entalpia ORC.

Le prestazioni di impianto sono riassunte nella seguente tabella:

Prestazioni di progetto	
Potenza termica nominale (MWt)	71,9
Potenza elettrica nominale motori endotermici (MWe)	34,15
Potenza elettrica nominale turbine ORC (MWe)	3,05
Potenza elettrica totale lorda (MWe)	37,20
Potenza elettrica totale al netto di autoconsumi e perdite (MWe)	36,180
Efficienza elettrica complessiva	50,3%
Calore recuperato da motori endotermici (MWt)	14,06
Calore recuperato da ORC (MWt)	11,50
Calore recuperato totale (MWt)	25,56
Efficienza energetica complessiva	85,9%
Consumo orario di olio di palma (kg/h)	7.176
Ore di funzionamento annue (h/a) circa	6.500
Produzione annua (GWh/a)	235,2

Scheda tecnica dell'impianto

2.3 Processo di cogenerazione

2.3.1 Descrizione generale

La Centrale è costituita da un impianto di cogenerazione e ciclo combinato a due linee gemelle, ciascuna costituito da una sezione di produzione energia e calore tramite motori endotermici ed una tramite caldaia a recupero e turbina a bassa entalpia, della potenza complessiva di circa 37,2 MWe

L'impianto è alimentato principalmente da olio di palma grezzo ed è equipaggiato con:

- due motori a combustione interna da circa 17 MWe cad.
- due caldaie a recupero di calore per scaldare un olio diatermico, che a sua volta scambia il calore con un fluido organico della famiglia dei silossani
- due turbine a bassa entalpia da 1,5 MWe cad., in cui si ha l'espansione del fluido organico suddetto; l'energia termica ulteriormente disponibile verrà dedicata al ciclo produttivo di biodiesel
- due sistemi di abbattimento inquinanti nei fumi di scarico costituiti ciascuno da un reattore catalitico selettivo SCR
- due camini di espulsione alti 30m.

Il processo di produzione della centrale a cogenerazione è costituito da due cicli termodinamici in cascata dove il calore in uscita dal primo costituisce quello in ingresso al secondo.

Il primo è un ciclo termodinamico *diesel*: nei motori diesel a iniezione diretta utilizzati, l'aria viene forzata nel cilindro e compressa dal pistone. Il combustibile viene iniettato nel cilindro e la reazione di combustione si innesca tramite il calore di compressione dell'aria. La miscela di aria ed olio in combustione espande, spingendo il pistone; a combustione esaurita i residui gassosi vengono rimossi dal cilindro attraverso delle valvole di scarico, completando il ciclo. L'energia rilasciata viene trasferita dal pistone all'albero motore, cui è collegato un alternatore. La pressione dell'olio combustibile viene elevata a circa 1200 bar per garantire l'atomizzazione delle combustibile stesso ovvero la sua distribuzione in goccioline sufficientemente piccole da garantire una combustione veloce e completa. A questo proposito è molto importante il tipo di ugello utilizzato, studiato appositamente per raggiungere i migliori risultati di combustione in base alle caratteristiche del combustibile utilizzato.

Contemporaneamente viene recuperata l'energia termica contenuta nell'acqua di raffreddamento motore, tramite uno scambiatore di calore a fascio tubiero che preriscalda l'acqua necessaria all'impianto di produzione biodiesel adiacente.

Il secondo è un ciclo a vapore o di *Rankine* in cui il fluido (in questo caso un fluido organico della classe dei silossani) subisce una serie di trasformazioni fisiche (cambiamento di stato da liquido a vapore e quindi di nuovo a liquido) che consentono al calore prodotto di essere convertito in energia meccanica per mezzo della turbina a bassa entalpia. Per il funzionamento del ciclo Rankine è necessario disporre di una sorgente fredda che consenta il passaggio dalla fase vapore a quella

liquida: la sorgente fredda è l'acqua di recupero termico ovvero, in sua mancanza, l'aria ambiente fatta affluire per mezzo di ventilatori, attraverso i fasci tubieri allestiti dell'aerotermostato.

L'energia meccanica prodotta dai motori e dalle turbine a bassa entalpia viene trasformata in energia elettrica per mezzo di alternatori e generatori elettrici asincroni. I trasformatori elevano poi la tensione di macchina a quella della rete di trasmissione (132kV).

2.4 Processo di produzione biodiesel

Come già detto, l'opificio ospita inoltre un impianto di produzione biodiesel a partire da oli vegetali.

La descrizione del processo produttivo e dei suoi principali ausiliari, comprensiva di schemi di flusso e di bilanci è contenuta nell'allegato 18.

2.5 Manutenzione

Le principali operazioni di manutenzione richieste dalle apparecchiature installate sono desunte da impianti simili alla centrale in oggetto e/o da dati trasmessi dai fornitori e verranno organizzate in base alle ore di marcia dei componenti principali.

