

POWERFLOR SRL

Sede legale e operativa:
C.da Ciardone - SP 55 Molfetta-Bitonto Km 2+430 - 70056 - Molfetta (BA)

Sede amministrativa:
via Baione, 200 - 70043 - Monopoli (BA)

Progetto di conversione a gas naturale
dell'Impianto di Produzione di Energia Elettrica
di Powerflor S.r.l. di Molfetta (Ba)

Documentazione tecnica

CONSULENTE AMBIENTALE
ESTERNO

Ing. Gianluca INTINI



TECNOLOGIA E AMBIENTE SRL
S.P. 237 per Noci, 8
70017 Putignano (BA)
Tel. 0804055162



Amministratore Unico

Sig. Antonio Pecch
Via Baione, 200
70043 Monopoli (BA)
tel: 080 9302011
fax: 080 6901766
e-mail: energia@gruppomarseglia.com

POWERFLOR s.r.l.

Cap. Soc. Euro 900.000,00 i.v.
Sede Leg.: C.da Ciardone S.P. 55 Molfetta-Bitonto Km 2+430
70056 MOLFETTA (BA)
Sede Amm. va: Via Baione, 200 - 70043 MONOPOLI (BA)
C.F./P.IVA: 05885570720 - Num. REA BA 447564

ELABORATO

DATA

SCALA

ALLEGATO

Relazione Tecnica

09/2021

R.1

AGGIORNAMENTO

DATA

DESCRIZIONE

AGGIORNAMENTO	DATA	DESCRIZIONE

INDICE

1. PREMESSA	4
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGRAMMATICO	7
2.1. <i>INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO</i>	7
2.2. <i>INQUADRAMENTO TERRITORIALE E VINCOLISTICO</i>	9
3. DESCRIZIONE DELLO STATO ATTUALE	11
3.1. TITOLI AUTORIZZATIVI	12
3.2. DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO	12
3.3. CAPACITÀ PRODUTTIVA	13
3.4. DESCRIZIONE DELLA LINEA/IMPIANTO PRODUTTIVO	14
3.5. TRATTAMENTO DELLE EMISSIONI	18
3.6. FLUSSI DI IN INGRESSO E USCITA	21
3.7. RIFIUTI	22
3.8. SCARICHI ACQUE REFLUE	22
3.9. ACQUE METEORICHE	23
3.10. RUMORE	25
3.11. RETE DISTRIBUZIONE GAS METANO	25
4. LAVORI DI ADEGUAMENTO	27
4.1. SOSTITUZIONE DEI MOTORI E SUE COMPONENTI	27
4.2. TUBAZIONE ALIMENTAZIONE GAS METANO	31
4.3. ADEGUAMENTO DELLA CABINA DI DECOMPRESSIONE	32
5. DESCRIZIONE DELLO STATO DI PROGETTO	33
5.1. DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO	33
5.2. DESCRIZIONE DELLA LINEA PRODUTTIVA	34
5.2.1. <i>Ciclo combinato</i>	35
5.2.2. <i>Sistema elettrico</i>	37
5.2.3. <i>Trattamento emissioni</i>	38
5.2.4. <i>Sistema di trattamento metano</i>	42
5.2.5. <i>Sistema di lubrificazione</i>	42
5.2.6. <i>Circuito di raffreddamento</i>	43
5.2.7. <i>Sistema di distribuzione di aria</i>	44

5.2.8.	<i>Impianto di preparazione soluzione di urea</i>	44
5.2.9.	<i>Impianto di produzione acqua deionizzata</i>	45
5.2.10.	<i>Impianto di prevenzione incendi</i>	45
5.2.11.	<i>Sistemi di regolazione, controllo e sicurezza</i>	46
5.3.	FLUSSI DI PROCESSO IN INGRESSO ED IN USCITA	47
5.3.1.	<i>Prestazioni impianto e consumi metano ed ausiliarie</i>	47
5.3.2.	<i>Consumi idrici</i>	49
5.3.3.	<i>Rifiuti</i>	49
5.3.4.	<i>Scarichi idrici di acque reflue</i>	49
5.3.5.	<i>Acque meteoriche</i>	50
5.3.6.	<i>Rumore</i>	52
5.4.	RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO	53
6.	ELENCO ALLEGATI	54

Indice delle Figure

Figura 1 – Energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 – PNIEC 2019	5
Figura 2 – Inquadramento catastale del sito	11
Figura 3 – Inquadramento del sito.....	11
Figura 5 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni	20
Figura 6 – Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni.....	20
Figura 6 – Schema del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche.....	24
Figura 7 – Prospetto est della sala motori.....	28
Figura 8 – Foto di repertorio 1 – Posizionamento motogeneratori dal prospetto est.....	28
Figura 9 – Prospetto di intervento	29
Figura 10 – Foto di repertorio 2 – Rotazione motore con “carriarmati”	29
Figura 11 – Particolare Pistoni	30
Figura 12 – Foto di repertorio 3 – Arrivo motori al porto di Molfetta.....	30
Figura 13 – Foto di repertorio 4 – Trasporto	31
Figura 14 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale	35
Figura 15 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni	39
Figura 16 –Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni.....	40
Figura 17 – Sistema di lubrificazione	43
Figura 18 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori endotermici	44
Figura 19 - Schema del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche	52

Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Verifica della coerenza con la programmazione energetica	8
Tabella 2 - Verifica della coerenza con la programmazione socio-economica	9
Tabella 3 - Verifica della coerenza con la pianificazione territoriale	10
Tabella 4 – Caratteristiche delle emissioni in atmosfera E1 e E2 - stato attuale	18
Tabella 5 – Concentrazioni limite nelle emissioni E1 e E2 - stato attuale.....	21
Tabella 6 – Caratteristiche delle emissioni in atmosfera E1 e E2 - stato attuale	38
Tabella 7 – Configurazione di progetto, concentrazioni massime degli inquinanti	41
Tabella 8 – Caratteristiche emissione in atmosfera E3.....	41
Tabella 9 – Concentrazioni limite degli inquinanti per il punto di emissione E3.....	42
Tabella 10 – Prestazioni impianto a gas naturale	48

1. PREMESSA

Il progetto in esame consiste nella conversione a gas naturale dell'esistente centrale di produzione di energia elettrica della società "Powerflor Srl", ubicata in agro di Molfetta e appartenente al gruppo industriale Marseglia di Monopoli. Attualmente la centrale è alimentata a bioliquidi (oli e grassi vegetali), giusta Autorizzazione Unica Regionale, ex D. Lgs. 387/2002, di cui al D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006 e successive modifiche non sostanziali (D.D. n. 192 del 21 febbraio 2008 e DD n. 283 del 02 dicembre 2010).

Attualmente la centrale non è in esercizio per scelta imprenditoriale.

La conversione prevede la sostituzione dei motogeneratori alimentati a bioliquidi con motori endotermici alimentati a metano, aventi dimensioni e pesi paragonabili e che pertanto verranno posizionati sui basamenti esistenti.

La centrale è già dotata di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio dei nuovi motogeneratori a metano e quindi non sono necessarie nuove opere edilizie, demolizioni o scavi e riporti.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, il ciclo produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all'autorizzato.

I lavori necessari per la conversione a gas dello stabilimento possono essere così raggruppati:

- ✓ sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI,
- ✓ adeguamento della CABINA DI RIDUZIONE GAS METANO,
- ✓ adeguamento della rete GAS interna al sito industriale con un piccolo intervento sulla tubazione esistente.

Il criterio guida del progetto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente, riutilizzare gli impianti ausiliari e le facilities già presenti nel sito (trattamento fumi, SME, camini, etc.), favorendo il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

A fronte di un lieve incremento di potenza termica installata, da 84,5 MWt a 86 MWt, con la nuova configurazione sarà incrementata l'efficienza energetica e ambientale, in particolare:

- aumento del rendimento elettrico netto rispetto alla configurazione attuale, dal 44% al 47%;
- raggiungimento degli obiettivi del PEAR, a garanzia dell'efficienza e della flessibilità energetica richiesta dal Capacity Market;
- riduzione delle emissioni in atmosfera in termini di NOx e NH₃;
- azzeramento rispetto all'autorizzato delle emissioni di SOx e di Polveri totali.

Il progetto proposto è finalizzato a rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di una adeguata riserva di potenza. Ciò consentirà di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze dovute al sempre maggior utilizzo di fonti rinnovabili (solare ed eolico), che a causa della non programmabilità potrebbero portare a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica.

Infatti il rapidissimo incremento nel sistema elettrico nazionale dell'utilizzo di fonti rinnovabili, discontinue, fluttuanti e non programmabili, richiede l'ausilio di fonti energetiche "tradizionali" integrative, in modo da mantenere sicura e affidabile l'operatività della rete di trasmissione nazionale.

L'attuale generazione rinnovabile copre oggi circa il 35% della domanda annuale di energia elettrica nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, al 2030, così come stabilito dalla Strategia Energetica Nazionale nel 2019 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

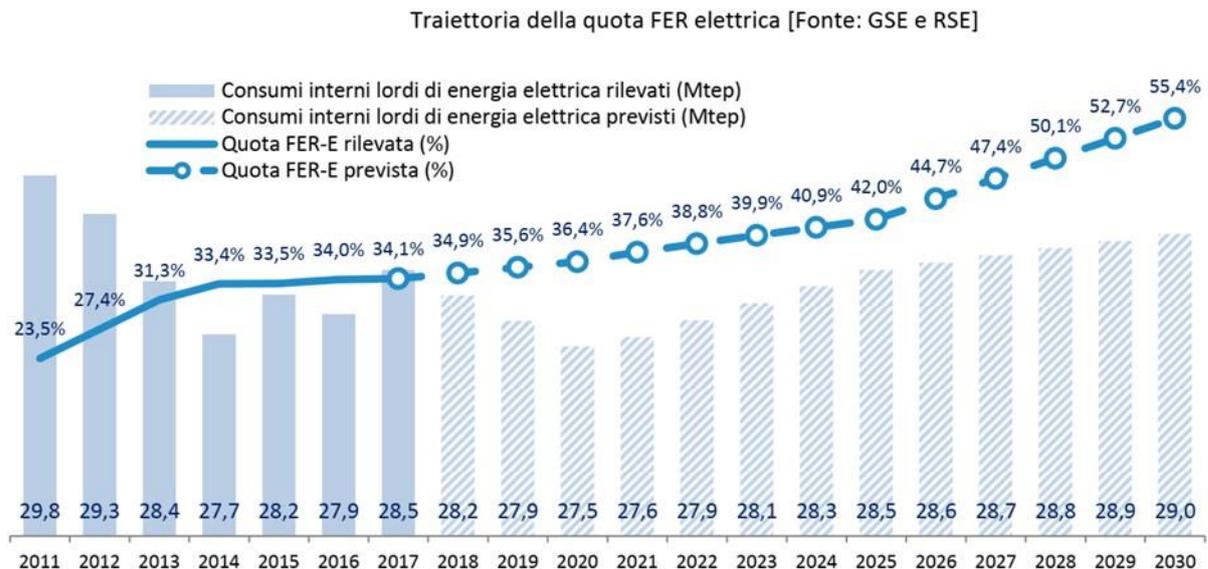


Figura 1 – Energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 – PNIEC 2019

Perché tale previsione si possa consolidare, è necessaria l'installazione di nuovi e moderni sistemi di generazione, con caratteristiche di altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza, in grado di garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia. Tali sistemi di generazione saranno utilizzati ad integrazione della produzione di base, nelle ore dell'anno con produzione da fonti rinnovabili non in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico. Il progetto proposto da Powerflor s.r.l. si colloca proprio in questo contesto. I motori endotermici a gas che si intende installare saranno in grado di rispondere anche indipendentemente l'uno dall'altro, in tempi brevi e con elevata efficienza elettrica alle richieste del mercato energetico.

La rilevanza ed urgenza nell'installazione di impianti come quello proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema elettrico nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come

dimostrano le recenti richieste di Terna di riavviare la produzione di centrali spente e in fermata prolungata. Nei prossimi anni la situazione è destinata a peggiorare in quanto il piano di sviluppo di Terna prevede la chiusura di altri impianti termoelettrici “convenzionali”.

In questo scenario si inserisce il Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 sulla “*Disciplina del mercato della capacità*”, avallata dalla Commissione Europea e dall'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), alla quale la società ha aderito. Tale iniziativa, che prevede periodiche aste per la fornitura a richiesta di energia da fonte programmabile, **fornirà un contributo fondamentale per gestire in sicurezza la transizione ad un sistema energetico decarbonizzato.**

2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGRAMMATICO

Il presente capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di legislazione, pianificazione e programmazione territoriale e settoriale vigenti, ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) e sugli eventuali riflessi, in termini sia di vincoli che di opportunità, sul sistema economico e territoriale.

In questo ambito si provvede all'analisi delle finalità e delle motivazioni strategiche dell'opera e all'analisi delle modalità con cui soddisfa la domanda esistente, anche alla luce delle trasformazioni in corso a livello locale e allo stato di attuazione della pianificazione.

L'area di intervento è stata inquadrata rispetto al sistema di pianificazione e programmazione territoriale nazionale, regionale, provinciale e locale, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità con gli strumenti di pianificazione vigenti a pieno titolo o vigenti in regime di salvaguardia, considerando altresì gli indirizzi contenuti in strumenti di pianificazione in corso di approvazione, se ritenuti di interesse.

Sono inoltre analizzati i vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità dell'intervento in progetto con il regime vincolistico.

2.1. INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO

Coerenza del progetto con la programmazione energetica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione e programmazione energetica ai diversi livelli istituzionali.

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
Pianificazione e programmazione energetica europea	Il progetto in esame contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.
Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)	Il progetto in esame è coerente con gli obiettivi prioritari sia della strategia "20-20-20" sia del cosiddetto " Terzo Pacchetto Energia ", in particolare per gli aspetti legati all'incremento dell'efficienza energetica .
Capacity market	Il progetto in oggetto rispecchia pienamente gli obiettivi del Capacity Market, infatti: <ul style="list-style-type: none">• rappresenta uno strumento necessario a garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free;• gli impianti di generazione programmabile sono destinati a svolgere un ruolo prevalentemente nell'ambito dei servizi di rete; Il progetto proposto da Powerflor rientra nell'ambito delle azioni necessarie a garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione di energia elettrica.