In occasione delle fermate per la manutenzione di questi componenti principali, verranno accorpati gli interventi "in ombra" anche per altri componenti importanti ai quali non è possibile accedere durante la marcia della Centrale.

Dati gli interventi di manutenzione previsti, la vita operativa dell'impianto è attesa essere di almeno 25 anni a partire dall'inizio dell'esercizio industriale.

Al termine della vita operativa dell'impianto l'Esercente in accordo con le Autorità preposte prenderà le misure necessarie e possibili, secondo le legislazioni vigenti, per:

- Evitare che sostanze pericolose e/o inquinanti vengano rilasciate dall'impianto.
- Evitare che vengano creati pericoli o disturbo per il pubblico ed i vicini.
- Rimuovere e recuperare le sostanze pericolose e/o nocive per poter essere riusate, processate ed eliminate in modo da non causare danni all'altrui proprietà o alla salute pubblica.

La natura e la dimensione degli interventi dipenderà dalle circostanze in essere alla data del termine della vita operativa.

2.6 Materie prime

Risorse naturali

La materia prima principale in ingresso allo stabilimento è costituita dall'olio di palma grezzo. L'olio di palma è stato scelto come olio vegetale per il funzionamento

degli impianti di produzione energia e biodiesel, fermo restando che comunque altri oli vegetali potranno di volta in volta essere presi in considerazione.

L'olio di palma si ottiene dalla palma da olio (*Elaeis guineensis* e suoi ibridi) originaria dell'Africa e coltivata nelle zone tropicali del continente americano e in particolare nel sud-est asiatico. Il processo produttivo prevede la pulitura grossolana dei grappoli ed il riempimento di cassoni metallici che vengono inseriti in autoclavi dove i frutti vengono sterilizzati con vapore, quindi sgrappolati ed alimentati a cuocitori riscaldati a vapore allo scopo di facilitare la separazione della polpa dal nocciolo. I frutti passano quindi nelle presse bivate, dove viene aggiunta dell'acqua di diluizione e da dove si ottengono un succo grezzo ed un pannello di solidi. Il succo grezzo viene separato dai solidi grossolani e inviato a decantatori centrifughi che separano il succo in tre fasi: solidi, acqua ed olio. L'olio passa quindi ad un evaporatore sotto vuoto dove viene eliminata l'acqua residua ed infine inviato allo stoccaggio che viene mantenuto a 30°C. I solidi separati dai decantatori centrifughi vengono ri-diluiti e ri-centrifugati al fine di recuperare l'olio residuo che viene unito all'olio di prima separazione.

Si ottiene in questo modo l'olio di palma grezzo (crude palm oil, CPO) che viene quindi venduto alle raffinerie di oli vegetali - che ne correggeranno le caratteristiche in termini di acidità, contenuto d'acqua, colore ed odore - o venduto, nel nostro caso, per essere utilizzato come combustibile e per la produzione di biodiesel.

L'olio viene quindi inviato al porto dove viene immagazzinato in serbatoi di appoggio riscaldati e quindi caricato in navi cisterna con volumi non inferiori a 5,000 m³. La definizione del volume del singolo lotto trasportato dalla zona di origine all'impianto di utilizzo viene fatta tenendo conto anche della conservabilità dell'olio, che rimane inalterato se mantenuto a 30°C per un periodo di 6 mesi. Assumendo di importare olio malese (la Malesia è il maggior produttore mondiale), si può calcolare che il trasporto da Port Kelang in Malesia al porto di Trieste richiede circa 20-25 giorni, mentre i tempi di stoccaggio al carico ed allo scarico potranno essere di circa 30 giorni: sulla base quindi di circa 70-75 giorni per l'operazione di importazione si è valutato in 20.000 m³ il volume minimo di ogni singolo lotto che risulta sufficiente ad alimentare l'impianto di combustione e di produzione biodiesel per circa 90 giorni.

Dal deposito costiero di Trieste il combustibile verrà conferito su gomma mediante semirimorchi della portata di 28-30 tonnellate. Per mantenere la fluidità a valori tali da garantirne il trasferimento, i semirimorchi saranno riscaldati. Si stimano circa 8 viaggi al giorno, da effettuarsi in orari diurni.

La portata di olio di palma consumato per produrre energia a massimo carico è pari a circa 7.176 kg/h, corrispondente a 46.650 t/anno ovvero circa 50.700 m³/anno (6.500 ore di funzionamento). Ad esse vanno aggiunte altri 2.500 kg/h per la produzione di biodiesel.

Acqua

Durante il funzionamento la Centrale utilizzerà ridottissime quantità di acqua per usi industriali legate pressoché esclusivamente al lavaggio dei turbocompressori (tipicamente qualche litro al giorno), nonché alle prove antincendio.

L'acqua ad uso industriale, assieme all'acqua potabile per il personale, verrà prelevata dalla rete idrica dell'acquedotto cittadino gestito da IRIS SpA.

Si stima un consumo medio annuale della sezione di produzione energia più tutto il personale pari a circa 1.200 m³/anno.

L'impianto di produzione biodiesel consumerà invece circa 36.000 m³/anno, di cui parte rimarrà all'interno dei sottoprodotti glicerina e paste saponose, parte evaporerà ed una quantità residua di circa 10.500 m³/anno verrà scaricata in fognatura previa depurazione.

Soluzione di urea al 40%

L'urea per la depurazione dei fumi di scarico della combustione viene utilizzata al 40% in soluzione acquosa, al posto dell'ammoniaca in modo tale da ridurre i pericoli ambientali connessi alla gestione e stoccaggio di quest'ultima.

Essa verrà fornita in cisterne da 30m³ e conservata all'interno del parco serbatoi, in un serbatoio da 30m³ e se ne stima un consumo giornaliero di circa 9 mc.

Altri materiali di consumo

I materiali di consumo necessari al funzionamento dell'impianto sono essenzialmente:

- l'olio di lubrificazione, principalmente per gli organi in movimento
- l'olio dielettrico per il trasformatore.
- filtri dell'olio e dell'aria

Gli oli verranno forniti in fusti da 25, 50 e 200l a seconda della tipologia e verranno stoccati entro il fabbricato principale nel locale adibito a magazzino, e conservati entro un sistema di contenimento, assieme agli oli di lubrificazione necessari all'impianto di produzione biodiesel.

Si utilizzeranno inoltre in misura molto ridotta degli additivi anticorrosione per l'acqua di raffreddamento motore e di lavaggio turbine e separatori.

2.6.1 Gestione materie prime

In ingresso stabilimento la portineria riceverà la merce e controllerà la documentazione di accompagnamento; l'autista verrà accompagnato dal personale di turno all'area di scarico dove depositerà il materiale.

Le materie prime di maggiore utilizzo verranno conservate nel parco serbatoi, all'interno del rispettivo serbatoio. Ogni serbatoio ha un piccolo bacino di contenimento per compartimentare eventuali piccoli spandimenti; ciascun bacino è munito di valvola manuale di scarico, mantenuta normalmente chiusa. Inoltre tutto il parco serbatoi è contenuto in una vasca di dimensioni sufficienti a contenere tutti i reflui stoccati entro i serbatoi stessi, pertanto anche in caso di errori o rotture il sistema è a tenuta. Anche l'area antistante il parco serbatoi è dotata di griglie per la raccolta e l'avvio a trattamento degli eventuali spanti ovvero delle acque di prima pioggia potenzialmente inquinate.

Durante le operazioni di scarico i relativi serbatoi (contenenti olio o urea, per quanto riguarda la Centrale) avranno gli sfiati collegati alla torre di lavaggio a servizio degli effluenti dell'impianto di produzione biodiesel.

Per ciascuna sostanza verrà controllata la presenza di etichette adesive con i dati del prodotto bene in vista.

Verrà periodicamente verificato che le aree di stoccaggio siano idonee ad accogliere il materiale relativo, che le schede di sicurezza siano presenti, che vi siano idonei presidi volti a controllare ed arginare eventuali fuoriuscite.

Tutte le superfici interessate da movimentazione di materiali potenzialmente inquinanti verranno drenate al depuratore o a sistemi di tenuta. Nel caso in cui si verifici uno spandimento in aree non segregate, sarà a disposizione un idoneo mezzo di contenimento di emergenza.

3 Energia

Poiché il prodotto dello stabilimento è costituito dall'energia elettrica e termica, in questo capitolo si tratterà esclusivamente degli autoconsumi e della cessione di energia all'utenza industriale locale costituita dall'impianto di produzione biodiesel.

3.1 Consumo di energia

Il consumo di energia principale è dovuto alle più cospicue utenze a servizio della Centrale, costituite da:

- ausiliari motore: 300kW per linea (consumo specifico 1,6% sul totale prodotto)
- movimentazione dell'olio diatermico per il sistema di recupero di calore: 85kW per linea (consumo specifico 0,46% sul totale prodotto)
- sistema di recupero di calore: 61kW per linea (consumo specifico 0,33% sul totale prodotto)

per una potenza totale di circa 890 kW, ovvero un consumo specifico del 2,4%.

I consumi relativi ai sistemi di circolazione dell'acqua calda non vengono considerati come autoconsumi in quanto sarebbero comunque presenti in un impianto di sola produzione di calore.

Il consumo è stato minimizzato mediante la scelta, già in fase progettuale, di apparecchiature a basso consumo energetico.

Devono inoltre essere considerate le voci relative alle perdite del trasformatore, che ammontano tipicamente a circa lo 0,4 % dell'energia erogata.