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
Strategia Energetica Nazionale (SEN)	<p>La conversione a gas metano degli impianti di Powerflor rientra tra:</p> <ul style="list-style-type: none"> • obiettivi strategici di sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche; • target qualitativi: nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda.
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	<p>Gli impianti di Powerflor convertiti a metano, rientrano quindi nelle categorie di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • “nuove capacità a gas” per le misure di produzione di energia elettrica; • “Mercato della capacità (capacity market)” per le misure di produzione di sicurezza energetica.
Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77	<p>Nello specifico, il progetto di conversione a gas metano della Powerflor, rientrante nel Capacity Market, è riconducibile alla classificazione di cui al punto 1.1.2 dell'Allegato I- bis:</p> <p>Nuovi impianti termoelettrici alimentati attraverso gas naturale per le esigenze di nuova potenza programmabile, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva connessi alle esigenze del sistema elettrico derivanti dalla chiusura delle centrali alimentate a carbone</p> <p>Risulta quindi evidente che gli impianti della Powerflor convertiti a metano, possono essere considerati strategici a livello nazionale.</p>
Quadro strategico 2015-2018 dell' AEEG	<p>Il progetto in esame concorre a garantire una maggior flessibilità del mercato del gas così come previsto dagli obiettivi OS3 e OS4 del Quadro Strategico, grazie soprattutto all'adozione di tecnologie atte a garantire una più rapida risposta alle richieste del mercato non sempre continue e facilmente programmabili.</p>
Pianificazione energetica regionale (PEAR)	<p>L'intervento previsto non è in contrasto con le politiche avanzate dal PEARS 2012; infatti, con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, il progetto risponde ai seguenti obiettivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica; • Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete; • Valutare i livelli di penetrazione della produzione di energia elettrica e/o termica in relazione agli scenari di piano e alla compensazione tra fonti variabili/intermittenti e fonti non variabili e alle priorità di accesso (criteri di accesso e dispacciamento, ecc.); • Aumento dell'efficienza energetica.

Tabella 1 - Verifica della coerenza con la programmazione energetica

Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica

Il seguente schema di sintesi rappresenta la compatibilità tra progetto e pianificazione socio-economica ai diversi livelli istituzionali.

PIANIFICAZIONE	COERENZA
Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)	Pur senza una diretta coerenza tra la pianificazione finanziaria europea e il progetto in esame, esso tuttavia è ben inquadrato nel contesto socio- economico di sviluppo della Puglia, costituendo un impulso per la competitività regionale e l'occupazione.
Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)	Il progetto si inquadra nell'ambito delle azioni volte a l'obiettivo tematico 4 – sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Programma operativo regionale (Por) del Fondo europeo di sviluppo regionale (Fesr) 2014-2020	Il progetto in esame, pur non trovando diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, si inquadra ampiamente nell'Asse 4 in termini di gestione intelligente dell'energia e per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Documento di Economia e Finanza Regionale 2021-2023 (DEFR)	Il progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEFR, si allinea con quanto previsto dalle azioni strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia, con particolare riferimento a: <ul style="list-style-type: none"> •Adottare pratiche di efficientamento energetico. •Adottare azioni volte a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti. •l'infrastrutturazione energetica per far fronte alla produzione di energia da FER. •Promuovere l'adozione di sistemi intelligenti di distribuzione dell'energia che consentiranno di monitorare e gestire la distribuzione di energie elettrica da tutte le fonti di distribuzione.

Tabella 2 - Verifica della coerenza con la programmazione socio-economica

2.2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E VINCOLISTICO

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto. Di seguito si presenta una sintesi delle valutazioni effettuate in cui si evidenziano eventuali criticità e normative alle quali ottemperare, per garantire la piena coerenza del progetto con gli strumenti normativi che insistono sul territorio.

PIANIFICAZIONE	COERENZA
PPTR - Struttura idrogeomorfologica	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura ecosistemica ed ambientale	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura antropica e storico culturale	Per quanto attiene alle Strutture e componenti antropiche e storico culturali presenti nell'Ambito paesaggistico interessato, l'intervento non crea alcuna interferenza con "beni paesaggistici" di cui all'art. 136 del Codice ("immobili ed aree di notevole interesse pubblico"), con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1, lett. h del Codice ("Zone gravate da usi civici"), con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1, lett. m, del Codice ("zone di interesse archeologico"). l'intervento non crea interferenza anche con ulteriori contesti della struttura antropica e storico-culturale, di cui al comma 3 dell'art.74 delle NTA del PPTR, nè interferisce con alcun "bene paesaggistico" rientrante nel sistema struttura

PIANIFICAZIONE	COERENZA
	antropica e storico culturale di cui al co.2 dell'art.74 delle NTA del PPTR ed individuate nella specifica cartografia tematica del PPTR Dall'analisi della cartografia risulta che l'impianto esistente oggetto di intervento ricade nell'ambito del PPTR nelle aree di rispetto delle "Componenti culturali e insediative – Paesaggi rurali" (co.3 dell'art.74 delle NTA del PPTR).
Piano nitrati	Il foglio catastale 36 (nel quale è inserita l'area di interesse) non ricade né nelle aree a monitoraggio di approfondimento, né nelle zone vulnerabili ai nitrati.
Piano d'assetto idrogeologico	Non vi sono nell'area di intervento zone interessate dal Piano d'Assetto Idrogeologico, pertanto le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa della componente paesaggistica di pregio del predetto sistema.
Piano di tutela delle acque	L'attività di Powerflor in progetto non ricade in aree perimetrate dal PTA alla Tav. A "Zone di Protezione Speciale Idrologica (ZPSI)" e quindi non è soggetto alle prescrizioni e alle tutele dettate da questa tipologia di aree. Invece, l'impianto ricade tra le aree vulnerabile alla contaminazione salina, tuttavia il progetto non prevede l'apertura di nuovi pozzi o il rilascio di nuove concessioni, per cui le prescrizioni imposte dal PTA non trovano diretta applicazione. Le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa dei corpi idrici sotterranei. Si può concludere che l'intervento è compatibile con le limitazioni e prescrizioni del PTA, quindi da ritenersi compatibile con le previsioni di piano.
Zonizzazione sismica del territorio	Nel caso specifico del comune di Molfetta, la classificazione del 2006 fa ricadere il territorio comunale in Zona Sismica 3 (basso livello di pericolosità). Non è prevista la realizzazione di nuove opere edili.
Piano regionale dei trasporti	L'impianto gode di un accesso diretto sulla SP55 che garantisce il raggiungimento dell'impianto in modo fluido e sicuro lungo il collegamento Molfetta-Bitonto. L'accesso all'autostrada dista circa 8 km. Pertanto è evidente che il traffico in ingresso e in uscita dall'impianto non interesserà il centro urbano di Molfetta e quindi in alcun modo costituirà un ulteriore elemento di pressione per i flussi di traffico cittadini. È importante sottolineare che con la conversione a metano in progetto, si avrà una riduzione del traffico connesso all'approvvigionamento delle biomasse liquide. Ne consegue che il traffico veicolare subirà una sostanziale riduzione.
Rete natura 2000	L'area in esame non ricade all'interno di siti di interesse naturalistico di importanza comunitaria (S.I.C. e Z.P.S.) (pertanto non è soggetta a preventiva "valutazione d'incidenza") nè nell'ambito delle altre tipologie di aree naturali protette.
Piano regionale di qualità dell'aria	Il comune di Molfetta è inserito fra i comuni della Zona A nei quali si rileva la preponderanza di emissioni da traffico autoveicolare.
Territori interessati dalla presenza di produzioni agricole di particolare qualità	L'impianto di Powerflor non rientra nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.
Piano regolatore generale comunale	Come si deduce dal certificato di destinazione urbanistica (Allegato 3), il territorio in cui ha sede il complesso impiantistico di Powerflor Srl ricade in un ambito del territorio comunale di Molfetta classificato come "Zone per attività produttive", ovvero in "Zona E – Aree produttive agricole".

Tabella 3 - Verifica della coerenza con la pianificazione territoriale

La centrale è a ciclo combinato, ha **potenza complessiva autorizzata di 39 MWe** ed è attualmente alimentata con biomasse liquide (oli vegetali) conformi ai punti a) e b) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06. L'impianto è composto da due motori termici a combustione interna (denominati G1 e G2) accoppiati ad altrettanti generatori sincroni, ognuno di potenza nominale apparente di 21.345 kVA e potenza attiva apparente di 17.076 kWe.

I due motogeneratori sono dotati di sistemi catalitici di abbattimento degli ossidi di azoto, dell'ossido di carbonio e degli eventuali incombusti. Prima dell'emissione in atmosfera, i fumi sono surriscaldati e poi passano in uno scambiatore a tubi per il recupero del calore con produzione di valore surriscaldato, che alimenta una turbina a vapore per la produzione di energia in un ciclo Rankine. L'energia prodotta dai motori e dalla turbina a 11 kV, viene ceduta a 150 kV alla rete elettrica nazionale al netto dei consumi di centrale.

Attualmente gli impianti sono fermi per scelta imprenditoriale.

3.1. TITOLI AUTORIZZATIVI

La centrale:

- ✓ è stata sottoposta a verifica di non assoggettabilità a VIA, giusta DD Settore Ecologia della Regione Puglia 20 marzo 2006, n.145;
- ✓ è stata oggetto di parere favorevole alle emissioni in atmosfera (DD Settore Ecologia della Regione Puglia 10 aprile 2006, n.198);
- ✓ è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio con Atto Dirigenziale dell'Assessorato Sviluppo Economico Settore Industria ed Energia della Regione Puglia del 29 settembre 2006, n.1379, successivamente soggetta a modifiche non sostanziali (DD regionale n. 192 del 21 febbraio 2008 e DD regionale n. 283 del 2 dicembre 2010) (cfr. All.1.1, All.1.2 e All.1.3);
- ✓ è autorizzata allo scarico di acque reflue industriali (ex art.107 del D.Lgs. n.152/2006) nella rete fognaria gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A. giusta autorizzazione allo scarico n. 1331R/2020.

3.2. DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO

Lo stabilimento, sito in Molfetta (BA) - Contrada Ciardone S.P. 55 Molfetta - Bitonto, km 2+430, è costituito dai seguenti immobili, REI 120:

- **sala motori**, edificio costruito su di un livello con strutture modulari in cemento armato precompresso. I motori endotermici G1 e G2 sono installati su pavimento in cemento industriale, di spessore pari a circa 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci all'interno di un pozzetto di accumulo pompagnato da un grigliato metallico. Sulla copertura superiore sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento.
- **tettoia caldaie**, realizzata con strutture modulari in cemento armato precompresso è costituita

da una tettoia che ospita i sistemi di trattamento fumi (DeNOx SCR, Catalizzatore ossidativo), i surriscaldatori, i generatori di vapore surriscaldato, i sistemi di scambio termico e di produzione aria compressa;

- **sala turbina e uffici**, edificio costruito su due livelli con strutture modulari in cemento armato precompresso, a piano terra ospita la turbina a vapore - alternatore, la sala trasformatori per l'alimentazione dei servizi ausiliari della centrale e la sala quadri. Al piano primo ci sono gli uffici, la sala quadri, la sala di controllo, gli spogliatoi e i servizi igienici;
- **altri edifici e locali minori** fra i quali il locale trattamento acqua, l'officina, le cabine elettriche, un locale trasformatori, la guardiania, l'ufficio pesa a bilico, la tettoia trattamento combustibile, la tettoia per il carico e lo scarico, la tettoia per la dissoluzione dell'urea, la tettoia di protezione pompe e lo stoccaggio prodotti.

All'interno del sito vi è anche la sottostazione elettrica di connessione con la rete elettrica nazionale.

3.3. CAPACITÀ PRODUTTIVA

L'impianto è costituito da due motori endotermici, con accoppiati altrettanti generatori sincroni di energia elettrica, e un unico turboalternatore per la produzione di energia elettrica dal recupero di calore, da cui la qualifica di ciclo combinato.

La potenza nominale complessiva installata, come somma dei dati di targa dei motori e del turboalternatore è 47,352 MWe ma la potenza effettivamente erogabile dall'impianto nella reale configurazione è pari a circa 37,352 MWe.

L'energia elettrica netta prodotta dall'impianto alla tensione di 11 kV è immessa, dopo trasformazione sino a 150 kV, nella rete elettrica nazionale.

Motogeneratori

I motori sono alimentati con biomasse liquide costituite da oli vegetali (tipologie di cui ai punti a) e b) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06). Ogni generatore sincrono ha potenza nominale di 21.345 kVA, fattore di potenza 0,8, velocità di 500 giri/minuto e tensione di uscita di 11 kV. La potenza elettrica effettiva di ciascun generatore è pertanto $21.345 * 0,8 = 17.076$ kWe. Nelle fasi di avviamento e in caso di fermo prolungato, i motori possono essere alimentati a gasolio nella misura massima del 5% circa. rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta

Gruppo Turboalternatore

L'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo produttivo dell'impianto Powerflor è dovuta all'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica dal recupero termico del calore contenuto nei fumi di scarico, previo surriscaldamento. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore installato sulla tubazione di scarico. Le emissioni surriscaldate passano attraverso delle caldaie, scambiatori di calore costituiti da fasci tubieri nei quali scorre acqua. L'acqua si trasforma in vapore che aziona una turbina accoppiata a un generatore sincrono di energia elettrica (ciclo Rankine a vapor d'acqua ad alta pressione).

Il generatore sincrono ha potenza nominale 16.500 kVA, fattore di potenza 0,8, velocità di 1.500 giri/minuto e tensione di uscita di 11 kV. La sua potenza elettrica nominale è pertanto $16.500 * 0,8 = 13.200$ kWe. In realtà, poiché la centrale è dotata di soli due motogeneratori, la potenza generata dal gruppo turboalternatore ha raggiunto valori massimi compresi fra 3.000 - 3.200 kWe.

3.4. DESCRIZIONE DELLA LINEA/IMPIANTO PRODUTTIVO

Gli oli vegetali sono mantenuti in stoccaggio nei serbatoi inox primari n. 10 e 11, da 1.500 m³ cad. ed equipaggiati con serpentini di riscaldamento a vapore. Da questi, mediante un gruppo pompe l'olio è trasferito a mezzo tubazioni inox in un serbatoio intermedio denominato Buffer Tank da circa 150 m³, anch'esso riscaldato con serpentini a vapore.

Dal Buffer Tank il biocarburante viene riscaldato in uno scambiatore a vapore, eventualmente purificato dalle impurezze con centrifuga e quindi accumulato in un serbatoio di capacità pari al fabbisogno giornaliero (Day Tank) da 150 m³, anch'esso riscaldato a vapore. L'olio viene prelevato dal Day Tank e prima di essere immesso nei motori, viene trattato nelle unità Booster (una per ogni motogeneratore): riscaldato, filtrato, pressurizzato e quindi inviato nei motori. Non tutto il combustibile che entra nei motori è utilizzato per la combustione; quello in eccesso tramite tubazione dedicata ritorna nei Day Tank.

Per lo stoccaggio del gasolio necessario all'avviamento o in caso di emergenza, è anche presente un serbatoio metallico fuori terra da 90 m³.

Accoppiamento motori endotermici/generatori di tensione

I tre motori endotermici a combustione interna sono identici e così caratterizzati:

- ✓ Marca : **Wartsila;**
- ✓ Modello : **W 18V46;**
- ✓ Tipo : **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione : **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale : **38,5 MWt;**

- ✓ Numero di cilindri : **18;**
- ✓ Diametro cilindro : **460mm;**
- ✓ Corsa : **580mm;**
- ✓ Velocità media pistone : **9,7m/s;**
- ✓ Pressione media effettiva : **23.6 bar**
- ✓ Cilindrata, per cilindro : **28.15 dm³**
- ✓ Direzione di rotazione, lato volano : **oraria**
- ✓ Potenza all'albero motore : **17.550 kW_m**

Sono presenti di seguenti dispositivi/accorgimenti di sicurezza:

1. I serbatoi dell'olio lubrificante sono a tenuta e posizionati all'esterno;
2. la tubazione dei gas di scarico è realizzata in acciaio e a perfetta tenuta;
3. Le tubazioni all'interno del locale sono coibentate con materiali incombustibili e protette in modo da evitare accidentali contatti;

Ogni motore endotermico è accoppiato a un generatore sincrono trifase composto da un alternatore utilizzato in continuo per produrre l'energia elettrica. Esso è costituita da una parte cava fissa (statore), al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione (rotore). Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che producono la corrente elettrica.