3.2 Bilancio di energia

Una piccola parte dell'energia elettrica prodotta, pari a circa 150 kW, verrà assorbita dall'impianto di produzione biodiesel assieme a tutto il calore disponibile dalla centrale, che verrà utilizzato come acqua surriscaldata a 110 °C, nonché per il riscaldamento dei serbatoi e per altri utilizzi.

4 Emissioni

4.1 Emissioni in atmosfera

4.1.1 Emissioni convogliate

La centrale avrà due punti di emissione in atmosfera da autorizzarsi ai sensi del D.Lgs. 152/06 e costituiti dai camini delle due linee di cogenerazione, nonché un punto di emissione che non necessita di autorizzazione, sempre ai sensi dello stesso decreto.

L'impianto di produzione biodiesel ha un punto di emissione da autorizzare ai sensi del D.Lgs. 152/06, costituito dalla torre di lavaggio vapori impianto e parco serbatoi.

Camini cogenerazione

Le emissioni derivano dal processo di combustione dell'olio di palma grezzo, che viene inviato ai motori insieme ad aria aspirata dall'ambiente esterno, filtrata e opportunamente compressa.

Al camino saranno scaricati fumi contenenti principalmente: anidride carbonica (CO₂), vapore acqueo (H₂O), ossidi di azoto (NO_x), ossido di carbonio (CO), polveri (PM) ed incombusti (COV) ed inoltre azoto (N₂) e ossigeno (O₂) che non hanno partecipato alla combustione e che sono già presenti in atmosfera.

La formazione di ossido di zolfo (SO₂) è direttamente correlata al contenuto di zolfo presente nel combustibile, che qui è assente. Pertanto anche tali emissioni saranno nulle.

Il particolato primario è generato sia dal trascinarsi di incombusti che dalla presenza di tracce di solidi nel combustibile. Poiché le condizioni di combustione sono ottime, l'emissione di tale inquinante verrà mantenuta al di sotto dei limiti previsti dalla vigente normativa.

La formazione degli ossidi di azoto da combustione di olio di palma con le caratteristiche riportate nelle specifiche di progetto, ovvero con basso contenuto di azoto, avviene prevalentemente con meccanismo termico o "di Zeldovich" secondo il quale l'azoto atmosferico reagisce con l'ossigeno dell'aria di combustione in relazione alla temperatura di fiamma, alla quantità di ossigeno presente ed al tempo di residenza in camera di combustione. Il metodo adottato per la riduzione delle emissioni di ossidi di azoto consiste nell'utilizzo di un reattore catalitico selettivo (SCR) che agisce sugli effluenti gassosi del motore, a valle della combustione, mediante iniezione di urea. Quest'ultima reagisce con gli NO_x, in presenza di un catalizzatore, per formare acqua e azoto.

Il CO ed i composti organici derivano da processi di combustione incompleti. La maggior parte del COT emesso proviene da gocce di carburante trasportate o iniettate in prossimità delle superfici della camera di combustione, dove il trasferimento di calore attraverso le pareti del cilindro fa sì che la temperatura della miscela sia troppo bassa per avere una buona combustione, soprattutto quando la miscela è povera d'aria. Poiché in questo caso la combustione avviene in eccesso

d'aria, l'iniezione del combustibile avviene mediante polverizzazione nell'area di massima temperatura ed il tempo di permanenza in camera di combustione è sufficientemente elevato da garantire il completamento delle reazioni di ossidazione, la produzione di questi inquinanti viene minimizzata.

E' inoltre possibile anche l'emissione di ammoniaca ("slip" di ammoniaca), come conseguenza dell'incompleta reazione della stessa nei processi di riduzione degli ossidi di azoto, emissione che si incrementa al diminuire dell'efficienza del catalizzatore. Il sistema SCR previsto non utilizzerà ammoniaca tal quale ma urea.

I principali gas serra emessi da motori a combustione interna sono l'anidride carbonica (CO₂), la cui emissione è direttamente legata al contenuto di carbonio del combustibile utilizzato, ed il protossido di azoto.

Poiché il combustibile è costituito da una fonte rinnovabile, la sua ossidazione porta all'emissione della stessa CO₂ inizialmente immagazzinata dalle piante che hanno dato origine al combustibile. Il bilancio in termini di emissioni di CO₂ si chiude quindi in pareggio. Il protossido di azoto si genera in processi di combustione a basse temperature, per cui nel caso in oggetto esso è trascurabile.

Questo impianto pertanto non genera emissioni di gas serra.

In base alla normativa vigente, i limiti di riferimento per l'attività in oggetto sono riportati nella tabella seguente:

Sostanza	Limiti D.Lgs. 152/06 per impianti nuovi (mg/Nm³)	Emissioni massime dell'impianto (mg/Nm³)	Migliori tecnologie disponibili per nuovi impianti (mg/Nm³)
NO _x	133	133	na
CO	217	67	na
polveri	17	14	50
SO ₂	280	0	na

(media oraria ore normali di funzionamento, 15% di ossigeno nei fumi secchi)

Per quanto riguarda avviamenti e fermate, la loro frequenza sarà minima in quanto l'impianto stima di lavorare a carico base ovvero in continuo. Inoltre, considerato che tali periodi sono di breve durata (tipicamente 20÷30 minuti per i motori diesel e 5-10 minuti per la turbina ORC) e che la portata di fumi emessi è decisamente più contenuta che a regime, data la modesta quantità di combustibile utilizzata al di sotto del minimo tecnico, le emissioni generate durante i transitori saranno comunque di modesta entità.

Come richiesto dalla normativa, le emissioni verranno controllate mediante un sistema di monitoraggio in continuo (C.E.M.S., Continuous Emission Monitoring

System), costituito da un insieme di strumenti dedicati al controllo automatico continuo, alla registrazione ed archiviazione informatica delle misure relative alle sostanze inquinanti.

Saranno sottoposte a rilevazione le concentrazioni nei fumi di ossidi di azoto (NO_x in mg/Nm_3), di monossido di carbonio (CO in mg/Nm_3) e di ossigeno ($\% \text{O}_2$). Saranno inoltre misurate la temperatura e la portata dei fumi ed il sistema è quindi in grado di calcolare i flussi di massa dei singoli inquinanti, nei periodi di funzionamento della turbina a gas. Le misure e i dati elaborati dal CEMS verranno visualizzati all'interno del sistema di supervisione e controllo della centrale, in un monitor dedicato. Il controllo periodico del CEMS ed in particolare le operazioni di calibrazione strumentale verranno effettuate con frequenza annuale e ripetute dopo interventi manutentivi conseguenti a guasto del CEMS stesso.

Altri inquinanti quali polveri ed ammoniaca verranno misurati in discontinuo con frequenza semestrale.

4.2 Emissioni in acqua

I reflui scaricati dall'impianto sono trattati adeguatamente per tipologia di inquinante e riguardano le acque meteoriche di dilavamento di superfici potenzialmente inquinate, inclusa precauzionalmente la copertura dell'edificio di produzione energia elettrica.

E' possibile individuare le seguenti tipologie di effluenti della centrale:

- scarichi civili;
- acque meteoriche di superfici non contaminabili;
- reflui industriali, costituiti da acque meteoriche di dilavamento dei tetti, dei piazzali di carico/scarico e del parco serbatoi.

Gli scarichi civili vengono avviati direttamente in fognatura comunale.

Le acque meteoriche, provenienti da aree non inquinabili, sono convogliate direttamente in fognatura comunale (non è prevista una rete bianca separata).

Le acque reflue industriali vengono raccolte separatamente per tipologia, mediante reti fognarie dedicate, ed avviate a trattamento differenziato.

Le acque inquinabili da acidi/basi o altri chemicals verranno avviate all'impianto di depurazione acque di processo della produzione biodiesel. Le acque inquinabili da oli - avviate a specifico disoleatore.

Si sottolinea che il conferimento finale non avviene direttamente in ambiente, ma in fognatura comunale, nel rispetto dei limiti attualmente in vigore.

Si precisa inoltre che gli stoccaggi e l'area macchinari saranno conformati in modo che eventuali spanti possano essere recuperati direttamente senza dispersioni (bacini di contenimento, pozzetti di drenaggio a tenuta).

4.3 Emissioni sonore

Durante il funzionamento di una centrale elettrica a ciclo combinato cogenerativo sono presenti diverse sorgenti di rumore di tipo fisso, dovute al funzionamento dei

macchinari preposti alla produzione di energia elettrica, ed altre di tipo temporaneo, come gli scarichi di sicurezza, legate all'insorgere di condizioni di funzionamento anomalo.

Durante la progettazione sono stati eseguiti dei calcoli di previsione di impatto acustico, che hanno portato ad alcune scelte per la riduzione di tale impatto. In particolare:

- Le macchine più rumorose sono state tutte installate all'interno del fabbricato che verrà realizzato con una struttura fonoisolante
- i gruppi di aspirazione aria di combustione saranno silenziati.
- i radiatori di raffreddamento acqua motori (ausiliari in caso di fermata dell'impianto biodiesel) avranno ventole a basso numero di giri
- i camini saranno dotati di silenziatore

I risultati dei calcoli previsionali effettuati presso alcuni ricettori sensibili, hanno dimostrato che la futura rumorosità ambientale rispetterà il limite di immissione diurno e notturno ed inoltre l'incremento di rumorosità sarà inferiore ai limiti previsti dal criterio differenziale.