Le caratteristiche dei generatori sincroni trifase accoppiati ai motori endotermici sono le seguenti:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **21345 kVA;**
- ✓ Fattore di potenza: **0,8;**
- ✓ Potenza elettrica: **17,076 MW**
- ✓ Tensione: **11.000V;**
- ✓ Frequenza: **50Hz;**
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **96,5 %;**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F;**
- ✓ Protezione: **IP23;**
- ✓ Connessione: **Y;**
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE;**

Tutti i circuiti elettrici fanno capo a un interruttore generale ubicato all'esterno del locale, in posizione facilmente raggiungibile.

Ciclo combinato

L'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo produttivo della centrale Powerflor è data dall'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono. Essa è costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi, previo surriscaldamento della corrente gassosa. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore con bruciatore a metano installato sulla tubazione di scarico a valle del reattore DeNOx/ossidativo, che porta il gas sino a circa 420°C, facendo così migliorare l'efficienza della turbina del ciclo Rankine.

Le emissioni surriscaldate di ogni motore passano attraverso una caldaia/scambiatore di calore dedicata, costituita da fasci tubieri in cui scorre acqua che sottrae calore dai fumi facendoli raffreddare sino a circa 180°C e trasformandosi in vapore. Il vapore prodotto dalle due caldaie alimenta turbina (una per tutti e due i motogeneratori) per produrre energia elettrica (ciclo Rankine). In uscita dalla turbina il vapore viene condensato e ritorna in testa alle due caldaie/scambiatori.

Da ogni caldaia si spurga con continuità parte dell'acqua alla temperatura di 95-100 °C. Tale spurgo unitamente ad altri spurghi costituisce il cosiddetto "blowdown" e dopo raffreddamento spontaneo sino a quasi temperatura ambiente, viene inviato in fogna.

Utilizzo del calore – Ciclo Rankine

Il vapore surriscaldato in uscita dalle caldaie entra in turbina dove si espande, passando da 16 a 0,08 bar, e genera energia elettrica. Il vapore giunge in un condensatore a superficie dove si raffredda a 40-42 °C, condensa e si accumulando nel cosiddetto "pozzo caldo" (serbatoio di accumulo).

La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2,37 MWt.

Circa una volta ogni due settimane si procede al lavaggio delle caldaie/scambiatori con acqua osmotizzata a 95°C; il surriscaldatore viene messo al minimo e per circa 4 ore i gas di scarico sono deviati direttamente alla linea di scarico. Durante tale fase di lavaggio le emissioni restano pressoché inalterate eccetto che per la temperatura paria circa 380°C, contro i circa 180° in condizioni di normale esercizio.

Ognuno degli 8 moduli da cui è costituita una caldaia (banchi) è equipaggiato con due soffiatori rotanti (16 in tutto), che spruzzano sui fasci tubieri acqua osmotizzata a 95 °C e circa 7 bar. I soffiatori vengono azionati singolarmente in sequenza (dal n. 1 al n. 16) per 60 secondi; dallo spegnimento di un soffiatore e attivazione del successivo passano circa 2 secondi.

L'acqua di lavaggio viene raccolta in una tramoggia e quindi in una vasca di contenimento sottostante la caldaia e poi avviata allo smaltimento.

Gruppo Turboalternatore

La generazione di energia elettrica a cura del vapore prodotto nelle caldaie di recupero è affidata ad un gruppo alternatore installato nella sala turbina e avente le seguenti caratteristiche:

Turbina:

- ✓ Marca: **SIEMENS**
- ✓ Modello: **SST 300**
- ✓ Tipo: **a condensazione**
- ✓ Pot. meccanica: **kW 13.070**
- ✓ Giri al minuto: **6.800/1.500**

Generatore:

- ✓ Marca: **ABB**
- ✓ Modello: **AMS 900LE**
- ✓ Potenza apparente: **kVA 16.500**
- ✓ Fattore di potenza: **cosφ = 0,80**
- ✓ Potenza attiva: **kW 13.200**
- ✓ Frequenza di esercizio: **Hz 50**
- ✓ Giri al minuto: **1.500.**

La potenza elettrica nominale del generatore è 13.200 kWe. In realtà, data la presenza di soli due motogeneratori, il turboalternatore sviluppa al massimo una potenza tra 3.000 - 3.200 kWe.

A monte e valle del gruppo turboalternatore sono installati il degasatore ed il condensatore ad aria.

Sistema elettrico

L'energia elettrica prodotta dai due motogeneratori e dalla turbina viene in parte utilizzata per i consumi di centrale e in gran parte ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

L'impianto elettrico della centrale è composto da:

- ✓ sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;
- ✓ rete di distribuzione in bassa tensione (24Vdc, 110Vdc, 24Vac, 110Vac, 230Vac) per l'alimentazione della centrale.
- ✓ rete di distribuzione a 400Vac per l'alimentazione della centrale;

- ✓ rete a 11kV per la connessione dei due motogeneratori e della turbina alla sottostazione di trasformazione 11 KV-150 KV;
- ✓ **Stallo "A"** di allaccio alla SOTTOSTAZIONE ELETTRICA per la connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, composto da:
 - trasformatore elevatore da 11kV a 150kV della potenza di 63MVA;
 - apparecchiature AT (scaricatori, sezionatore, interruttore, trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici);
 - cabina di comando e protezione del sistema AT;
 - sistema di sbarre AT per la connessione dello stallo alla parte restante della stazione elettrica di connessione con la rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A..

3.5. TRATTAMENTO DELLE EMISSIONI

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento delle emissioni (ossidi di azoto e ossido di carbonio) nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i principali parametri di processo: portata, % ossigeno, temperatura, pressione, CO, NO_x (espresso come NO₂) e polveri. I fumi sono emessi da due camini (E1 ed E2), ognuno a servizio di un motore, inglobati in un unico involucro metallico con emissione ad altezza di 30 m dal piano di calpestio che, singolarmente, possiedono le caratteristiche di seguito riportate:

Parametro				
Portata aeriforme (secco all'ossigeno di riferimento 11%)	~ 82.000		Nm ³ /h	
Temperatura aeriforme	180		°C	
Temperatura aeriforme in caso di bypass scambiatori	380		°C	
Durata emissione	24	365	ore/giorno	giorni/anno
Velocità dell'effluente (misurato secondo la UNI 10169)	~ 24		m/s	
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	30		m	
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	1,54		m ²	

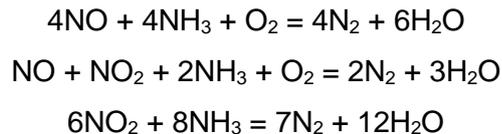
Tabella 4 – Caratteristiche delle emissioni in atmosfera E1 e E2 - stato attuale

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a oli vegetali, prive di quantità significative di composti dello zolfo.

I due sistemi di abbattimento delle emissioni sono ognuno costituiti da 5 stadi catalitici di cui 4 di DeNO_x-SCR, con aggiunta di urea come agente riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti (**OXICAT**). Il dosaggio dell'urea (in soluzione al 40% in peso) è comune

ai due camini e l'aria compressa necessaria alla nebulizzazione della soluzione è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

Con il sistema **SCR** (Selective Catalytic Reduction) si ottiene la riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare (DeNO_x), previa aggiunta alla corrente gassosa di una soluzione di urea. A temperatura superiore a 300°C e in presenza di umidità, l'urea si decompone in ammoniaca e ossidi di carbonio; l'ammoniaca reagisce cataliticamente con gli ossidi di azoto secondo le seguenti reazioni di massima, con efficienza superiore al 90%:



I catalizzatori possono essere metalli nobili, ossidi metallici o zeoliti in grado di funzionare anche a temperature superiori a 300°C.

I gas di scarico entrano nella camera di conversione dove un atomizzatore nebulizza la soluzione di urea contenuta in un serbatoio. La portata della pompa dosatrice dell'urea è regolata automaticamente in feedback attraverso un segnale analogico proveniente dal sistema di controllo delle emissioni, che misura la concentrazione di NO a valle del reattore SCR, ottenendo così le migliori prestazioni di abbattimento e quindi evitando inutili sprechi di reagente o emissioni di ammoniaca. L'aria compressa per la nebulizzazione dell'urea è prelevata dall'impianto di distribuzione dell'aria compressa a servizio dell'intera centrale a 6 bar di pressione.

Le emissioni di CO sono ridotte con l'altro sistema catalitico **OXICAT**, ubicato dopo il reattore SCR, che trasforma l'ossido di carbonio e gli eventuali composti organici incombusti in diossido di carbonio. I catalizzatori sono dei supporti metallici (lamine) di acciaio INOX ricoperte dallo strato attivo a base di ossidi metallici e/o di metalli nobili (ad esempio platino, palladio, etc.).

Di seguito una rappresentazione schematica del sistema di abbattimento.

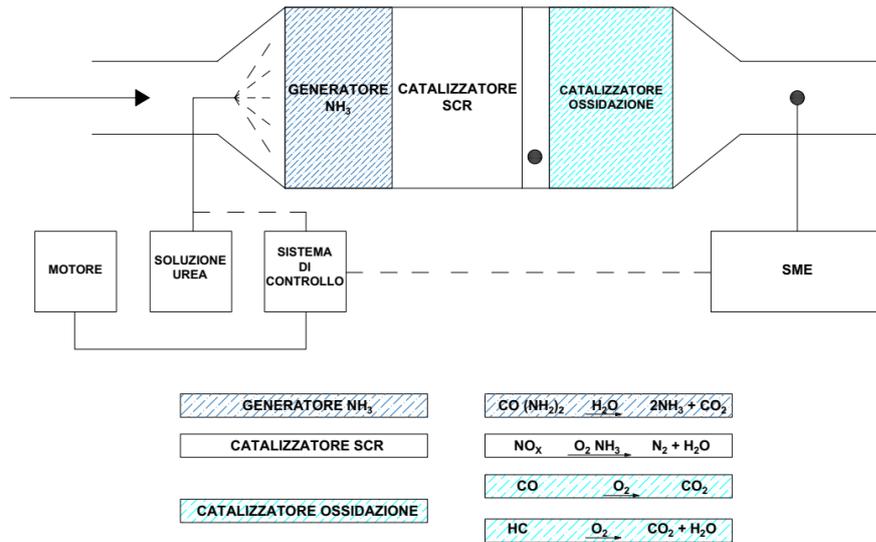


Figura 4 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni

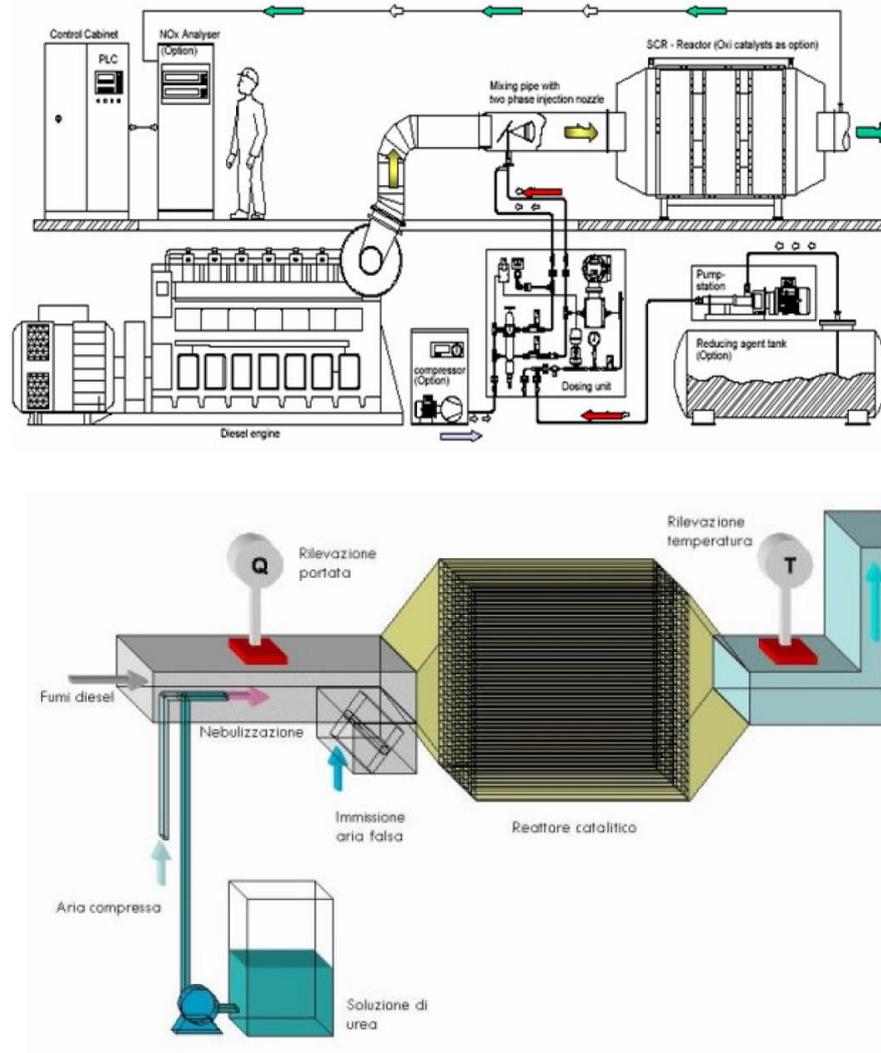


Figura 5 – Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni

Il consumo di urea solida per la preparazione della soluzione al 40% è stimato in circa 155 kg/h per motore.

Le caratteristiche delle emissioni sono riportate nella tabella seguente, con indicazione della frequenza di campionamento.

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti da prescrizione*
Polveri totali valore medio orario	Continuo	20 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	10 mg/Nm ³
NOx valore medio orario	Continuo	400 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	Continuo	200 mg/Nm ³
CO valore medio orario	Continuo	200 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	Continuo	100 mg/Nm ³
COT valore medio orario	Semestrale	20 mg/Nm ³
COT valore medio giorno	Semestrale	10 mg/Nm ³
SO ₂ valore medio orario	Semestrale	200 mg/Nm ³
<i>*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 11% di O₂</i>		

Tabella 5 – Concentrazioni limite nelle emissioni E1 e E2 - stato attuale

Si evidenzia inoltre che è presente un generatore di vapore da 2,8 MWt a servizio di impianti ausiliari (produzione di urea), con punto di emissione denominato **E3**.

3.6. FLUSSI DI IN INGRESSO E USCITA

Combustibili

Il consumo del combustibile dipende dal potere calorifico inferiore del bioliquido di alimentazione e pertanto non è un dato univocamente determinato. Nell'attuale configurazione impiantistica, se i motogeneratori sono alimentati a olio di palma (PCI di circa 36.500 kJ/kg) e considerando un rendimento elettrico di circa 46,9 ±5%, sono necessari circa 0,210 kg di biomassa combustibile per kWh, pari a un fabbisogno di 7,58 t/h ±5%. **Con produzione continua nelle 24 ore per 8600 ore/anno**, il fabbisogno teorico di olio di palma è circa 65.188 t/anno. Come già riportato Le biomasse liquide combustibili sono oli e grassi vegetali (tipologie di cui ai punti a) e b), sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06).