Ovviamente a conclusione dei lavori verrà eseguita una rilevazione strumentale da parte di un tecnico competente in acustica per verificare, anche al confine di pertinenza, la rispondenza delle emissioni sonore ai limiti fissati dal DPCM 14.11.1997 in materia di inquinamento acustico ed intraprendere tempestivamente eventuali ulteriori misure di mitigazione, qualora si rendessero necessarie.

Durante la conduzione dell'impianto, qualora si abbiano modifiche impiantistiche o di processo che possano implicare una variazione alle emissioni di rumore esterno, verranno effettuate delle rilevazioni fonometriche sul perimetro dell'impianto, a cura di un operatore esterno specializzato. Tali rilevazioni saranno svolte con impianto a regime e durante periodi diurni e notturni.

Verranno elaborate inoltre procedure con l'obbligo di mantenere funzionanti ed in buono stato le chiusure delle porte ed i cartelli di sensibilizzazione del personale. Tutto il personale terrà chiusi i locali dove sono allocati i macchinari più rumorosi.

Verranno mantenuti in buono stato gli impianti ed i macchinari al fine di contenere la generazione di rumore anomalo.

In caso di guasti di minore entità, non si ipotizzano emissioni acustiche di entità rilevante se non per brevissimo periodo. Inoltre si ricorda che per una maggior produzione di rumore nel caso di macchine rotanti o di fluidi in movimento entro tubazioni generalmente è indice di cattivo funzionamento, per cui si interverrà con operazioni manutentive prima che si raggiungano condizioni tali da impedire l'operatività.

4.4 Rifiuti

I rifiuti prodotti con discontinuità dall'attività di produzione energia saranno quelli caratteristici degli impianti di produzione energia con motori endotermici e sono ragionevolmente stimabili in quantità molto modeste.

Tipicamente si avranno

- oli sintetici usati provenienti dalle operazioni di manutenzione dei diversi macchinari;
- residui provenienti dalla pulizia periodica dei sistemi di filtrazione degli oli (filtri, stracci sporchi);
- residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l'aria;
- emulsioni oleose provenienti dalla vasca di raccolta dilavamenti superfici potenzialmente contaminate e dal disoleatore

Le aree ed i contenitori in cui vengono stoccati i rifiuti verranno adeguatamente etichettate.

In caso di emergenze connesse alla gestione dei rifiuti, quali la possibile contaminazione del suolo per errato stoccaggio, verrà reso disponibile in impianto un kit di emergenza per il contenimento dello spanto, costituito da manicotti, cuscini e tamponi, nonché una pompa aspiraliquidi, un contenitore carrellato e svariato materiale assorbente conservato in sacchi. Gli operatori verranno addestrati per eseguire tali interventi.

4.5 Radiazioni non ionizzanti

Le radiazioni non ionizzanti, sottoforma di campi elettromagnetici, sono generate dall'utilizzo e dal trasporto dell'energia elettrica.

L'energia prodotta dalla centrale verrà trasportata mediante delle linee di consegna interrate ad alta tensione fino alla vicina sottostazione ENEL (180 m); poi utilizzerà una nuova linea aerea in uscita da tale sottostazione fino all'esistente linea "S. Giovanni – Gorizia" e raccordo alla "Redipuglia-Gorizia", per un tratto di circa 450m, parallelo all'esistente.

I risultati delle simulazioni effettuate per il calcolo dell'inquinamento elettromagnetico dovuto alla Centrale dimostrano che nell'area esterna la centrale il valore del campo di induzione elettromagnetica derivante dalla centrale sarà trascurabile, come anche la variazione indotta sulla linea aerea S. Giovanni-Gorizia.

5 Valutazione integrata dell'inquinamento

5.1 Valutazione complessiva dell'inquinamento ambientale provocato dall'impianto

5.1.1 Inquinamento atmosferico

L'impianto presenterà essenzialmente due punti di emissione convogliati (più uno dell'attività non IPPC) e non avrà significative emissioni diffuse.

Gli inquinanti emessi saranno costituiti da CO₂, NO_x, CO e PST (COV per l'attività non IPPC); si avrà inoltre l'emissione di energia termica legata alla temperatura di uscita dei fumi esausti.

Le emissioni di CO₂ sono da considerarsi pari a 0 in quanto il combustibile utilizzato è una biomassa. Inoltre il sistema ha un elevato rendimento di produzione energia

elettrica per l'adozione del ciclo combinato (50,3%) ed è cogenerativo, risparmiando un ulteriore 35,6% sull'energia totale in ingresso.

Le condizioni di combustione saranno attentamente controllate da operatori continuamente presenti in impianto, in modo da minimizzare la produzione di incombusti (CO, COV e polveri) ed ossidi di azoto, che rimangono comunque il più critico tra gli inquinanti emessi soprattutto in riferimento alla vigente normativa in materia di qualità dell'aria. Ci si riferisce in particolare al DM 60/2002, che fissa dei limiti per la qualità dell'aria in termini di NOx e di CO.

Il livello di concentrazione di ossidi di azoto garantito dall'impianto è molto contenuto, soprattutto per merito dell'adozione del sistema di abbattimento catalitico SCR.

I dati analitici sulla qualità dell'aria *ex operam*, disponibili in tre diverse postazioni e gentilmente forniti da Elettrogorizia SpA, non hanno evidenziato alcuna criticità.

Lo studio di ricaduta effettuato evidenzia che nonostante la presenza di ulteriori fonti di emissione locali di analoga tipologia, l'impatto dell'impianto sarà modesto ed assolutamente accettabile entro i limiti di qualità dell'aria previsti dalla vigente normativa.

Si può affermare perciò che l'inquinamento atmosferico dello stabilimento è contenuto.

5.1.2 Inquinamento idrico

I reflui potenzialmente inquinati scaricati dall'attività di cogenerazione sono essenzialmente costituiti da acque meteoriche di dilavamento, che vengono peraltro avviate a trattamento prima di essere scaricate in pubblica fognatura.

L'inquinamento idrico relativo è pertanto assolutamente trascurabile.

La particolare attenzione posta nella pavimentazione delle aree di impianto potenzialmente oggetto di spanti o di dilavamenti con inquinamento del refluo minimizzerà inoltre il rischio di inquinamento relativo.

Nell'improbabile caso di perdita accidentale di sostanze inquinanti al suolo, in punti in cui i reflui non siano convogliati al depuratore, ove non sia tecnicamente possibile realizzare misure di contenimento fisse verranno predisposti dei presidi di contenimento mobili per intervenire con tempestività ed impedire eventuali inquinamenti.

5.1.3 Inquinamento acustico

Data la collocazione dell'impianto all'interno di un'area industriale già piuttosto affollata ed in prossimità di una strada ad elevato traffico, i ricettori più sensibili sono identificabili presso le abitazioni più prossime. Esse si trovano ad oltre 500m in linea d'aria dall'impianto e sono parzialmente schermate da altri opifici.

La presenza di altre fonti acustiche è peraltro non trascurabile, a cominciare dal traffico stradale e dalle vicine attività industriali.

I calcoli di previsione di impatto acustico effettuati partendo dalle prestazioni acustiche minime garantite dai fornitori dimostrano che l'attività non avrà un impatto acustico rilevante presso tali ricettori in quanto vengono rispettati sia i

valori di immissione assoluti che il criterio differenziale. Tale affermazione andrà peraltro verificata sul campo durante il commissioning dell'impianto, in modo da intervenire con opportune misure di contenimento aggiuntive qualora si rendessero necessarie.

La gestione inoltre comprenderà significativi controlli e la manutenzione preventiva che anticipano il decadere delle apparecchiature soggette ad usura e il relativo degrado acustico.

5.1.4 Rifiuti

I rifiuti prodotti dall'attività saranno quelli caratteristici degli impianti di produzione energia con motori endotermici e sono ragionevolmente stimabili in quantità molto modeste, come peraltro riportato anche dal BRef di riferimento.

L'intero ciclo di vita di ciascun rifiuto verrà attentamente seguito e gestito tramite procedure specifiche, che individueranno la caratterizzazione, lo stoccaggio la movimentazione ed infine il più idoneo smaltimento ovvero recupero.

In particolare:

- I depositi temporanei avverranno in aree ben definite ed idonee alle diverse tipologie di materiali in esse stoccati, in modo da preservare qualunque contaminazione.
- Tutte le aree di deposito, sia coperte che scoperte, saranno pavimentate. Per quanto riguarda quelle scoperte, nei casi in cui i rifiuti ivi conservati possano essere soggetti a dilavamento da acque meteoriche, con potenziale trascinarsi di inquinanti sono state realizzate apposite opere di contenimento con convogliamento a idoneo trattamento.

In caso di emergenze connesse alla gestione dei rifiuti, quali la possibile contaminazione del suolo per errato stoccaggio, verrà reso disponibile in impianto un kit di emergenza per il contenimento dello spanto, costituiti da manicotti, cuscini e tamponi, nonché una pompa aspiraliquidi, dei contenitori carrellati e svariato materiale assorbente conservato in sacchi. Gli operatori verranno addestrati per eseguire tali interventi.

5.1.5 Inquinamento elettromagnetico

Le radiazioni non ionizzanti, sottoforma di campi elettromagnetici, sono generate dall'utilizzo e dal trasporto dell'energia elettrica.

Le soluzioni impiantistiche adottate (cavi interrati ove possibile) ed i calcoli previsionali eseguiti permettono di affermare che l'impianto non porterà un inquinamento elettromagnetico significativo.