Combustibili ausiliari ed altre materie prime essenziali

Come già menzionato, è possibile alimentare i motogeneratori con gasolio eventualmente solo per le fasi di avviamento e fermata e nella misura massima del 5% rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta.

Altro combustibile ausiliario è il metano per il surriscaldamento dei fumi di scarico utilizzati per la produzione di vapore surriscaldato nella caldaia. L'utilizzo di combustibili secondari è comunque del tutto residuale, per il metano non si superano 4.000.000 m³/anno, per il gasolio 20 t/anno.

Altre materie prime essenziali e fondamentali per l'esercizio dei motori endotermici sono l'olio lubrificante, il cui consumo è pari a circa 150÷160 t/anno e l'urea in soluzione al 40% pari a circa 2.700 t/anno.

Consumi idrici

Al fine di ridurre i consumi di acqua Powerflor ha fatto ricorso il più possibile all'implementazione di tecniche di raffreddamento ad aria.

Il consumo idrico è relativo a utenze di tipo civile (uffici e spogliatoi) e industriale. Quest'ultimo è essenzialmente dovuto alla produzione di acqua osmotizzata per la generazione di vapore, produzione della soluzione di urea, etc.) per circa 36.100 m³/anno.

La centrale si approvvigiona dalla rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

3.7. RIFIUTI

L'azienda provvede al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla cessione per la raccolta e il trasporto a ditte autorizzate per il conferimento a recupero e/o smaltimento a impianti autorizzati.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Acqua lavaggio scambiatori di calore dell'impianto di cogenerazione (EER 161002)**;
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili e rifiuti provenienti dal trattamento delle acque meteoriche.

3.8. SCARICHI ACQUE REFLUE

La centrale è dotata di due reti fognarie separate con due scarichi distinti che confluiscono in un unico pozzetto esterno allo stabilimento (con due distinti punti di prelievo) e quindi nella fognatura pubblica gestita da Acquedotto Pugliese Spa (autorizzazione 4 gennaio 2021, n.1331R/2021):

- ✓ Scarico di reflui domestici S2 (servizi igienici e degli spogliatoi), per circa 900 m³/anno;
- ✓ Scarico di reflui industriali per 23.000 m³/anno, costituito dallo spurgo dei circuiti termici e dallo scarto dell'impianto ad osmosi inversa (preparazione di acqua deionizzata per

produzione vapore da utilizzare nella turbina). Questi reflui sono conformi alla tabella 3 (scarico in fogna) dell'allegato 5 Parte III del D.Lgs. n.152/2006.

3.9. ACQUE METEORICHE

La gestione delle acque meteoriche rispetta il Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013 – “Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia (attuazione dell'art. 113 del Dlgs n. 152/06 e ss.mm.ii.)”, in quanto lo stabilimento rientra nella fattispecie di cui alla lettera s, comma 2 dell'articolo 8.¹

In base all'articolo 11 del sopraccitato Regolamento Regionale, ove tecnicamente possibile vi è l'obbligo di riutilizzo delle acque meteoriche di dilavamento, per far fronte alle necessità irrigue, industriali e agli altri usi consentiti. **Le acque meteoriche di Powerflor srl (di prima e seconda pioggia), dopo trattamento sono integralmente riutilizzate per usi industriali interni al sito, oppure in serre florovivaistiche tramite il Consorzio Water For Flower.**

La superficie totale occupata dalla centrale è estesa 20.933 m² dei quali circa 19.200 m² sono impermeabilizzati (superfici coperte, piazzale, viabilità). I piazzali e la viabilità sono dotata di griglie e rete di raccolta delle acque meteoriche, dimensionata in conformità a quanto previsto dalla normativa regionale. Le acque piovane sono convogliate nell'impianto di trattamento così costituito:

- **grigliatura, sedimentazione-dissabatura e disoleazione a pacchi lamellari;**
- **scolmatore** per la separazione delle acque di prima pioggia dalle successive.
- **vasca di accumulo delle acque di prima pioggia** da circa 100 m³ e quindi superiore al volume di acque di prima pioggia calcolato, pari a 96 m³ (calcolato come prodotto dell'intera superficie scolante per un'altezza di 5 mm). La vasca è dotata di pompa sommersa per l'invio del liquido al depuratore chimico-fisico da 6 m³/h che è costituito da un chiariflocculatore alimentato con policloruro di alluminio e soda e sedimentazione/filtrazione tramite moduli a pacchi lamellari, moduli a sacchi, e filtri a carbone e quarzo. Dopo la depurazione le acque di prima pioggia sono accumulate in un serbatoio per il riutilizzo interno come acqua industriale oppure inviate al Consorzio Water for Flower
- **vasca accumulo seconda pioggia** della capacità da 70 m³, in cui confluiscono le acque di seconda pioggia trattate. Queste acque sono conferite al Consorzio Water for Flower, ubicato in suolo adiacente, per il riutilizzo, anche presso lo stesso impianto Powerflor.

¹ s. attività di cui all'Allegato VIII alla Parte Seconda del Dl.gs. n. 152/06 e ss. mm. ed ii.

Il Consorzio Water for Flower, costituito dalle aziende Powerflor Srl e RB Eurosa S.Ag.r.l., riutilizza la acque meteoriche trattate per usi irrigui nelle serre della RB Eurosa S.Ag.r.l oppure le invia a riutilizzo presso la stessa Powerflor.

Le acque da riutilizzare devono rispettare i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 della Parte III del D.lgs. n. 152/06 (scarico in acque superficiali). L'autorizzazione del sistema di trattamento delle acque meteoriche è stata assorbita nell'Autorizzazione Unica Regionale di cui alla DD n. 283 del 02/12/2010.

Nel consorzio le acque di seconda pioggia sono accumulate in un serbatoio da 530 m³; trattate con filtri a sabbia e carbone e quindi immagazzinate in un altro serbatoio da 530 m³ in attesa dell'invio al riutilizzo. In quest'ultimo serbatoio sono anche accumulate le acque di prima pioggia trattate non riutilizzate all'interno del sito Powerflor.

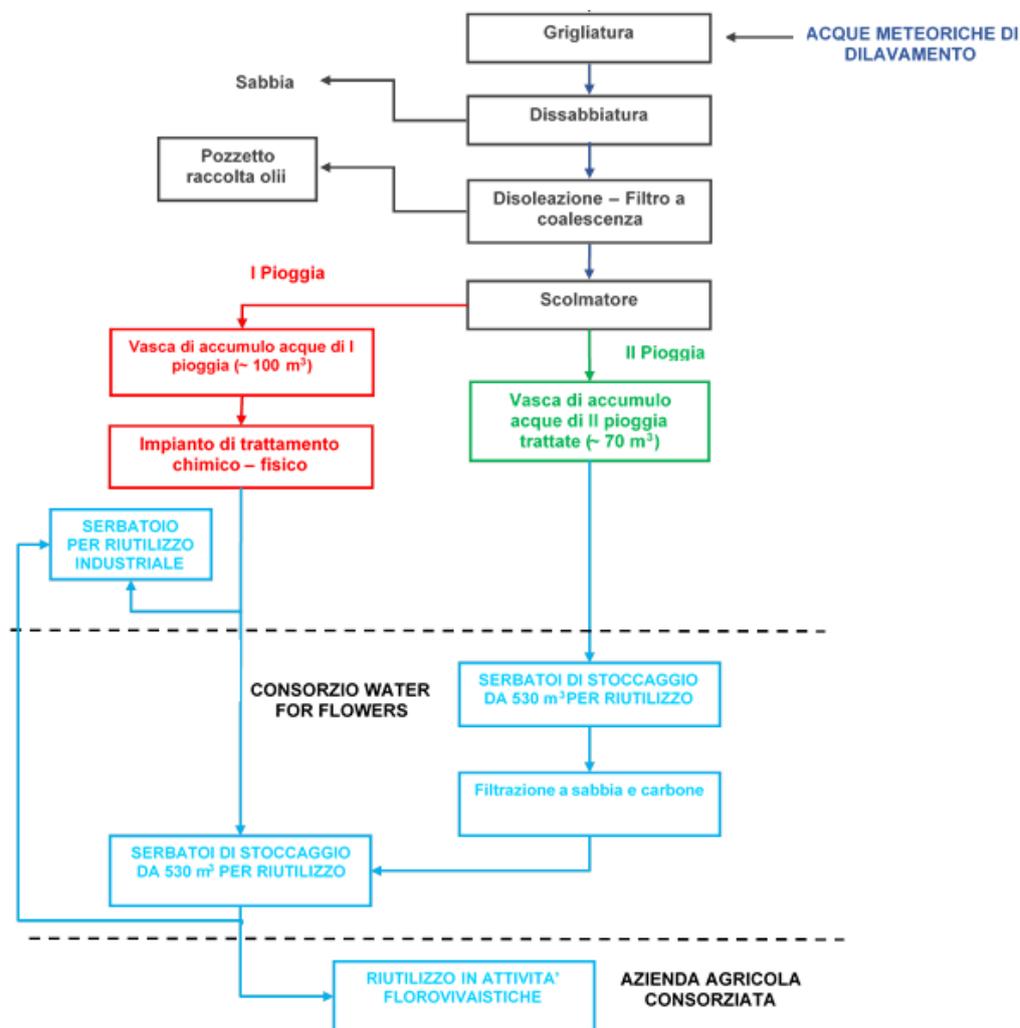


Figura 6 – Schema del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche

3.10. RUMORE

Le sorgenti di rumore più significative sono:

- ✓ Due motogeneratori posti all'interno dell'edificio in calcestruzzo "Sala motori";
- ✓ Radiatori/unità di ventilazione (n.8 unità con 6 fancoils ognuna) per il raffreddamento dei motogeneratori, poste sul tetto della sala motori;
- ✓ Due sistemi di trattamento delle emissioni a valle dei due motogeneratori e ubicati sempre all'interno dell'edificio in calcestruzzo Sala motori;
- ✓ Due unità per ricambio d'aria (charge air) posti all'esterno dell'edificio Sala motori;
- ✓ Turbina a vapore – alternatore ubicato al piano terra dell'edificio dedicato;
- ✓ Otto estrattori d'aria dalla sala motori (ubicati sul tetto dell'edificio sala motori);
- ✓ Tre pompe (da 22 kW) poste all'aperto sotto tettoia, in prossimità degli scambiatori;
- ✓ Due pompe di alimento degasatore (da 30 kw) poste all'aperto sotto tettoia;
- ✓ Pompe alimentazione caldaie e degasatore.

3.11. RETE DISTRIBUZIONE GAS METANO

La centrale è servita da una condotta esterna ad alta pressione (64 bar) di SNAM Rete Gas, realizzata nell'estate 2021 dopo una gestazione di 13 anni. Tale condotta giunge in prossimità della cabina di decompressione metano di proprietà Powerflor, inclusa dell'Autorizzazione Unica Regionale D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006 e s.m.i.

Con nota prot. ORIMER/CONALL/1010 del 09/09/2021 (Allegato 6), SNAM RETE GAS ha comunicato a Powerflor il codice identificativo del Punto di Riconsegna (n.50084601) e la disponibilità al trasporto.

La condotta di alimentazione interna allo stabilimento è stata progettata, costruita e collaudata secondo le prescrizioni stabilite per le reti esterne ed in particolare:

- ✓ il tracciato della condotta è realizzato in modo da evitare la vicinanza di opere, manufatti, cumuli di materiale ecc., che possano danneggiare la tubazione oppure creare pericoli derivanti da eventuali fughe di gas;
- ✓ Nei tratti fuori terra la tubazione è posizionata in maniera tale da risultare protetta contro eventuali danneggiamenti da azioni esterne;
- ✓ La condotta, appartenente alla 1a specie, nei tratti interrati è posizionata alla profondità prevista dalla normativa tecnica;
- ✓ La condotta non sottopassa edifici né li attraversa entrando nel corpo di fabbrica.

La linea interna è posizionata su pipe rack, una struttura reticolare di sostegno per le tubazioni, di lunghezza pari a 75 m utile per il trasferimento dei vari vettori energetici (gas, vapore, acqua, ecc.) necessari per l'alimentazione e l'esercizio degli impianti della centrale.

La cabina di decompressione è realizzata in c.a. con muri perimetrali dello spessore di 20 cm. La copertura della cabina è realizzata con struttura leggera in lastre. Inoltre tale cabina è dotata di aperture, disposte in alto, di superficie superiore a 1/10 della superficie in pianta e di alcune aperture disposte in basso per consentire la circolazione dell'aria.

4. LAVORI DI ADEGUAMENTO

I lavori necessari per la conversione a gas della centrale possono essere così raggruppati:

- ✓ Sostituzione dei gruppi moto-generatori.;
- ✓ Realizzazione all'interno della centrale e in prossimità della sala motori di uno stacco dalla tubazione di adduzione del metano ai surriscaldatori, per l'alimentazione dei nuovi motori;
- ✓ Adeguamento della cabina di decompressione del metano.

La centrale è già dotata di connessione a 150 kV con la rete nazionale, tramite la sottostazione elettrica. **idonea alla configurazione di progetto.**

Per i lavori di adeguamento, si prevede un totale di circa 4 mesi, di cui un mese per la fase di cantierizzazione, 3 mesi per le attività e 1 mese per di "commissioning".

Dato che Powerflor è risultata assegnataria di capacità disponibile per unità di produzione qualificate come Nuove non autorizzate per l'asta del 2023 della "Disciplina del mercato della capacità", si prevede l'entrata in esercizio a gennaio 2023. Fino alla data di fermo previsto per l'inizio della fase di cantiere i motori restano autorizzati secondo la configurazione attuale e potranno essere alimentati con oli vegetali.

4.1. SOSTITUZIONE DEI MOTORI E SUE COMPONENTI

I lavori di sostituzione dei motori saranno i seguenti:

- ✓ Estrazione dei motori, generatori, unità booster e gruppi moduli di alimentazione attualmente installati dall'interno dell'immobile.
- ✓ Trasporto, posizionamento e collaudo dei nuovi motori, generatori e gruppi moduli con rampa compatta per il gas metano.

L'edificio ospitante i motogeneratori è costruito su un livello, con strutture modulari in cemento armato precompresso, delle dimensioni di 21,55 x 30,35 m, Htot 11,30 m. Sopra la copertura sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento dei motogeneratori.

Per **l'estrazione dei motogeneratori** attualmente installati, verranno rimosse le strutture modulari di tamponamento del lato est dell'edificio, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua per evitare dispersioni di polveri).

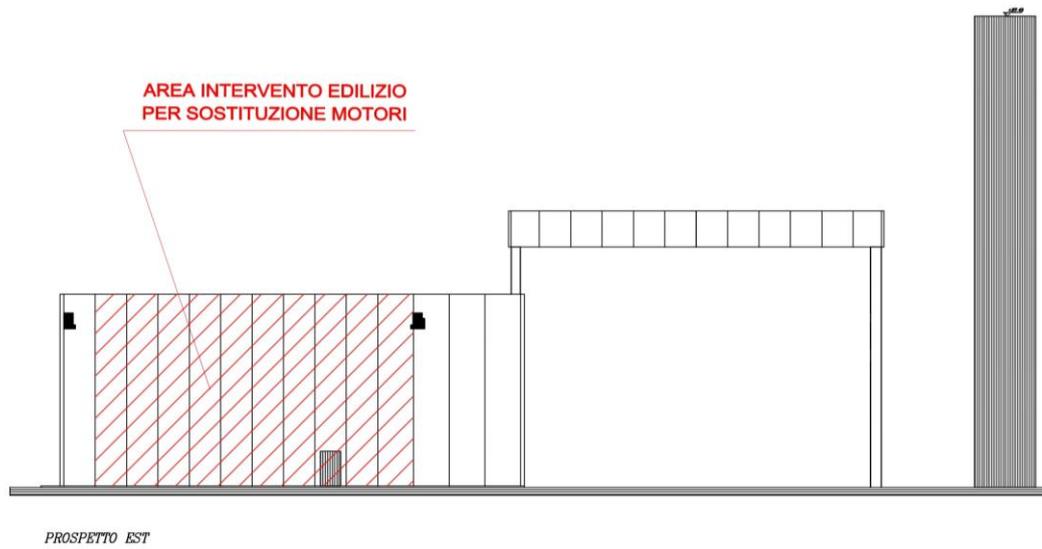


Figura 7 – Prospetto est della sala motori



Figura 8 – Foto di repertorio 1 – Posizionamento motogeneratori dal prospetto est



Figura 9 – Prospetto di intervento

Dopo aver smontato i giunti di collegamento con le altre componenti, i motori verranno sollevati dal basamento tramite martinetti idraulici, posizionati su rimorchio con ruote, ricoperti con telo sigillante e impermeabile e conservati in apposita area per la successiva vendita.



Figura 10 – Foto di repertorio 2 – Rotazione motore con “carriarmati”



Figura 11 – Particolare Pistoni

Come avvenuto quando la centrale è stata realizzata, i motogeneratori arriveranno già completamente assemblati tramite nave cargo al porto di Molfetta. Il trasferimento dal porto di Molfetta alla centrale avverrà come trasporto eccezionale.



Figura 12 – Foto di repertorio 3 – Arrivo motori al porto di Molfetta

Il trasferimento dal porto di Molfetta alla centrale, dati gli ingombri, avverrà secondo le modalità dei trasporti eccezionali. Il convoglio si muoverà dal porto di Molfetta verso la centrale, seguendo percorsi che non prevedano il passaggio su ponti.



Figura 13 – Foto di repertorio 4 – Trasporto

Giunti in stabilimento i motogeneratori verranno posizionati all'interno della sala motori sui basamenti esistenti, con idonei mezzi di sollevamento e spostamento.

Una volta concluse tutte le operazioni meccaniche ed elettriche di montaggio ed effettuati i test di collaudo, si eseguirà una fase di "Commissioning" per verificare e documentare la corrispondenza delle prestazioni a quanto contrattualmente previsto.

Alla fine di tutte le operazioni, verrà ripristinata la facciata est dell'edificio con le medesime strutture modulari in cemento armato precompresso smontate.

Verrà quindi installato un gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio, definito "black starting unit", avente la funzione di fornire l'energia elettrica necessaria per la ripartenza dei nuovi motogeneratori in caso di black-out della rete nazionale. Il gruppo sarà installato in apposito container coibentato, collegato alla rete di bassa tensione di centrale e posizionato come indicato nella Tav. T.3 di progetto.

4.2. TUBAZIONE ALIMENTAZIONE GAS METANO

Per ciascun nuovo motore da 18,4 MWe è stimata una richiesta di gas di circa 3.700 Sm³/h, per un totale 7.400 Sm³/h e 178.000 Sm³/giorno. Complessivamente il consumo di metano sarà pari a 195.000 Sm³/giorno (con l'inclusione dei surriscaldatori e della caldaia di emergenza). **La rete interna di distribuzione del gas metano è già idonea come dimensione al servizio dei nuovi motori**

Come unico intervento, si prevede la realizzazione di un breve tratto di tubazione fuori terra, che staccandosi dalla rete interna di alimentazione dei post-combustori, entrerà direttamente in sala

motori per l'alimentazione dei nuovi motogeneratori alimentati a gas metano. L'intervento di pochi metri sarà effettuato su una tubazione non interrata ed all'aperto.

4.3. ADEGUAMENTO DELLA CABINA DI DECOMPRESSIONE

La rete di distribuzione del gas metano SNAM è collegata direttamente alla cabina di decompressione gas a servizio dello stabilimento (Tav T.7).

Stante l'importante capacità di prelievo della nuova configurazione impiantistica a gas metano, anche la cabina di decompressione gas metano subirà interventi di adeguamento sia in termini di manufatto che di impiantistica di riduzione e misura. All'attuale cabina di decompressione sarà affiancato un modulo prefabbricato tale da garantire il rispetto delle prescrizioni normative per l'impiantistica interna, gruppo di decompressione, misura, telelettura e riscaldamento della linea con due caldaie per riscaldare il gas in espansione.

Per l'installazione del modulo prefabbricato e dell'impiantistica interna allo stesso non saranno eseguiti scavi. Sarà invece realizzato un basamento in cemento armato per garantire la stabilità della struttura.

5. DESCRIZIONE DELLO STATO DI PROGETTO

Come più volte già rappresentato, il presente studio attiene alla sostituzione dei due motogeneratori della centrale Powerflor alimentati a oli vegetali con motori alimentati a metano, e incremento della capacità termica complessiva da 84,6 MWt a 85,9 MWt.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato ed è riportato nell'elaborato grafico "T.10 – Schemi a blocchi".

Nel presente capitolo si descrivono le caratteristiche tecniche dei motori a metano che si intendono installare e si illustra la struttura della linea produttiva a completamento dei lavori. Al fine di avere una rappresentazione esaustiva dei cicli produttivi, saranno descritte nuovamente anche le parti di impianto e le facilities che non subiranno alcuna modifica e che sono già stati descritti nelle precedenti sezioni

5.1. DESCRIZIONE DELL'OPIFICIO

Lo stabilimento, sito in Molfetta (BA) - Contrada Ciardone S.P. 55 Molfetta - Bitonto, km 2+430, è costituito dai seguenti immobili, REI 120:

- **sala motori**, edificio costruito su di un livello con strutture modulari in cemento armato precompresso. I motori endotermici G1 e G2 sono installati su pavimento in cemento industriale, di spessore pari a circa 20 cm, conformato in modo da raccogliere eventuali rilasci all'interno di un pozzetto di accumulo pompagnato da un grigliato metallico. Sulla copertura superiore sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento.
- **tettoia caldaie**, realizzata con strutture modulari in cemento armato precompresso è costituita da una tettoia che ospita i sistemi di trattamento fumi (DeNOx SCR, Catalizzatore ossidativo), i surriscaldatori, i generatori di vapore surriscaldato, i sistemi di scambio termico e di produzione aria compressa;
- **sala turbina e uffici**, edificio costruito su due livelli con strutture modulari in cemento armato precompresso, a piano terra ospita la turbina a vapore - alternatore, la sala trasformatori per l'alimentazione dei servizi ausiliari della centrale e la sala quadri. Al piano primo ci sono gli uffici, la sala quadri, la sala di controllo, gli spogliatoi e i servizi igienici;
- **altri edifici e locali minori** fra i quali il locale trattamento acqua, l'officina, le cabine elettriche, un locale trasformatori, la guardiania, l'ufficio pesa a bilico, la tettoia trattamento combustibile, la tettoia per il carico e lo scarico, la tettoia per la dissoluzione dell'urea, la tettoia di protezione pompe e lo stoccaggio prodotti.

All'interno del sito vi è anche la sottostazione elettrica di connessione con la rete elettrica nazionale.

5.2. DESCRIZIONE DELLA LINEA PRODUTTIVA

La centrale potrà lavorare a ciclo continuato sulle 24 ore per tutto l'anno, per circa 8.600 ore/anno e con soste pari a 2 fermate/anno per manutenzione programmata.

Motogeneratori

I due nuovi motori endotermici a gas metano hanno le seguenti caratteristiche (cfr. All.2):

- ✓ Marca: **Wartsila**;
- ✓ Modello: **W18V50SG**;
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta**;
- ✓ Configurazione: **a V**;
- ✓ Potenza termica nominale: **39,188 MW**;
- ✓ Numero di cilindri: **18**;
- ✓ Potenza all'albero motore: **18.810 kW**.

Per lo spegnimento dei motori è necessaria circa mezz'ora di mezz'ora dalla progressiva riduzione dell'alimentazione del metano. Mentre per il riavvio, seve circa un'ora per andare a regime.

Come per la configurazione attuale, ogni motore endotermico è accoppiato al generatore sincrono trifase composto da un alternatore utilizzato in continuo per produrre l'energia elettrica, avente le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB**;
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**;
- ✓ Potenza nominale: **20.482 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,9**;
- ✓ Potenza elettrica nominale: **18.434 kW**;
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **98,0 %**;
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE**.

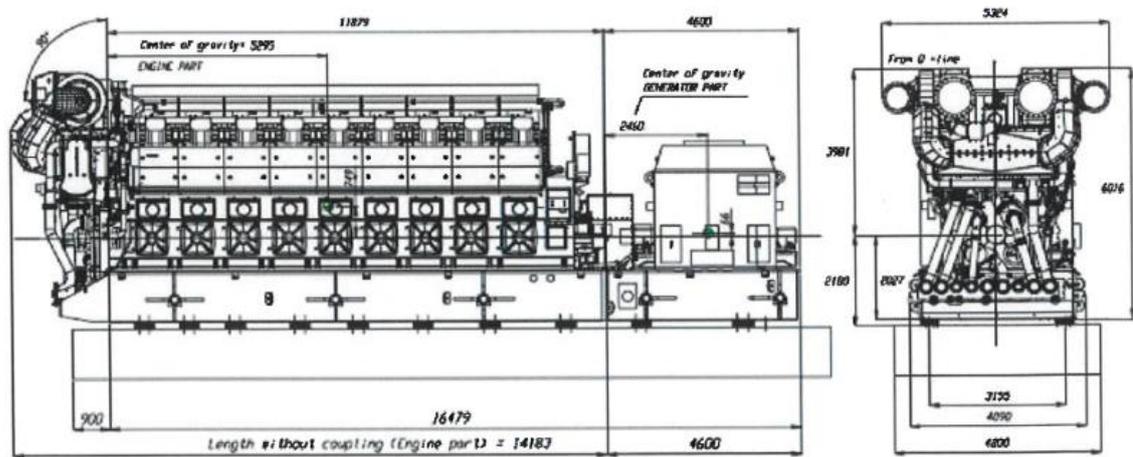


Figura 14 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale

La macchina è costituita da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che sosterranno la corrente elettrica prodotta.

Il rotore genera un campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti che, nel caso di alternatore trifase a due poli, si compone di n. 6 elettromagneti che sono a loro volta opportunamente alimentati.

Tutte le componenti a valle del generatore, quali le tubazioni dei gas di scarico, il sistema di abbattimento delle emissioni, la caldaia a recupero ed inoltre i sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

5.2.1. Ciclo combinato

L'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo produttivo di Powerflor è dovuta all'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono. Essa è costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi (che non subirà modifiche), previo surriscaldamento della corrente gassosa ottenuta. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore con bruciatore a metano

Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore con bruciatore a metano installato sulla tubazione di scarico a valle del reattore DeNOx/ossidativo, che porta il gas sino a circa 420°C, facendo così migliorare l'efficienza della turbina del ciclo Rankine.

Le emissioni surriscaldate di ogni motore passano attraverso una caldaia/scambiatore di calore dedicata, costituita da fasci tubieri in cui scorre acqua che sottrae calore dai fumi facendoli raffreddare sino a circa 180°C e trasformandosi in vapore. Il vapore prodotto dalle due caldaie alimenta turbina (una per tutti e due i motogeneratori) per produrre energia elettrica (ciclo

Rankine). In uscita dalla turbina il vapore viene condensato e ritorna in testa alle due caldaie/scambiatori.

Da ogni caldaia si spurga con continuità parte dell'acqua alla temperatura di 95-100 °C. Tale spurgo unitamente ad altri spurghi costituisce il cosiddetto "blowdown" e dopo raffreddamento spontaneo sino a quasi temperatura ambiente, viene inviato in fogna.

Al carico massimo continuativo si raggiungono almeno le seguenti performance dalla caldaia

Pressione vapore	bar	16
Temperatura vapore	°C	380
Portata vapore	t/h	10,5
Potenzialità del bruciatore in vena	MW	2,37

Il surriscaldatore integrato nella stessa caldaia è composto da n.1 bruciatore a gas naturale operante in modalità di integrazione completo di ventilatore dedicato.

Utilizzo del calore – Ciclo Rankine

Il vapore surriscaldato in uscita dalle caldaie entra in turbina dove si espande, passando da 16 a 0,08 bar, e genera energia elettrica. Il vapore giunge in un condensatore a superficie dove si raffredda a 40-42 °C, condensa e si accumulandosi nel cosiddetto "pozzo caldo" (serbatoio di accumulo). La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2,37 MWt.

Circa una volta ogni due settimane si procede al lavaggio delle caldaie/scambiatori con acqua osmotizzata a 95°C; il surriscaldatore viene messo al minimo e per circa 4 ore i gas di scarico sono deviati direttamente alla linea di scarico. Durante tale fase di lavaggio le emissioni restano pressoché inalterate eccetto che per la temperatura paria circa 380°C, contro i circa 180° in condizioni di normale esercizio.

Ognuno degli 8 moduli da cui è costituita una caldaia (banchi) è equipaggiato con due soffiatori rotanti (16 in tutto), che spruzzano sui fasci tubieri acqua osmotizzata a 95 °C e circa 7 bar. I soffiatori vengono azionati singolarmente in sequenza (dal n. 1 al n. 16) per 60 secondi; dallo spegnimento di un soffiatore e attivazione del successivo passano circa 2 secondi.

L'acqua di lavaggio viene raccolta in una tramoggia e quindi in una vasca di contenimento sottostante la caldaia e poi avviata allo smaltimento.

Gruppo Turboalternatore

La generazione di energia elettrica a cura del vapore prodotto nelle caldaie di recupero è affidata ad un gruppo alternatore installato nella sala turbina e avente le seguenti caratteristiche:

Turbina:

- ✓ Marca: **SIEMENS**
- ✓ Modello: **SST 300**
- ✓ Tipo: **a condensazione**
- ✓ Pot. meccanica: **kW 13.070**
- ✓ Giri al minuto: **6.800/1.500**

Generatore:

- ✓ Marca: **ABB**
- ✓ Modello: **AMS 900LE**
- ✓ Potenza apparente: **kVA 16.500**
- ✓ Fattore di potenza: **cosφ = 0,80**
- ✓ Potenza attiva: **kW 13.200**
- ✓ Frequenza di esercizio: **Hz 50**
- ✓ Giri al minuto: **1.500.**

La potenza elettrica nominale del generatore è 13.200 kWe. In realtà, data la presenza di soli due motogeneratori, il turboalternatore sviluppa al massimo una potenza tra 3.000 - 3.200 kWe.