5.2 Tecniche previste per la riduzione e la prevenzione dell'inquinamento

5.2.1 Misure generali

1. Addestramento, tirocinio e sensibilizzazione degli operatori.

Il personale in fase di prima assunzione verrà sottoposto ad un training formativo afferente gli ambiti della sicurezza ed igiene del lavoro ed anche dell'ambiente.

2. Procedure organizzative e gestionali

Verranno definite delle procedure organizzative e gestionali con particolare attenzione agli aspetti ambientali.

In particolare esse consentiranno di intervenire in modo rapido ed efficace in caso di fuoriuscite o sversamenti di preparati chimici e prima ancora di coordinare le fasi di scarico degli stessi prodotti. Analogamente tutti i depositi verranno periodicamente controllati per accertare eventuali perdite in atto o sversamenti avvenuti. Tutte le aree di stoccaggio verranno dotate di bacino di contenimento di capacità volumetrica adatta.

In fase di progetto sono state inoltre valutate le emergenze con maggiore gravità e probabilità di accadimento in stabilimento (incendio, sversamento accidentale di prodotti, rottura di tubazioni) e sono state prese adeguate misure impiantistiche per la loro prevenzione. In attuazione a quanto richiesto dalle prescrizioni della V.I.A., verrà redatto un piano per la gestione degli impatti ambientali derivanti da eventuali incidenti che possano incidere sulla qualità dell'aria e delle acque superficiali e sotterranee; su questi argomenti il personale verrà formato ed informato al fine di intervenire tempestivamente.

5.2.2 Misure per la riduzione delle emissioni in acqua

1. Pavimentazione e reti di raccolta separate per le acque meteoriche

Molta attenzione è stata riservata al convogliamento delle acque meteoriche di piazzale presso l'impianto di depurazione. Tutte le acque provenienti dai piazzali dove avviene la vera e propria attività lavorativa o vengono effettuati dei travasi di materie prime vengono raccolte ed avviate a depurazione.

2. Bacini di contenimento per stoccaggi liquidi

Tutte le sostanze liquide potenzialmente inquinanti usate in impianto, presenti all'aperto, vengono stoccate in serbatoi di stoccaggio dotati di bacini di contenimento di volume idoneo.

5.2.3 Misure per la riduzione delle emissioni in aria

1. Impiego di combustibili a basso tenore di zolfo e appropriate tecniche di combustione

La centrale verrà alimentata esclusivamente a olio di palma grezzo esente da zolfo.

2. Utilizzo del processo SCR

I fumi di combustione verranno depurati entro un reattore SCR per ciascuna linea di produzione, al fine di ottenere delle emissioni di inquinanti molto contenute

5.2.4 Misure per la riduzione dei consumi idrici

1. Installazione di condensatori ad aria

Tutti i sistemi di raffreddamento presenti in impianto saranno a ciclo chiuso utilizzando come reflujo di raffreddamento l'aria ambiente. Il calore in eccesso sarà inoltre utilizzato dall'impianto di produzione biodiesel.

5.2.5 Misure per la riduzione delle produzioni di rifiuti solidi

1. Separazione alla fonte dei rifiuti

In fase di produzione dei rifiuti stessi, essi saranno sistematicamente separati e raccolti in stoccaggi ben definiti e suddivisi per tipologia, come riportato in allegato 13. Questo permetterà di poter avviare a recupero specifico tutti i rifiuti recuperabili generati dall'attività.

5.2.6 Misure per l'impiego di additivi chimici

1. Misure per prevenire la dispersione accidentale sul suolo e nell'acqua durante la movimentazione e lo stoccaggio

L'area interessata dall'attività sarà pavimentata e tutte le acque meteoriche di piazzale verranno raccolte e convogliate ad idoneo trattamento.

La movimentazione delle materie prime sfuse o in cisterne verrà eseguita seguendo specifiche procedure per prevenire eventuali problemi di spanti.

2. Applicazione del principio di sostituzione dei prodotti più pericolosi con analoghi a minore pericolosità

Nella scelta delle materie prime sarà politica aziendale valutarne la pericolosità, sia in termini di sicurezza del personale che ambientale, quale fattore escludente. Già in fase progettuale è stato previsto l'utilizzo di urea al posto della più pericolosa (ed economica) ammoniaca.

5.3 Migliori tecnologie disponibili (BAT) di riferimento

Le migliori tecnologie disponibili cui si farà di seguito riferimento sono quelle indicate dal "Reference document on best available techniques for large combustion plants" edito dall'European IPPC Bureau nel maggio 2005. Questo documento riguarda gli impianti di combustione con una capacità termica nominale superiore a 50MW ed include le attività a monte ed a valle direttamente associate al processo di combustione.

In riferimento a quanto ivi riportato si può affermare che la Centrale di Gorizia ha già previsto tutte le migliori tecnologie disponibili applicabili a motori endotermici cogenerativi a ciclo combinato.