A monte e valle del gruppo turboalternatore sono installati il degasatore ed il condensatore ad aria.

5.2.2. Sistema elettrico

Il sistema elettrico non subirà variazioni rispetto allo stato attuale.

L'energia elettrica prodotta dai due motogeneratori e dalla turbina viene in parte utilizzata per i consumi di centrale e in gran parte ceduta alla rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

L'impianto elettrico della centrale è composto da:

- ✓ sistema di misura fiscale dell'energia elettrica prodotta, immessa in rete e consumata dai carichi ausiliari;
- ✓ rete di distribuzione in bassa tensione (24Vdc, 110Vdc, 24Vac, 110Vac, 230Vac) per l'alimentazione della centrale.
- ✓ rete di distribuzione a 400Vac per l'alimentazione della centrale;
- ✓ rete a 11kV per la connessione dei due motogeneratori e della turbina alla sottostazione di trasformazione 11 KV-150 KV;
- ✓ **Stallo "A"** di allaccio alla SOTTOSTAZIONE ELETTRICA per la connessione alla RETE di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, composto da:
 - trasformatore elevatore da 11kV a 150kV della potenza di 63MVA;

- apparecchiature AT (scaricatori, sezionatore, interruttore, trasformatori di misura amperometrici e voltmetrici);
- cabina di comando e protezione del sistema AT;
- sistema di sbarre AT per la connessione dello stallo alla parte restante della stazione elettrica di connessione con la rete di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A..

5.2.3. *Trattamento emissioni*

Ogni motore è già equipaggiato con sistema di abbattimento delle emissioni (ossidi di azoto, ossido di carbonio ed eventuali incombusti) nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i principali parametri di processo: portata, % ossigeno, temperatura, pressione, CO, NOx (espresso come NO₂) e polveri. I fumi sono emessi da due camini (E1 ed E2), ognuno a servizio di un motore, inglobati in un unico involucro metallico con emissione ad altezza di 30 m dal piano di calpestio che, singolarmente, possiedono le caratteristiche di seguito riportate:

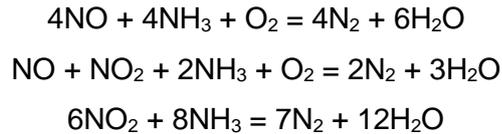
Parametro				
Portata aeriforme (secco all'ossigeno di riferimento 15%)	150.000		Nm ³ /h	
Temperatura aeriforme	180		°C	
Temperatura aeriforme in caso di bypass scambiatori	380		°C	
Durata emissione	24	365	ore/giorno	giorni/anno
Velocità dell'effluente (misurato secondo la UNI 10169)	~ 45		m/s	
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	30		m	
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	1,54		m ²	

Tabella 6 – Caratteristiche delle emissioni in atmosfera E1 e E2 - stato attuale

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a oli vegetali, prive di quantità significative di composti dello zolfo.

I due sistemi di abbattimento delle emissioni sono ognuno costituiti da 5 stadi catalitici di cui 4 di DeNOx-SCR, con aggiunta di urea come agente riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti (**OXICAT**). Il dosaggio dell'urea (in soluzione al 40% in peso) è comune ai due camini e l'aria compressa necessaria alla nebulizzazione della soluzione è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

Con il sistema **SCR** (Selective Catalytic Reduction) si ottiene la riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare (DeNOx), previa aggiunta alla corrente gassosa di una soluzione di urea. A temperatura superiore a 300°C e in presenza di umidità, l'urea si decompone in ammoniaca e ossidi di carbonio; l'ammoniaca reagisce cataliticamente con gli ossidi di azoto secondo le seguenti reazioni di massima, con efficienza superiore al 90%:



I catalizzatori possono essere metalli nobili, ossidi metallici o zeoliti in grado di funzionare anche a temperature superiori a 300°C.

I gas di scarico entrano nella camera di conversione dove un atomizzatore nebulizza la soluzione di urea contenuta in un serbatoio. La portata della pompa dosatrice dell'urea è regolata automaticamente in feedback attraverso un segnale analogico proveniente dal sistema di controllo delle emissioni, che misura la concentrazione di NO a valle del reattore SCR, ottenendo così le migliori prestazioni di abbattimento e quindi evitando inutili sprechi di reagente o emissioni di ammoniaca. L'aria compressa per la nebulizzazione dell'urea è prelevata dall'impianto di distribuzione dell'aria compressa a servizio dell'intera centrale a 6 bar di pressione.

Le emissioni di CO sono ridotte con l'altro sistema catalitico **OXICAT**, ubicato dopo il reattore SCR, che trasforma l'ossido di carbonio e gli eventuali composti organici incombusti in diossido di carbonio. I catalizzatori sono dei supporti metallici (lamine) di acciaio INOX ricoperte dallo strato attivo a base di ossidi metallici e/o di metalli nobili (ad esempio platino, palladio, etc.).

Di seguito una rappresentazione schematica del sistema di abbattimento.

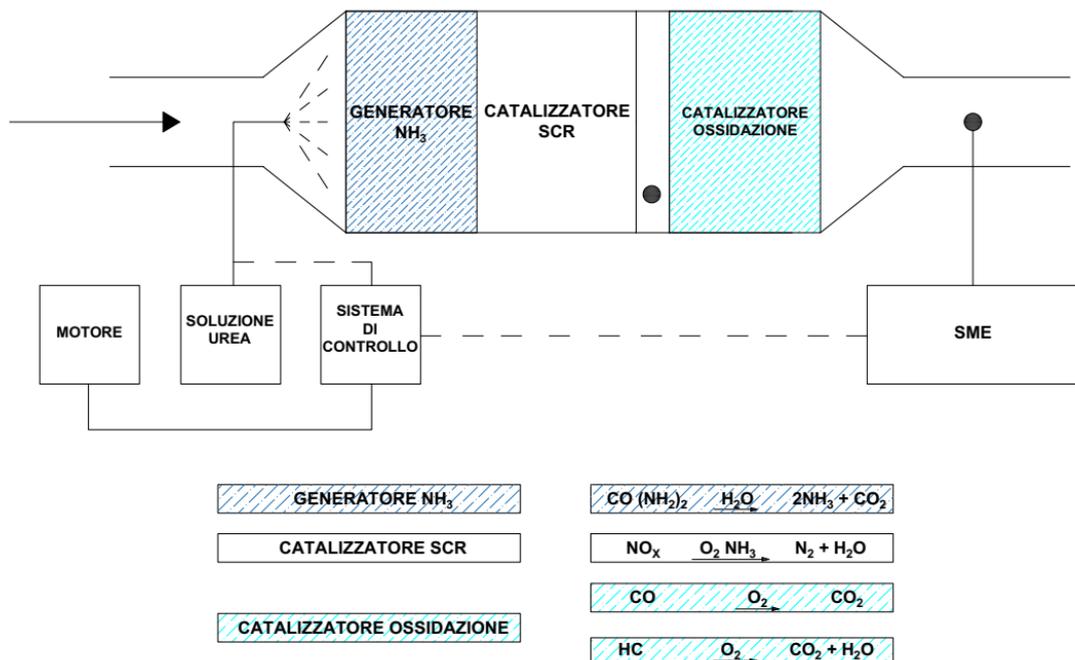


Figura 15 – Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni

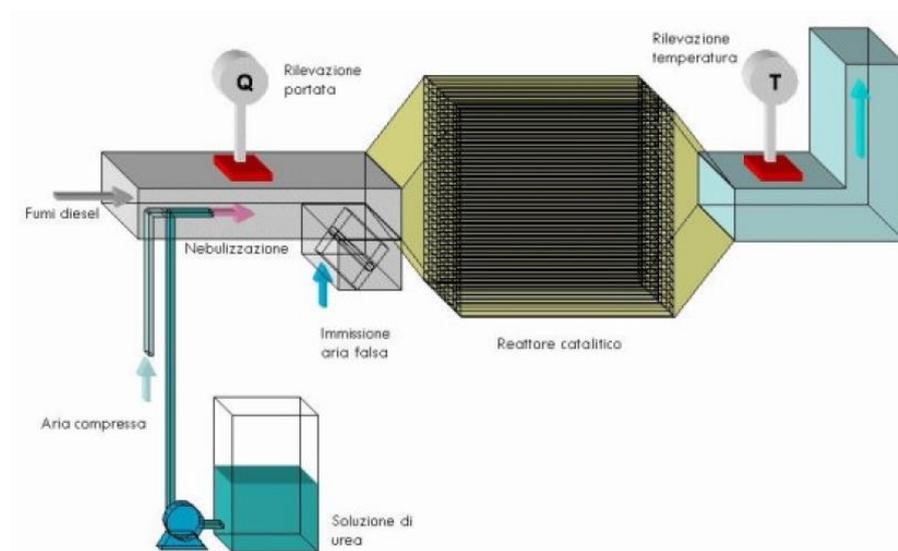
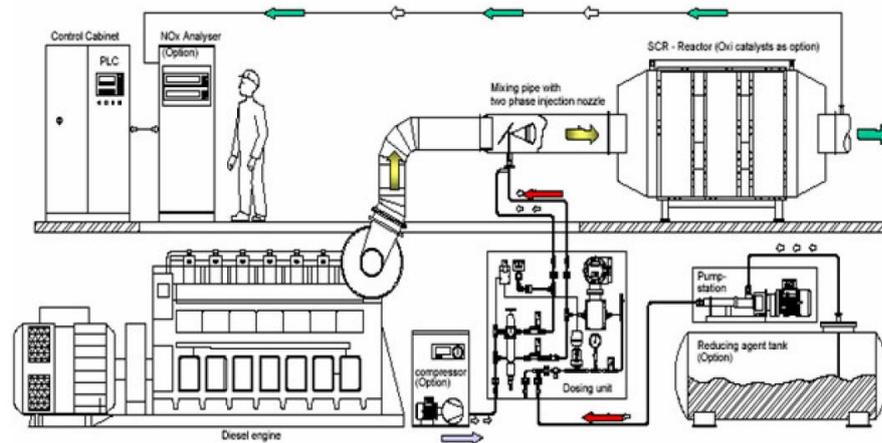


Figura 16 –Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni

Come unica modifica rispetto allo stato attuale del sistema di abbattimento delle emissioni, si prevede la sostituzione del catalizzatore ossidante di tipo ceramico, con un catalizzatore anche a base di metalli, che garantisce prestazioni migliori.

I limiti e la frequenza di monitoraggio per gli inquinanti emessi, proposti per l'esercizio della centrale nella configurazione di progetto, sono riportati nella tabella seguente. Tali limiti sono stati individuati considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per tali tipologie di impianto riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]") pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo (media giornaliera)
NOx (come NO ₂)	75	Continuo (media giornaliera)
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo (media giornaliera)
SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale
*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O ₂		

Tabella 7 – Configurazione di progetto, concentrazioni massime degli inquinanti

Come nella configurazione attuale, nella centrale sarà anche presente un generatore di vapore da 2,8 MWt, a servizio di impianti ausiliari (produzione di urea) in caso di emergenza o all'avvio, avente un punto di emissione denominato **E3**, con le seguenti caratteristiche.

Parametro	Valore	Unità di Misura	
Portata aeriforme (secca, normalizzata all'ossigeno di riferimento 3%)	~ 4.800	Nm ³ /h	
Temperatura aeriforme	160	°C	
Durata emissione	Nei momenti di riavvio o emergenza	ore/giorno	giorni/anno
Velocità dell'effluente (misurato secondo la UNI 10169)	~ 4	m/s	
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	7	m	
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	0,28	m ²	

Tabella 8 – Caratteristiche emissione in atmosfera E3

I limiti e la frequenza di monitoraggio proposti per l'esercizio di questo apparecchio sono riportati nella tabella seguente.

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite* mg/Nm ³	Frequenza di monitoraggio
NO ₂	350	Annuale
SO ₂	35	Annuale
<i>*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 3% di O₂</i>		

Tabella 9 – Concentrazioni limite degli inquinanti per il punto di emissione E3

Per l'adeguamento della cabina di decompressione del metano, è prevista l'installazione di due caldaie (delle quali una è di riserva) della potenzialità massima non superiore a 0,20 MWt cad., per riscaldare il gas in espansione. I relativi punti di emissione (E4 e E5) sono scarsamente rilevanti ai sensi dell'art.272, comma 1 del D.Lgs. n.152/2006,

Nella configurazione di progetto ci saranno anche le seguenti nuove emissioni, non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006:

- ✓ N.2 dischi di rottura per linea motore, installati lungo le tubazioni di convogliamento dei fumi a valle dei motogeneratori (a monte e valle del sistema di trattamento delle emissioni) (cfr. T.6).
- ✓ un **gruppo elettrogeno di emergenze da 300 kW** alimentato a gasolio, che potrebbe entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale (cfr. T.3 del progetto).

5.2.4. Sistema di trattamento metano

Considerando un utilizzo teorico della centrale alla massima capacità produttiva di 8.600 ore/anno, per i soli due nuovi motori è stimato un fabbisogno gas naturale di circa 64.000.000 Sm³/anno.

Il gas alimenta i motori attraverso una rampa dedicata, denominata "Compact Gas Ramp" (CGR), comprendente:

- Filtrazione;
- Valvole di riduzione di pressione;
- Valvole shut – off di emergenza;
- Valvole di sfiato.

5.2.5. Sistema di lubrificazione

Tutte le componenti interne del motore vengono lubrificate attraverso una rete di condotti e canalizzazioni, in cui l'olio minerale viene pompato ad alta pressione.

Il sistema di lubrificazione si compone di un circuito comune di alimentazione dallo stoccaggio dell'olio ai singoli motori e di un circuito di scarico dell'olio usato, che viene raccolto in cisternette/fusti e avviato allo staggio.

A servizio della centrale vi è un deposito olio lubrificante composto da un serbatoio metallico posto all'interno di una vasca di contenimento, fuori terra, ad asse verticale da 85 m³.

Di seguito è schematizzato il circuito tipo di lubrificazione motore.

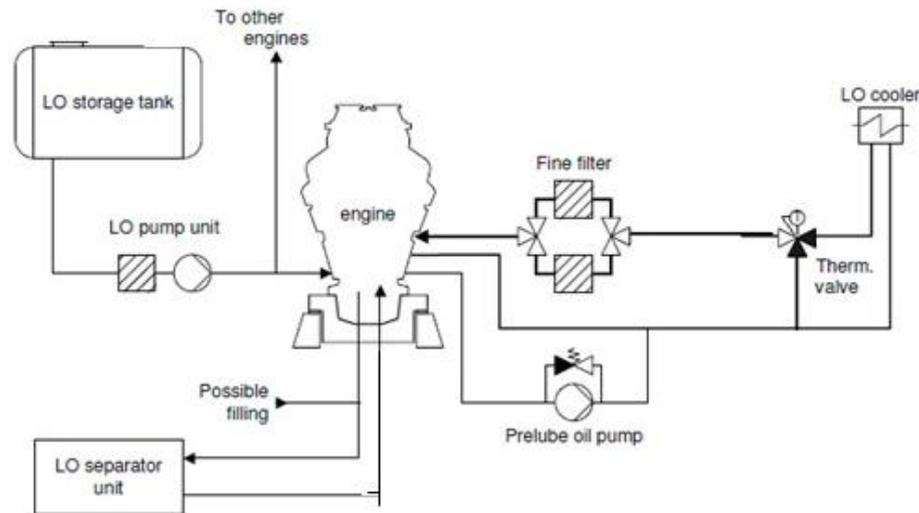


Figura 17 – Sistema di lubrificazione

5.2.6. Circuito di raffreddamento

Nessuna modifica rispetto all'attualità.

Ogni motore è dotato di un proprio sistema di raffreddamento costituito da:

- ✓ il circuito ad alta temperatura (HT), che comprende il circuito primario del motore e il primo stadio del refrigerante delle turbosoffianti;
- ✓ il circuito a bassa temperatura (LT), che comprende il secondo stadio del refrigerante delle turbosoffianti e il refrigerante dell'olio lubrificante;
- ✓ il circuito di refrigerazione dei seggi valvole.

Il circuito HT raffredda l'aria di sovralimentazione (nel caso del doppio stadio di refrigerazione dell'aria), le testate cilindri e le camicie. Il circuito LT raffredda l'aria di sovralimentazione e l'olio lubrificante. Entrambi i circuiti sono connessi agli scambiatori principali di calore.

L'acqua nel circuito HT deve essere preriscaldata prima dell'avvio motore; ogni motore è quindi provvisto di un sistema riscaldatore/elettropompa per il preriscaldamento dell'acqua. Il circuito acqua preriscaldamento motore è dotato di una valvola di non ritorno per evitare reflussi di acqua.

Durante le manutenzioni, l'acqua contenuta in ciascun motore può essere scaricata in un serbatoio di centrale da 12 m³ e quindi ricaricata a fine manutenzione.

Di seguito è riportato lo schema del sistema di raffreddamento del motore.

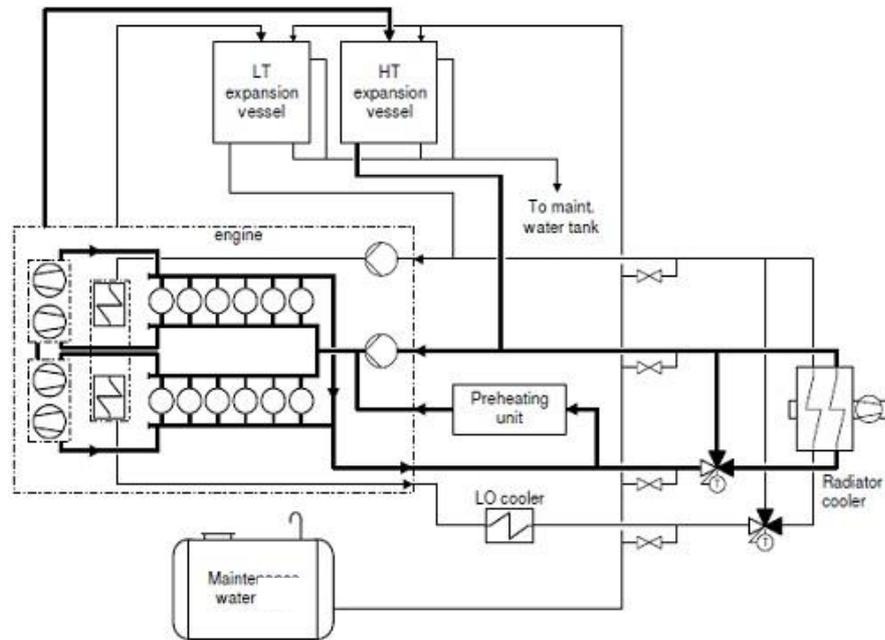


Figura 18 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori endotermici

5.2.7. Sistema di distribuzione di aria

Tale unità non subirà modifiche rispetto allo stato attuale.

I motori si avviano mediante immissione di aria compressa alla pressione nominale di 30 bar all'interno della camera. L'avvio è effettuato per mezzo di iniezione diretta di aria nei cilindri attraverso le valvole aria avviamento nelle testate dei cilindri. La valvola aria avviamento principale può essere azionata sia manualmente che elettricamente. L'aria compressa di avviamento a 30 bar è prodotta da alcuni elettrocompressori e accumulata in bombole interconnesse con i motori.

In caso di mancanza di energia elettrica, gli elettrocompressori saranno alimentati con un gruppo elettrogeno di emergenza da 300 kW a gasolio.

Esiste, inoltre, un circuito separato di aria compressa a 7 bar, per fornire l'aria di controllo alla strumentazione. In condizioni di esercizio a regime, il compressore delle turbosoffianti immette aria comburente nei cilindri attraverso il refrigerante aria. Il motore è equipaggiato con due turbosoffianti, uno per bancata. L'aria di combustione, prima di essere immessa nel motore, è filtrata con dei pannelli che si muovono verticalmente, grazie a un motore elettrico, e quindi si immergono in un bagno d'olio per la rimozione delle polveri.

5.2.8. Impianto di preparazione soluzione di urea

Anche questo impianto non subirà modifiche. L'impianto è costituito da due serbatoi metallici fuori terra uno per l'urea solida e uno per la soluzione al 40%.

L'urea solida viene scaricata mediante trasferimento pneumatico dall'autobotte all'alto del serbatoio. Lo stesso serbatoio e la linea di carico sono dotati di appositi filtri depolveratori che vengono azionati durante le operazioni di carico.

La preparazione della soluzione avviene immettendo nel miscelatore acqua a 90°C e quindi urea in polvere estratta dai serbatoi di stoccaggio con coclee e celle di carico. La soluzione al 40% è inviata a mezzo pompe centrifughe ad un serbatoio di stoccaggio a servizio dell'impianto DeNOx e da qui, con pompe dosatrici viene inviata ai pannelli di dosaggio ove, a mezzo di lance di miscelazione ad aria compressa, è iniettata nella corrente fumi di combustione

5.2.9. Impianto di produzione acqua deionizzata

Non subirà modifiche,

La produzione di acqua deionizzata per la formazione del vapore di alimentazione delle turbine dall'acqua di rete avviene con un impianto composto da:

- A. filtro a carboni attivi;
- B. addolcimento;
- C. osmosi inversa;
- D. cella di deionizzazione rivestita in "ContiPur",
- E. filtro a letto misto autorigenerante,
- F. Vasca di omogeneizzazione ed equalizzazione delle acque di rigenerazione delle resine a scambio ionico.

L'impianto di osmosi inversa desalinizza l'acqua fino a raggiungere un tenore di sale residuo inferiore al 5 % di quello in ingresso. Il permeato viene prodotto in proporzione del 65-70% del flusso in ingresso e la sua qualità viene monitorata con un conduttimetro. Sull'impianto sono anche installati misuratori di pressione e flusso.

La cella di deionizzazione rivestita in "ContiPur" utilizza a un campo elettrico per far migrare gli ioni attraverso una membrana elettrochimica sino a giungere nella camera del concentrato. Si ottiene così un'ulteriore desalinizzazione con produzione di acqua con un massimo di conducibilità di 0,065 pS/cm e resa del 90 -98 %.

5.2.10. Impianto di prevenzione incendi

Nessuna modifica rispetto allo stato attuale.

L'attività svolta dalla "Powerflor Srl" è soggetta alle disposizioni ex DMI 16 febbraio 1982 per le seguenti attività ora assorbite nel DPR 1 agosto 2011, n.151):

- ✓ Attività 64 - Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 Kw per potenza complessiva superiore a 100 kW
- ✓ Attività 17 - Depositi e/o rivendite di oli lubrificanti, di oli diatermici e simili per capacità superiore a 1m³ per quantitativi superiori a 25 m³.

La protezione antincendio **nella sala motori** è costituita da un impianto automatico composto da idranti del tipo a pompa fissa ad avviamento automatico, alimentati da miscela acqua-schiuma del tipo a bassa espansione, prelevata da una vasca di accumulo.

Nella restante parte della centrale è presente un altro impianto attivo ad acqua composto da idranti del tipo a pompa fissa e avviamento automatico, collegati a vasca di accumulo.

La vasca di accumulo della centrale è da 400 m³, superiore a quanto richiesto per il funzionamento in condizione idraulica più favorevole e a quanto specificato dalla norma UNI 10779.

Le bocche antincendio sono corredate di regolari manichette in nylon e lance in rame con bocchettone ed ugello in ottone. Sono posizionate in modo da raggiungere ogni area del sito.

In particolare, in prossimità dei gruppi elettrogeni sono installati:

- ✓ n.15 idranti DN 70 soprassuolo;
- ✓ n.8 idranti DN 45;
- ✓ n.2 attacco doppio VV.F. DN 70.

Nella centrale è anche presente un impianto attivo a schiuma composto da idranti del tipo a pompa fissa ad avviamento automatico collegato a serbatoio di accumulo di 2.000 L.

In corrispondenza delle aree esterne ci sono n. 8 gruppi mobili schiuma da 200 L (lance carrellate) dotati di manichetta per il collegamento tra gruppo mobile e idrante, la seconda per il collegamento tra gruppo mobile e lancia schiuma da 20 m. Lo schiumogeno utilizzato è di tipo proteico. Sono anche presenti vari estintori mobili.

Lo stabilimento è poi dotato di un impianto di raffreddamento dei mantelli esterni dei serbatoi.

5.2.11. Sistemi di regolazione, controllo e sicurezza

L'esercizio della centrale è regolato da sistemi di controllo e gestione delle diverse unità, finalizzati a garantire elevati standard di sicurezza. I principali sistemi sono i seguenti:

➤ Controllo sicurezza esercizio motori

Allo stato attuale sono già presenti i seguenti dispositivi di sicurezza, che risultano idonei anche per la configurazione di progetto a gas metano:

1. arresto automatico del motore sia per l'eccesso di temperatura dell'acqua di raffreddamento che per la caduta di pressione dell'olio lubrificante;
2. intercettazione automatica del flusso di combustibile per arresto del motore o per mancanza di corrente elettrica. L'intervento del dispositivo di arresto provoca anche l'esclusione della corrente elettrica dai circuiti di alimentazione ad eccezione dell'illuminazione del locale.

➤ **Sistemi di sicurezza – Disco di rottura**

Nella configurazione di progetto a gas metano saranno installati come nuovi sistemi di sicurezza i dischi di rottura. Si tratta di dispositivi idonei a garantire una perfetta sicurezza nella gestione delle sovrappressioni e impedire danneggiamenti in caso di improvviso aumento di pressione. Sono costituiti essenzialmente da una membrana sottile che si rompe nel momento in cui la pressione differenziale supera la resistenza a cui la membrana è tarata, in modo da permettere lo sfogo dell'eccesso di pressione.

Per salvaguardare i sistemi di trattamento delle emissioni e gli scambiatori di calore, posti a valle dei motogeneratori, lungo la tubazione di scarico dei fumi di ogni motore verranno installate n.2 valvole di sicurezza a disco di rottura (cfr. T.3 del progetto). Le emissioni di tali valvole non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art.2.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

➤ **Impianto di rilevazione incendi**

Allo stato attuale è già presente un idoneo sistema automatico fisso di rilevazione incendi costituito da rivelatori automatici puntiformi d'incendio, da punti manuali di segnalazione, da una centrale di controllo e segnalazione e dalle alimentazioni. L'impianto è stato progettato in accordo alla UNI 9795 e la sua realizzazione e manutenzione viene effettuata tenendo conto di quanto prescritto dalla suddetta norma.

Si prevede l'installazione anche di un impianto di rilevazione di gas metano che lancerà un segnale di allarme intervenendo sulle elettrovalvole di alimentazione del gas interrompendone il flusso. Si precisa che la sala motori è dotata di sistema di areazione che permette notevoli ricambi d'aria tali da evitare, nel caso di eventuali fughe, la creazione di zone sature di gas metano.

5.3. FLUSSI DI PROCESSO IN INGRESSO ED IN USCITA

5.3.1. Prestazioni impianto e consumi metano ed ausiliarie

Nella seguente tabella sono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni del singolo motore e dell'intera centrale, nel funzionamento a pieno carico, ossia considerando 8.600 ore/anno di funzionamento.

ITEM	INPUT	PRODUZIONE	RENDIMENTO	CONSUMI	
	Potenza termica di combustione (A)	Potenza elettrica nominale (B)	Elettrico (C = B/A)	Consumo gas metano	
	MWt	MWe	%	Sm ³ /h	Sm ³ /g
W18V50SG - 01	39,188	18,434	47	3.700	88.800
W18V50SG - 02	39,188	18,434	47	3.700	88.800
Motogeneratori	78,376	36,868		7.400	177.600
EBR_M 01	2,37			240	5.760
EBR_M 02	2,37			240	5.760
Surriscaldatori	4,74			480	11.520
SM400	2,8			238	5.700
Caldaia a vapore	2,8			238	5.700
SST-300C		13,2			
Turbina		13,2			
TOTALI	85,916	50,068		8.118	194.820

Tabella 10 – Prestazioni impianto a gas naturale

La produzione di energia elettrica lorda annua sviluppata dai soli motogeneratori, sempre alla massima capacità produttiva, è pari a circa 317.000 MWh/anno. A questa si deve aggiungere l'energia derivante dal recupero termico del calore contenuto nei fumi (ciclo combinato). A valle di ogni motogeneratore è installato un surriscaldatore e una caldaia (scambiatore a tubi alimentati con acqua). I fumi sono surriscaldati, poi cedono calore nella caldaia producendo vapore che viene convogliato in un'unica turbina per la produzione di energia elettrica (ciclo Rankine).

La potenza elettrica nominale di tale turbina è di 13,2 MWe, ma con soli due motogeneratori il massimo ottenibile è di 3,0 MWe, che in 8.600 ore di funzionamento all'anno consentono di produrre 25.800 MWh/anno.

Il consumo annuo di gas naturale dei nuovi motogeneratori alla massima capacità produttiva è stimabile in circa 64.000.000 Sm³/anno. I due surriscaldatori hanno una potenza termica nominale di 2,37 MWt ciascuno, pari a 4,74 MWt complessivi, con un consumo di gas metano di circa 4.000 kNm³/anno. Ipotizzando un utilizzo saltuario della caldaia generatore di vapore SM400, che entrerà in funzione all'avvio della centrale e nelle emergenze, il consumo annuo di gas naturale dello stabilimento Powerflor nello scenario di progetto e per un funzionamento massimo di 8.600 ore è ipotizzabile in circa 68.000.000 Sm³/anno.

Oltre al combustibile, le principali materie prime necessarie per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti utilizzati per il motore e il turbocompressore, e l'urea utilizzata nell'impianto DeNOx SCR. Per l'urea si prevede una diminuzione dei consumi annui, da circa 2.700 t/anno a 310 t/anno.

Infatti, per ottenere una concentrazione di 75 mg/Nm³ di NOx nei fumi (riferita sul secco al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea pari a circa 0,018 ton/h per motore, per un totale (8.600 ore/anno), pari a circa 310 ton/anno di urea solida.

Il consumo stimato per motore di olio lubrificante è di circa 0,5 g/kW. Considerando che ogni motore produce 18.434 kW, per 8.600 ore di esercizio l'anno si stima un consumo complessivo di circa 160 t/anno, salvo imprevisti e problematiche di natura tecnica..

5.3.2. Consumi idrici

Nella configurazione di progetto, per l'esercizio dell'impianto si prevede una riduzione dei consumi idrici di tipo industriale, prelevati dalla rete dell'Acquedotto Pugliese. Tale riduzione è proporzionale al minor consumo di urea in soluzione al 40%, così come evidenziato nel paragrafo precedente.

A regime della capacità produttiva, allo stato attuale si apprezza un consumo idrico industriale complessivo (produzione di vapore, raffreddamento, produzione di acqua deionizzata ecc..) pari a circa 36.000 m³/anno, mentre nella configurazione di progetto è ipotizzabile un consumo complessivo pari a circa 33.000 m³/anno.

5.3.3. Rifiuti

L'azienda continuerà a effettuare il deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla loro cessione a ditte autorizzate per l'avvio a recupero e/o smaltimento.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale sono da:

- ✓ **Catalizzatori esauriti (codice EER 160803)** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera;
- ✓ **Acqua di lavaggio degli scambiatori dell'impianto di cogenerazione (codice EER 161002)**. Le pareti esterne dei fasci tubieri degli scambiatori di calore, lambite esternamente dalla corrente gassosa surriscaldata, tendono a sporcarsi con ripercussioni negative sul ciclo rankine. È quindi necessario effettuare il lavaggio periodico;
- ✓ **Emulsioni (CER 130802)**. Trattasi di emulsione liquida da centrifugazione dell'olio minerale.

Ulteriori rifiuti potranno essere generati nel corso della manutenzione degli impianti e dal trattamento delle acque meteoriche.

5.3.4. Scarichi idrici di acque reflue

Nella configurazione di progetto non ci saranno modifiche rispetto allo stato attuale e si prevede una riduzione del volume complessivo di scarico, dagli attuali 23.000 m³/anno a 21.000 m³/anno. Tale riduzione è dovuta al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea e quindi di permeato da avviare allo scarico.

La centrale è dotata di due reti fognarie separate con due scarichi distinti che confluiscono in un unico pozzetto esterno allo stabilimento (con due distinti punti di prelievo) e quindi nella fognatura pubblica gestita da Acquedotto Pugliese Spa (autorizzazione 4 gennaio 2021, n.1331R/2021). Gli scarichi di acque reflue saranno:

- ✓ Scarico di reflui domestici S2 (servizi igienici e degli spogliatoi), per circa 900 m³/anno;
- ✓ Scarico di reflui industriali per 21.000 m³/anno, costituito dallo spurgo dei circuiti termici e dallo scarto dell'impianto ad osmosi inversa (preparazione di acqua deionizzata per produzione vapore da utilizzare nella turbina). Questi reflui sono conformi alla tabella 3 (scarico in fogna) dell'allegato 5 Parte III del D.Lgs. n.152/2006.

5.3.5. Acque meteoriche

Per quanto riguarda la gestione delle acque meteoriche, nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale autorizzato. Le acque meteoriche saranno trattate e integralmente riutilizzate all'interno della centrale o in serre, tramite il Consorzio Water For Flower.

La gestione delle acque meteoriche rispetta il Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013 – “Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia (attuazione dell'art. 113 del Dlgs n. 152/06 e ss.mm.ii.)”, in quanto lo stabilimento rientra nella fattispecie di cui alla lettera s, comma 2 dell'articolo 8.²

In base all'articolo 11 del sopraccitato Regolamento Regionale, ove tecnicamente possibile vi è l'obbligo di riutilizzo delle acque meteoriche di dilavamento, per far fronte alle necessità irrigue, industriali e agli altri usi consentiti. **Le acque meteoriche di Powerflor srl (di prima e seconda pioggia), dopo trattamento sono integralmente riutilizzate per usi industriali interni al sito, oppure in serre florovivaistiche tramite il Consorzio Water For Flower.**

La superficie totale occupata dalla centrale è estesa 20.933 m² dei quali circa 19.200 m² sono impermeabilizzati (superfici coperte, piazzale, viabilità). I piazzali e la viabilità sono dotata di griglie e rete di raccolta delle acque meteoriche, dimensionata in conformità a quanto previsto dalla normativa regionale. Le acque piovane sono convogliate nell'impianto di trattamento così costituito:

- **grigliatura, sedimentazione-dissabatura e disoleazione a pacchi lamellari;**
- **scolmatore** per la separazione delle acque di prima pioggia dalle successive.
- **vasca di accumulo delle acque di prima pioggia** da circa 100 m³ e quindi superiore al volume di acque di prima pioggia calcolato, pari a 96 m³ (calcolato come prodotto dell'intera superficie scolante per un'altezza di 5 mm). La vasca è dotata di pompa sommersa per

² s. attività di cui all'Allegato VIII alla Parte Seconda del Dl.gs. n. 152/06 e ss. mm. ed ii.

l'invio del liquido al depuratore chimico-fisico da 6 m³/h che è costituito da un chiariflocculatore alimentato con policloruro di alluminio e soda e sedimentazione/filtrazione tramite moduli a pacchi lamellari, moduli a sacchi, e filtri a carbone e quarzo. Dopo la depurazione le acque di prima pioggia sono accumulate in un serbatoio per il riutilizzo interno come acqua industriale oppure inviate al Consorzio Water for Flower

- **vasca accumulo seconda pioggia** della capacità da 70 m³, in cui confluiscono le acque di seconda pioggia trattate. Queste acque sono conferite al Consorzio Water for Flower, ubicato in suolo adiacente, per il riutilizzo, anche presso lo stesso impianto Powerflor.

Il Consorzio Water for Flower, costituito dalle aziende Powerflor Srl e RB Eurosa S.Ag.r.l., riutilizza le acque meteoriche trattate per usi irrigui nelle serre della RB Eurosa S.Ag.r.l oppure le invia a riutilizzo presso la stessa Powerflor.

Le acque da riutilizzare devono rispettare i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 della Parte III del D.lgs. n. 152/06 (scarico in acque superficiali). L'autorizzazione del sistema di trattamento delle acque meteoriche è stata assorbita nell'Autorizzazione Unica Regionale di cui alla DD n. 283 del 02/12/2010.

Nel consorzio le acque di seconda pioggia sono accumulate in un serbatoio da 530 m³; trattate con filtri a sabbia e carbone e quindi immagazzinate in un altro serbatoio da 530 m³ in attesa dell'invio al riutilizzo. In quest'ultimo serbatoio sono anche accumulate le acque di prima pioggia trattate non riutilizzate all'interno del sito Powerflor.

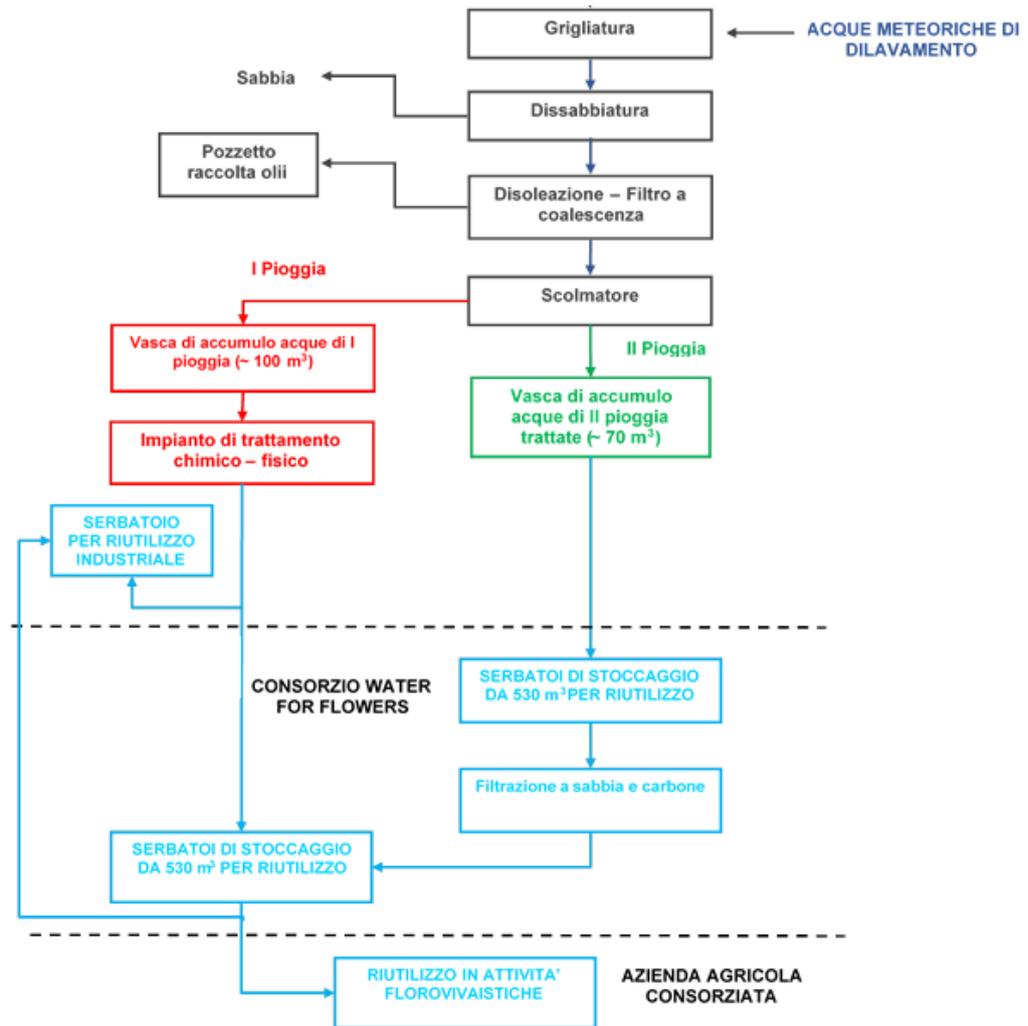


Figura 19 - Schema del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche

5.3.6. Rumore

Le sorgenti di rumore più significative afferenti all'attività della Centrale sono le stesse dello stato attuale:

- ✓ Due motogeneratori posti all'interno dell'edificio in calcestruzzo "Sala motori";
- ✓ Radiatori/unità di ventilazione (n.8 unità con 6 fancoils ognuna) per il raffreddamento dei motogeneratori, poste sul tetto della sala motori;
- ✓ Due sistemi di trattamento delle emissioni a valle dei due motogeneratori e ubicati sempre all'interno dell'edificio in calcestruzzo Sala motori;
- ✓ Due unità per ricambio d'aria (charge air) posti all'esterno dell'edificio Sala motori;
- ✓ Turbina a vapore – alternatore ubicato al piano terra dell'edificio dedicato;
- ✓ Otto estrattori d'aria dalla sala motori (ubicati sul tetto dell'edificio sala motori);
- ✓ Tre pompe (da 22 kW) poste all'aperto sotto tettoia, in prossimità degli scambiatori;
- ✓ Due pompe di alimento degasatore (da 30 kw) poste all'aperto sotto tettoia;

Il Comune di Molfetta non ha redatto un Piano Comunale di Zonizzazione Acustica del proprio territorio, per cui i limiti acustici di riferimento sono quelli previsti dalla Legge Quadro n.447/1995 che, individua, in assenza di soglie più basse definite su scala locale, dei limiti non superabili inderogabili. L'attività si svolge in un'area che può essere inclusa, secondo la normativa acustica nella classe "Tutto il territorio nazionale" i cui limiti assoluti sono di 70 dB (A) per il periodo diurno e di 60 dB(A) per il periodo notturno.

Inoltre, essendo un impianto a ciclo continuo (funzionamento 24h) è previsto anche il rispetto di quanto richiesto dal DM 11.12.1996 art. 3 comma 2: "*Fermo restando il disposto dell'art. 6, comma 1, lettera d), e dell'art. 8, comma 4, della legge 26 ottobre 1995, n. 447, per gli impianti a ciclo produttivo continuo, realizzati dopo l'entrata in vigore del presente decreto, il rispetto del criterio differenziale è condizione necessaria per il rilascio della relativa concessione*".

Dallo studio previsionale di impatto acustico, allegato allo Studio di Impatto ambientale, risultano rispettate le condizioni acustiche previste dalla normativa vigente.

5.4. RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO

La centrale è servita da una condotta esterna ad alta pressione (64 bar) di SNAM Rete Gas, realizzata nell'estate 2021 che giunge in prossimità della cabina di decompressione metano di proprietà Powerflor, inclusa dell'Autorizzazione Unica Regionale D.D. n. 1379 del 29 settembre 2006 e s.m.i.

La condotta di alimentazione interna allo stabilimento è stata progettata, costruita e collaudata secondo le prescrizioni stabilite per le reti esterne, essa è posizionata su pipe rack, una struttura reticolare di sostegno per le tubazioni, di lunghezza pari a 75 m utile per il trasferimento dei vari vettori energetici (gas, vapore, acqua, ecc.) necessari per l'alimentazione e l'esercizio degli impianti della centrale. La condotta risulta idonea alle portate previste per la configurazione di progetto. Si prevede esclusivamente la realizzazione di un tratto di tubazione di pochi metri che, staccandosi dalla rete interna di alimentazione dei post combustori, entrerà direttamente in sala motori per l'alimentazione dei nuovi motogeneratori. L'intervento sarà effettuato su una tubazione non interrata e all'aperto.

La cabina di decompressione è realizzata in c.a. con muri perimetrali dello spessore di 20 cm; la copertura è realizzata con struttura leggera in lastre. Poiché con i nuovi motori la portata di prelievo aumenterà sino a 195.000 Sm³/giorno, sarà necessario eseguire i seguenti lavori di adeguamento della cabina di decompressione gas:

- aggiunta di un prefabbricato (circa 3m x 8m) da posizionare accanto all'esistente cabina per contenere parte degli impianti necessari. Non saranno effettuati scavi.
- inserimento di due caldaie per il riscaldamento del gas (una di riserva all'altra), di potenzialità pari a circa 0,18 MW (cfr. tavola T8). Tali caldaie saranno oggetto di comunicazione ai sensi dell'art 272 comma 1 del D.Lgs. n.152/2006 poiché trattasi di emissioni poco significative.

6. ELENCO ALLEGATI

- All.1.1 - Determina Dirigenziale n.1379 del 29/09/2006 rilasciata dalla Regione Puglia – Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs n. 387/2003;
- All.1.2 - Determina Dirigenziale n.192 del 21/02/2008 rilasciata dalla Regione Puglia – Variante all'Autorizzazione Unica n.1379 del 29/09/2006 ai sensi del D.Lgs n. 387/2003;
- All.1.3 - Determina Dirigenziale n.283 del 02/12/2010 rilasciata dalla Regione Puglia – Variante all'Autorizzazione Unica n.1379 del 29/09/2006 ai sensi del D.Lgs n. 387/2003;
- All.2 - Scheda tecnica motori endotermici alimentati a gas naturale modello "W18V50SGS";
- All.3.1 - Scheda tecnica Catalizzatore SCR;
- All.3.2 - Scheda tecnica Catalizzatore Ossidante;
- All.4 - Certificazione di destinazione urbanistica;
- All.5 - Nota di SNAM RETE GAS prot. ORIMER/CONALL/1010 del 09/09/2021.